



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA
MESTRADO EM DINÂMICA DOS OCEANOS E DA TERRA

RAQUEL MACEDO DIAS

**AUMENTO DE RESOLUÇÃO ATRAVÉS DO USO DO FILTRO Q INVERSO E
DA INVERSÃO ACÚSTICA EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO PRÉ-
SAL DA BACIA DE SANTOS**

Niterói, RJ

2020

RAQUEL MACEDO DIAS

**AUMENTO DE RESOLUÇÃO ATRAVÉS DO USO DO FILTRO Q INVERSO E
DA INVERSÃO ACÚSTICA EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO PRÉ-
SAL DA BACIA DE SANTOS**

Trabalho de conclusão de curso submetido ao Programa de Pós-Graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra da Universidade Federal Fluminense como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre.

ORIENTADOR: PROF. WAGNER MOREIRA LUPINACCI

Niterói, RJ

2020

RAQUEL MACEDO DIAS

**AUMENTO DE RESOLUÇÃO ATRAVÉS DO USO DO FILTRO Q INVERSO E
DA INVERSÃO ACÚSTICA EM RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO PRÉ-
SAL DA BACIA DE SANTOS**

Trabalho de conclusão de curso
submetido ao Programa de Pós-
Graduação em Dinâmica dos Oceanos e
da Terra da Universidade Federal
Fluminense como parte dos requisitos
para a obtenção do título de Mestre.

Aprovada em 22 de dezembro de 2020.

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Sérgio Adriano Moura Oliveira (UENF)

Dra. Elita Selmara de Abreu (Petrobras)

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire (GIECAR-UFF)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci (Orientador) (GIECAR-UFF)

Niterói

2020

Agradecimentos

Inicialmente gostaria de agradecer à minha família por todo o apoio e motivação, em especial à minha mãe, Adelaide, que me ensinou a persistir nos momentos de maior dificuldade e que cuidou de mim durante a pandemia, pois sabia que eu precisava voltar toda a minha atenção para a finalização do mestrado. Também agradeço à irmã, Cynthia, por ser meu exemplo e por todas as conversas construtivas que temos sobre estudos e sobre a vida.

Ao meu namorado Georges, que me acompanhou em todos os altos e baixos da vida acadêmica, sempre disposto a me ajudar a encontrar o equilíbrio.

Às minhas amigas Ana Luiza, Danielle e Raísa, por acreditarem no meu potencial e pelo apoio incondicional sempre.

Ao Coral Naipes, da UFF, que me deu a oportunidade de praticar o hobby que eu mais amo, e foi minha válvula de escape durante o mestrado.

Às minhas amigas, Julia, Thais e Lidia, que compartilham comigo a paixão pelas geociências e o mestrado na UFF, e foram minhas maiores companheiras nas horas do almoço e do café, quando desabafávamos os estresses do dia-a-dia.

Aos meus amigos do GIECAR, em especial o Tone, o Igor Lima, a Tuany, o Paulo, a Maíra, a Mariana, o Thiago, o Vizeu e o Igor Neves. Ao longo desses dois anos de mestrado eu tive a ajuda de todos eles, cada um contribuindo para a excelência do meu trabalho com sua área de especialidade. Com eles eu aprendi na prática que não se faz geofísica sozinho.

Ao meu orientador, Prof. Wagner Lupinacci por toda atenção e paciência, e pela oportunidade de fazer parte deste projeto, certamente enriquecedor para o meu futuro acadêmico e profissional.

À Invision Geophysics, detentora dos plugins utilizados para o desenvolvimento deste trabalho.

À CGG e à Agência Nacional do Petróleo pela disponibilização dos dados utilizados neste trabalho.

À Equinor, pelo financiamento do projeto de pesquisa.

À Universidade Federal Fluminense, em especial aos professores do Departamento de Geologia e Geofísica, pelo privilégio de estudar Geofísica.

"Every little wiggle has a meaning all its own"

Sheriff, Robert E. (1980)

RESUMO

Os reservatórios carbonáticos do pré-sal da Bacia de Santos têm grande importância no cenário nacional da produção de petróleo, sendo atualmente a fonte mais prolífica de Óleo e Gás do Brasil, com acumulações de excelente produção, qualidade e alto valor comercial. A interpretação sísmica quantitativa auxilia na caracterização destes reservatórios de alta complexidade geológica e nos desafios relacionados ao imageamento sísmico, fazendo a ponte entre as variações na amplitude sísmica e as mudanças nas propriedades das rochas. O presente trabalho visou aumentar a resolução sísmica de um dado sísmico do pré-sal, a partir da filtragem Q inversa, e quantificar este ganho de resolução. Também foi objetivo realizar uma inversão acústica de alta resolução, para auxiliar na interpretação sísmica e avaliar o impacto que o filtro Q inverso teve na performance da inversão acústica. Para obter o volume de impedância acústica e analisá-lo, o fluxo de trabalho proposto consistiu no pré-condicionamento do dado sísmico utilizando um filtro Q inverso seguido de um método de inversão acústica do tipo *sparse-spike*, ambos baseados na Transformada Contínua de Wavelet (CWT). Em seguida, foi realizado um estudo de correlação entre os valores da impedância acústica (I_p) e porosidade efetiva, por meio da análise de eletrofácies em uma escala compatível com o volume de impedância acústica, para ajudar a compreender os resultados da inversão acústica. Os resultados mostraram que a aplicação do filtro Q inverso aumentou em 40% a resolução do dado sísmico, melhorando a continuidade lateral dos refletores e a delimitação de falhas e fraturas. O volume de I_p gerado a partir do dado com a aplicação do filtro Q inverso conseguiu resolver melhor camadas mais finas, como mostrado na análise conjunta com os dados de poços. Na Fm. Itapema foi possível identificar, no principal alto estrutural da área de estudo, um banco de coquinas com valores baixos de I_p . Já a Fm. Barra Velha mostrou grande heterogeneidade de valores de I_p , destacando-se a presença de uma extensa rocha ígnea na Base do Sal, na parte central do alto estrutural principal. Os *cross-plots* e as funções de densidade de probabilidade (PDFs) construídas para as eletrofácies a partir dos dados com o *upscale* mostraram uma boa correlação entre os valores de impedância acústica e porosidade efetiva quando é considerado as eletrofácies de reservatório, carbonato fechado e ígneas, mas é difícil a distinção entre as eletrofácies lamosas e de reservatório.

PALAVRAS-CHAVE: INTERPRETAÇÃO SÍSMICA QUANTITATIVA, INVERSÃO ACÚSTICA, FILTRO Q INVERSO, TRANSFORMADA CONTÍNUA DE WAVELET.

ABSTRACT

Presalt carbonate reservoirs in the Santos Basin are of great importance in the national oil production scenario, being currently the most prolific source of Oil and Gas in Brazil, with accumulations of excellent production and high commercial value. Quantitative seismic interpretation assists in the characterization of these reservoirs of high geological complexity and challenges related to seismic imaging, making the link between seismic amplitude variations and rock properties. The present work aimed to increase and quantify the seismic resolution of a seismic data from a presalt field using inverse Q filter. In order to assist the seismic interpretation, a high-resolution acoustic inversion was also generated. I proposed a workflow to obtain the volume of acoustic impedance that consisted of preconditioning the seismic data using an inverse Q filter, followed by a sparse-spike acoustic inversion method, both based on the Continuous Wavelet Transform (CWT). Then, I performed a correlation study between the acoustic impedance (I_p) and the effective porosity logs, through the analysis of electrofacies on a scale compatible with the acoustic impedance volume. The results showed that the application of the inverse Q filter increased the resolution of the seismic data in 40%, enhancing both the lateral continuity of the reflectors and the delineation of faults and fractures. The volume of I_p from the preconditioned seismic data was able to better resolve thinner layers, as shown in the joint analysis with the well data. The bank of *coquinas* identified in the Itapema Fm. presented low I_p values. The Barra Velha Fm. showed great heterogeneity of I_p values, in addition to discriminating the presence of an extensive igneous rock in the Base of Salt in the central part of the study area. The cross-plots and the probability density functions (PDFs) built for the electrofacies showed a good correlation between acoustic impedance and effective porosity when considering the reservoir, tight carbonate and igneous electrofacies, but it is difficult to distinguish between muddy and reservoir electrofacies.

KEYWORDS: QUANTITATIVE SEISMIC INTERPRETATION, ACOUSTIC INVERSION, INVERSE Q FILTER, CONTINUOUS WAVELET TRANSFORM.

Sumário

1	Introdução	14
2	Os reservatórios do pré-sal da Bacia de Santos.....	17
2.1	Formação Itapema	18
2.2	Formação Barra Velha.....	20
3	Resolução sísmica e o fenômeno da atenuação	22
3.1	O fenômeno da atenuação sísmica	26
4	Inversão acústica.....	30
4.1	Tipos de inversão sísmica determinística	34
4.1.1	Inversão <i>model-based</i>	35
4.1.2	Inversão <i>sparse-spike</i>	38
5	Transformadas tempo-frequência.....	41
5.1	Transformada de Fourier	41
5.2	Transformada Wavelet Contínua	42
5.2.1	O expoente de Lipschitz	46
6	Metodologia	51
6.1	Aplicação do filtro Q inverso com foco no pré-sal	53
6.2	Estudo de resolução sísmica	54
6.3	Inversão acústica usando o método WSpikes	55
6.4	Análise de <i>cross-plots</i> e funções de densidade de probabilidade	57
7	Resultados.....	60
7.1	Análises da aplicação do filtro Q inverso	62
7.2	Análises da inversão acústica.....	70
7.2.1	Análise das seções sísmicas	70
7.2.2	Análise dos mapas de amplitude	86
7.3	Avaliação dos <i>cross-plots</i> e funções de densidade de probabilidade.....	93
8	Conclusões.....	97
9	Referências.....	101

Índice de Figuras

Figura 1. Localização da Bacia de Santos e os campos de petróleo em produção.	17
Figura 2. Carta estratigráfica da Bacia de Santos extraída na seção pré-sal com as principais discordâncias destacadas.	18
Figura 3. Modelo deposicional para a Fm. Coqueiros, Bacia de Campos, que é correlacionável com a Fm. Itapema da Bacia de Santos.	19
Figura 4. Esquema de sucessão de fácies do modelo deposicional proposto por Wright e Barnett (2015).	21
Figura 5. Visualização da interferência em modelos de cunha (Simm e Bacon, 2014)	23
Figura 6. Critérios para limite de resolução (Kallweit e Wood, 1982).	24
Figura 7. <i>Time-slices</i> do atributo de coerência (Chopra <i>et al.</i> , 2011).	27
Figura 8. Comparação do dado sísmico antes (a) e depois (b) da filtragem Q inversa (Braga e Moraes, 2013).	28
Figura 9. Melhora na aplicação do filtro Q inverso ao utilizar a transformada <i>curvelet</i> para supressão de ruído (Lupinacci <i>et al.</i> , 2017).	29
Figura 10. Esquema ilustrando o processo de inversão.	30
Figura 11. Cálculo da inversão acústica em um modelo de cunha (Latimer <i>et al.</i> , 2000).	32
Figura 12. Quantificação da melhoria na estimativa de espessura de <i>tuning</i> a partir da utilização da impedância acústica (Hill, 2005).	33
Figura 13: Estimativa da espessura mínima de inversão (Penna e Lupinacci, 2021).	34
Figura 14. (a) Fluxograma do método de inversão <i>model-based</i> (Adaptado de Russell, 1988). (b) Comparação do resultado de uma inversão <i>model-based</i> com a impedância calculada a partir de dados de poço (Simm e Bacon, 2014).	35
Figura 15. (a) Modelagem de porosidade para coquinas da Formação Coqueiros (Bacia de Campos) (b) Geobody extraído do modelo de porosidade (a). Adaptado de Peçanha <i>et al.</i> (2019).	36
Figura 16: Representações dos principais padrões sísmicos (linhas tracejadas vermelhas) e suas características no atributo impedância acústica (linhas tracejadas pretas). Adaptado a partir de Ferreira <i>et al.</i> (2019).	37
Figura 17. (a) Mapa de impedância acústica da Formação Barra Velha no Campo de Búzios (Dias <i>et al.</i> , 2019). (b) Resultado de classificação de sismofácies não-	

supervisionada na Formação Barra Velha no Campo de Búzios (Ferreira <i>et al.</i> , 2021).....	38
Figura 18. Exemplo de inversão <i>sparse-spike</i> a partir de um dado modelado. A Impedância resultante é uma simplificação blocada da impedância original do poço (Simm e Bacon, 2014).....	39
Figura 19. (a) Mapa de impedância acústica média calculada na seção superior da Formação Barra Velha e (b) mapa de probabilidade de ocorrência de ígneas intrusivas na mesma seção do reservatório (Adaptado de Penna <i>et al.</i> , 2019). ...	40
Figura 20: Comparação entre as porosidades por unidades de fluxo (FU) e por litologia. (Penna e Lupinacci, 2021).....	40
Figura 21. <i>Wavelets</i> de diferentes escalas “interrogando” um sinal senoidal (Addison, 2002).....	43
Figura 22. <i>Wavelet</i> com uma escala fixa percorrendo o sinal. O valor de correlação varia de acordo com as diferentes áreas do sinal (Addison, 2002).....	44
Figura 23. (a) A wavelet de Morlet com $a = 1$ e $f_0 = 0,894$. (b) Espectro de energia da wavelet de Morlet. (c) $f_0 = 0,318$ ($a = 1$). (d) $f_0 = 1,909$ ($a = 1$). (e) $a = 0,5$ ($f_0 = 0,894$). (f) $a = 2$ ($f_0 = 0,894$). (Addison, 2002)	45
Figura 24. Cone de influência da Transformada Wavelet para um ponto no tempo t_0 . (Matos <i>et al.</i> , 2007).	46
Figura 25. Obtenção do expoente de Lipschitz a partir das WTMMML (Matos <i>et al.</i> , 2007).....	48
Figura 26. (a) Exemplo de uma seção sísmica migrada em tempo e (b) o atributo gerado a partir do expoente de Lipschitz (Herrmann e Stark, 2000).....	49
Figura 27. Atributo de Lipschitz de alta resolução calculado diretamente a partir da sísmica (Li e Liner, 2008).	49
Figura 28. Impedância acústica relativa calculada através da deconvolução obtida após a ICWT (Matos <i>et al.</i> , 2014).....	50
Figura 29: Fluxo de trabalho proposto para o pré-condicionamento e a inversão acústica.....	51
Figura 30. Modelo de cunha simulando a impedância de um reservatório composto por coquinas, no meio de camadas de carbonato fechado.....	55
Figura 31. Ilustração do processo de obtenção do volume de impedância acústica absoluta.	57
Figura 32. Exemplo do <i>upscale</i> dos perfis em um poço na área de estudo, usando a média de Backus em uma frequência de corte de 100Hz.....	58
Figura 33. Mapa de amplitudes extraído na Base do Sal, com as localizações dos poços utilizados para a inversão acústica e das seções sísmicas selecionadas para a análise dos resultados.....	60

Figura 34. Seção 1 que passa pelo poço G: (a) não interpretada; (b) interpretada com as principais falhas e discordâncias no intervalo do pré-sal.....	61
Figura 35: Seção sísmica 1 em detalhe. (a) Dado sísmico original; (b) Resultado da filtragem Q inversa.	63
Figura 36. Seção sísmica 2 em detalhe. (a) Dado sísmico original; (b) Resultado da filtragem Q inversa.	65
Figura 37. Espectros de frequência na seção do pré-sal. As frequências de pico são 16,8 Hz e 28 Hz, respectivamente, caracterizando um aumento de 30%.	66
Figura 38. Sismogramas sintéticos gerados a partir do modelo de cunha que simula um reservatório de coquinas no meio de rochas carbonáticas fechadas.	68
Figura 39. Estimativa de espessura que pode ser alcançada após a inversão acústica (espessura mínima de inversão).	69
Figura 40. Seção 1, que passa pelo poço G. (a) Dado sísmico original; (b) Resultado da filtragem Q inversa; (c) Sísmica original interpretada.	73
Figura 41. Seção sísmica 1, que corta a área de estudo passando pelo poço G, com o resultado de impedância acústica sobreposta.	74
Figura 42. Perfis do poço G para auxiliar nas discussões das seções de impedância acústica.	75
Figura 43. Seção sísmica 2, que passa pelo poço C. (a) Dado sísmico original; (b) Resultado da filtragem Q inversa.	78
Figura 44. Seção sísmica 2 com o merge da impedância acústica passando pelo poço C.....	79
Figura 45: Perfis do poço C para auxiliar nas discussões das seções de impedância acústica.....	80
Figura 46. Seção arbitrária, que passa pelos poços I, F, C, G e E com a interpretação das principais discordâncias e falhas.....	83
Figura 47. Seção arbitrária com o merge do resultado de impedância acústica, que passa pelos poços I, F, C, G e E.....	84
Figura 48. Seção arbitrária com o merge do resultado de impedância acústica, que passa pelos poços I, F, C, G e E.....	85
Figura 49. Esquema ilustrativo das variações de I_p para auxiliar no entendimento da interpretação dos mapas.	86
Figura 50. Mapa de impedância acústica média da parte superior da Fm. Itapema. Inversão acústica realizada com o dado sísmico (a) original e (b) pré-condicionado. (c) Diferença entre (a) e (b).	90

Figura 51. Mapa de impedância média da Fm. Barra Velha. Inversão acústica realizada com o dado sísmico (a) original e (b) pré-condicionado. (c) Diferença entre (a) e (b).	91
Figura 52. Mapa de impedância média abaixo da Base do Sal. Inversão acústica realizada com o dado sísmico (a) original e (b) pré-condicionado. (c) Diferença entre (a) e (b).	92
Figura 53. <i>Cross-plots</i> de impedância acústica (IP) vs. Porosidade efetiva utilizando os dados de todos os poços simultaneamente.	94
Figura 54. Funções de densidade de probabilidade utilizando os dados de todos os poços simultaneamente.	96

Índice de Tabelas

Tabela 1. Janela de correlação e o fator de correlação cruzada após a amarração dos poços aos dados sísmicos pré-condicionados. Os poços F e G não foram acrescentados ao modelo de baixa para servirem de controle de qualidade da inversão sísmica (teste cego).....	53
Tabela 2. Valores de velocidade identificados no perfil do poço de velocidade compressional (V_p), para cada tipo de litologia predominante no poço A.	55
Tabela 3. Critérios para segmentação das eletrofácies após o <i>upscale</i>	59
Tabela 4: Comparação da resolução sísmica antes e após a aplicação do filtro Q inverso.	67

1 Introdução

A interpretação sísmica quantitativa tem a capacidade de relacionar mudanças na amplitude sísmica com mudanças nas propriedades das rochas, permitindo, assim, a compreensão física destas variações de amplitude sísmica. Esta forma de interpretação sísmica é possível através da aplicação da física de rochas para prever parâmetros de reservatório como litologias e fluidos de poros, a partir de atributos derivados a partir do traço sísmico (Avseth *et al.*, 2005). Por isso, ela é essencial para a caracterização de reservatórios.

Uma das ferramentas mais importantes da interpretação sísmica quantitativa é a inversão sísmica. Os atributos elásticos derivados da inversão sísmica são usados na caracterização de reservatórios com várias finalidades, tais como, auxiliar a interpretação sísmica, servir como entrada para classificação de sismofácies, modelar propriedades físicas do reservatório e diferenciar tipo de fluido. (Latimer *et al.*, 2000; Avseth *et al.*, 2005; Simm e Bacon, 2014).

A resolução sísmica é um ponto chave para a interpretação sísmica quantitativa. Há um limite (imposto pela largura de banda e formato do pulso sísmico) para a espessura mínima de camada que pode ser resolvida (mensurada) a partir do dado de amplitude sísmica (Widess, 1973; Kallweit e Wood, 1982; Simm e Bacon, 2014). Esta limitação impacta diretamente na análise de atributos sísmicos, sendo frequente a necessidade de aplicação de técnicas de pré-condicionamento que melhorem a qualidade do dado sísmico antes de performar, por exemplo, uma inversão sísmica ou uma classificação de sismofácies (Ferreira e Lupinacci, 2018; Jesus *et al.*, 2019).

O efeito de atenuação, também chamado de Filtro Q da Terra, é uma das principais razões para a perda de resolução sísmica e diminuição da razão sinal-ruído. Este efeito diminui a amplitude sísmica e modifica a fase e a forma do pulso sísmico, impactando, principalmente, as componentes de maior frequência do dado sísmico. É possível reduzir parte dos efeitos de atenuação através da aplicação do Filtro Q inverso, e assim melhorar a qualidade do dado sísmico (Wang, 2008; Braga e Moraes, 2014; Lupinacci *et al.*, 2017). A seção do pré-sal é especialmente afetada pela atenuação sísmica, uma vez que a atenuação se comporta como um filtro

passa-baixa em função da profundidade, diminuindo a capacidade de penetração das componentes de maior frequência nas camadas de rocha (Wang, 2008). Isto resulta em uma menor resolução da seção do pré-sal, caracterizando um grande desafio para a caracterização destes reservatórios.

O pré-sal da Bacia de Santos é a fonte mais prolífica de Óleo e Gás do Brasil atualmente, com acumulações de excelente qualidade e alto valor comercial. Em julho de 2020, os reservatórios do pré-sal ultrapassaram a marca de 70% da produção mensal nacional de Óleo e Gás, com mais de 2,7 milhões de boe/dia (ANP, 2020). A crescente importância do pré-sal no cenário nacional da produção de petróleo, em conjunto com a alta complexidade geológica dos seus reservatórios, exigem análises e previsões cada vez mais precisas.

Uma série de artigos recentes utiliza técnicas de interpretação sísmica quantitativa na caracterização de reservatórios do pré-sal. As inversões acústica e elástica são temas recorrentes, bem como a utilização de volumes de impedância para a modelagem de propriedades de reservatório, como porosidade e classificação de fácies (Teixeira *et al.*, 2017; Dias *et al.*, 2019; Peçanha *et al.*, 2019; Penna *et al.*, 2019; Penna e Lupinacci, 2021). Os dados de impedância acústica também têm sido frequentemente utilizados para a classificação de sismofácies multi-atributo em reservatórios carbonáticos do pré-sal (Jesus *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2021).

Um grande desafio para a utilização da impedância acústica é a dificuldade de relacioná-la concomitantemente à porosidade e aos tipos de fácies dos reservatórios carbonáticos. Isto se deve ao fato de litologias com diferentes porosidades apresentarem, em muitos casos, valores semelhantes de impedância acústica. Diversos trabalhos abordam este problema e discutem alternativas para contorná-lo (Teixeira *et al.*, 2017; Castro e Lupinacci, 2019; Dias *et al.*, 2019; Mello, 2020; Penna e Lupinacci, 2020; Penna e Lupinacci, 2021).

Os principais objetivos deste trabalho são: aumentar a resolução sísmica a partir da filtragem Q inversa e realizar a inversão acústica para auxiliar na interpretação sísmica quantitativa. Para isto, pretende-se, primeiramente, quantificar o ganho de resolução após a aplicação do filtro Q inverso e avaliar o impacto deste ganho na performance da inversão acústica. Em segundo lugar, o trabalho visa entender a correlação dos valores da impedância acústica resultante da inversão com os valores de porosidade efetiva provenientes dos perfis de poço.

Finalmente, pretende-se analisar os tipos de eletrofácies que podem ser distinguidos em uma escala compatível com o volume de impedância acústica, para um melhor entendimento da distribuição das fácies no intervalo de estudo.

O presente trabalho faz parte de um projeto de PD&I realizado em parceria com a empresa Equinor, intitulado: “Caracterização de Reservatórios Carbonáticos do Pré-Sal Usando Multi-atributos Sísmicos”, com recursos da Lei 9.478, de 06/08/1997, via Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível (ANP). O dado sísmico com a aplicação do filtro Q inverso e o volume de impedância acústica de alta resolução estão sendo utilizados na interpretação sísmica, em fluxos para cálculos de atributos sísmicos, modelagem de propriedades de reservatório e classificação de sismofácies.

Esta dissertação está organizada em oito capítulos. O primeiro capítulo introduz os objetivos do trabalho e a importância dos reservatórios do pré-sal. O segundo capítulo apresenta uma breve revisão bibliográfica sobre a evolução tectono-estratigráfica da Bacia de Santos, o sistema petrolífero da seção pré-sal e as formações que abrigam seus reservatórios.

O terceiro capítulo revisa a teoria da resolução sísmica, e descreve os critérios utilizados para a definição do limite de resolução. O quarto capítulo faz uma revisão sobre inversão acústica, com foco nas inversões *sparse-spike* e *model-based*. O quinto capítulo contém uma revisão acerca das transformadas tempo-frequência, com foco na Transformada de Fourier e na Transformada Wavelet. Além disso, este capítulo apresenta uma revisão da técnica de obtenção das Linhas de Módulo Máximo da Transformada Wavelet, que é a base para o algoritmo de inversão utilizado.

O sexto capítulo descreve a metodologia utilizada no desenvolvimento deste trabalho. O sétimo capítulo apresenta os resultados obtidos após a aplicação do filtro Q inverso e da inversão acústica, juntamente com o estudo de resolução, para avaliar quantitativamente a melhora na qualidade do dado sísmico, e uma análise de *cross-plots* para correlacionar os resultados da inversão acústica com os dados de poço. Por fim, o oitavo capítulo apresenta as conclusões e contribuições da dissertação.

2 Os reservatórios do pré-sal da Bacia de Santos

A Bacia de Santos está localizada entre os paralelos 23° e 28° de latitude sul, na região sudeste da margem continental brasileira, e se estende do Alto de Florianópolis, ao norte do Estado de Santa Catarina, até Alto de Cabo Frio, ao sul do Estado do Rio de Janeiro (Figura 1). A Bacia de Santos é uma das bacias sedimentares brasileiras mais importantes em termos exploratórios, pois é a maior bacia *offshore* e a principal produtora de hidrocarbonetos do país (ANP, 2020).

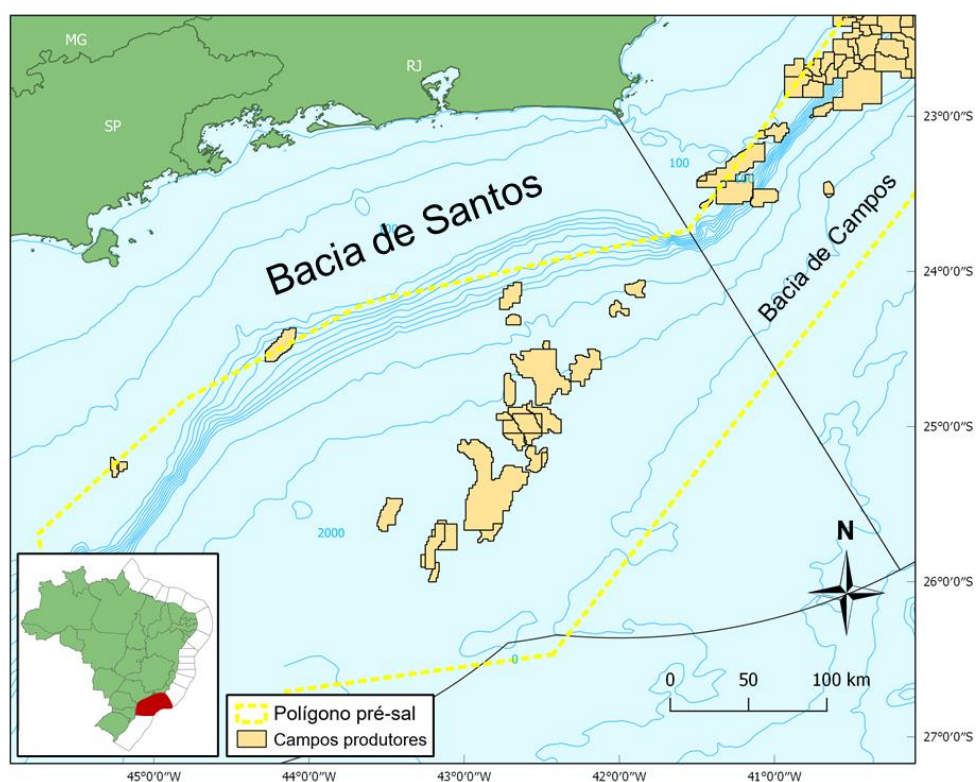


Figura 1. Localização da Bacia de Santos e os campos de petróleo em produção, tanto no pré-sal quanto pós-sal.

A Bacia de Santos tem característica de margem passiva, e sua origem e evolução estão vinculadas aos processos de ruptura do paleocontinente Gondwana e formação do Oceano Atlântico Sul. A evolução tectônica da Bacia de Santos é dividida em quatro fases: rifte inferior, que compreende as formações Camboriú, Piçarras e Itapema; rifte superior, que compreende a Formação (Fm.) Barra Velha até o limite com a discordância Intra-Alagoas; sag, que compreende a parte superior da Fm. Barra Velha, entre a discordância Intra-Alagoas até a Base do Sal, e a Fm. Ariri; e drifte/margem passiva, que vai desde o topo da Fm. Ariri até o recente (Moreira *et al.*, 2007; Buckley *et al.*, 2015; Wright e Barnett, 2015; Castro,

2019). A Figura 2 mostra a carta estratigráfica da Bacia de Santos extraída na seção pré-sal destacando-se as principais discordâncias e as fases da evolução tectônica.

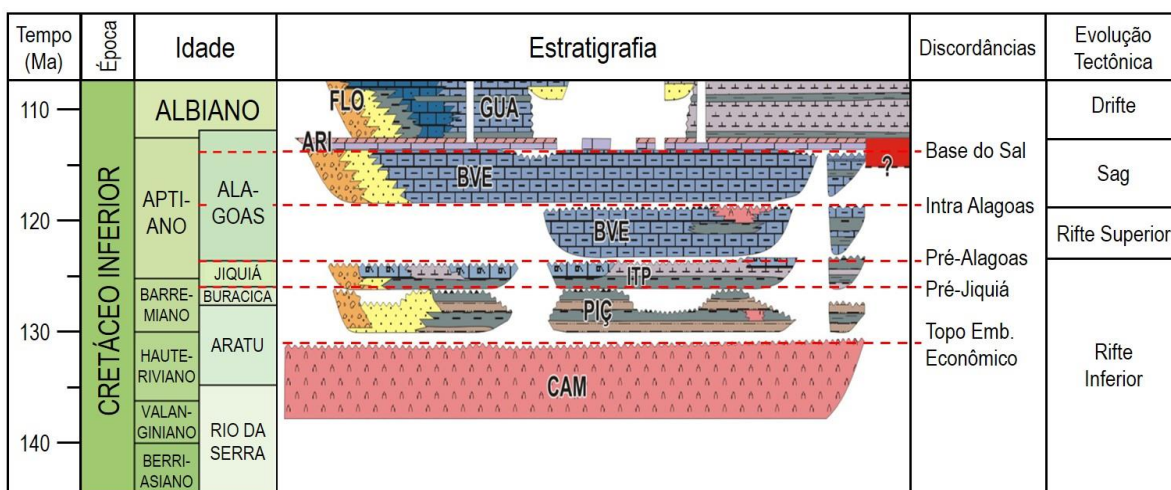


Figura 2. Carta estratigráfica da Bacia de Santos extraída na seção pré-sal com as principais discordâncias destacadas. Adaptado de Moreira *et al.*, 2007 e Wright e Barnett, 2015.

O sistema petrolífero da seção pré-sal na Bacia de Santos consiste de folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica de idade neobarremiana/eoaptiana das formações Piçarras e Itapema, depositados na fase rifte. Os reservatórios são rochas carbonáticas da Fm. Barra Velha e coquinas da Fm. Itapema. As principais trapas estão associadas aos altos estruturais do embasamento que foram gerados no início da fase rifte. Também nessa fase foram criadas as falhas responsáveis pela migração dos hidrocarbonetos. O selo corresponde ao pacote evaporítico neo-aptiano/eoalbioano da Fm. Ariri, cuja espessura pode atingir mais de 2.000 m (Moreira *et al.*, 2007).

2.1 Formação Itapema

A Fm. Itapema foi depositada do Neobarremiano ao Eoaptiano e é limitada na base pela discordância Pré-Jiquiá e no topo pela discordância Pré-Alagoas. Esta discordância determina seu limite com a Fm. Barra Velha. Essa formação é composta por conglomerados e arenitos de leques aluviais na porção proximal e por intercalações de rochas carbonáticas com folhelhos escuros na parte distal. Os carbonatos são representados por *grainstones* a bivalves (coquinas), *wackestones* e *packstones* bioclásticos. As coquinas da Fm. Itapema possuem excelentes características permoporosas e constituem ótimos reservatórios carbonáticos

(Castro, 2019). Já os folhelhos desta formação desempenham um papel importante enquanto rochas geradoras (Moreira *et al.*, 2007).

De acordo com Moreira *et al.* (2007), esta formação é correlacionável com a Formação Coqueiros, da Bacia de Campos, cujo modelo deposicional é interpretado como depósitos lacustres localizados em altos estruturais depositados sob condições rasas e de alta energia, com fácies variando entre praias, barras, bancos bioacumulados e depósitos de tempestades (Winter *et al.*, 2007; Thompson *et al.*, 2015).

O modelo deposicional da Fm. Coqueiros é descrito por Thompson *et al.* (2015) como em um ambiente com forte influência de falhas, sobre rampas de baixo ângulo cortadas por falhas normais. Os autores ainda afirmam que o ambiente deposicional da Fm. Coqueiros pode ser interpretado como fluvio-lacustre (Figura 3). A Formação Itapema da Bacia de Santos ainda não é tão estudada quanto a Fm. Coqueiros, porém trabalhos recentes vêm sendo desenvolvidos e dão maior luz ao modelo deposicional da Fm. Itapema (Silva, 2018; Castro, 2019; Chinelatto *et al.*, 2020).

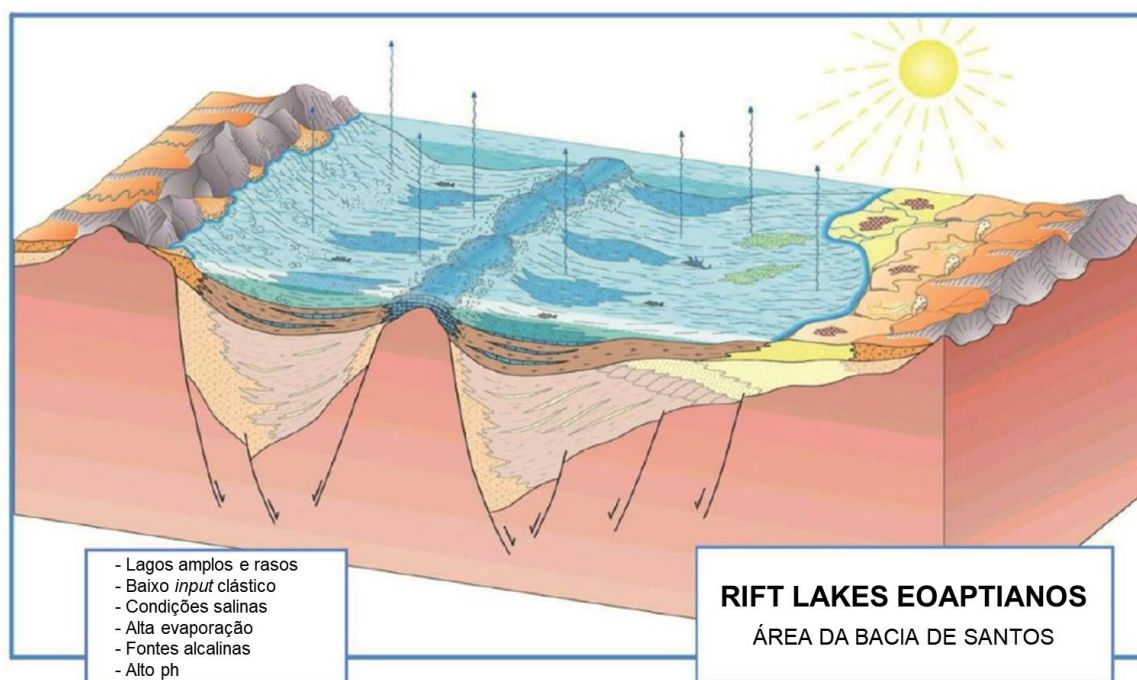


Figura 3. Modelo deposicional para a Fm. Coqueiros, Bacia de Campos, que é correlacionável com a Fm. Itapema da Bacia de Santos (Thompson *et al.*, 2015).

2.2 Formação Barra Velha

A Fm. Barra Velha, depositada durante o Aptiano, ocorre sobre os sedimentos da Fm. Itapema e está sotoposta à Fm. Ariri. Portanto, é limitada pelas discordâncias Pré-Alagoas, abaixo, e Base do Sal, acima. A Fm. Barra Velha pode ser dividida, com base na discordância Intra-Alagoas, em uma parte inferior, que representa os carbonatos do rifte superior, e uma parte superior, que constitui os carbonatos da fase sag. Porém, em alguns pontos na Bacia de Santos, a sequência sag é completamente ausente (Wright e Barnett, 2015; Buckley *et al.*, 2015).

O presente trabalho adota o modelo de lago evaporítico hiper-alcalino, raso e conectado proposto por Wright e Barnett (2015) e Wright e Rodriguez (2018) que é baseado em grande volume e variedade de dados da Bacia de Santos, e é corroborado por diversos autores, no que diz respeito aos aspectos como a alta alcalinidade e a ausência de influência marinha (Muniz e Bosence, 2015; Wright e Tosca, 2016; Tedeschi *et al.*, 2017; Pietzsch *et al.*, 2018; Silva, 2018). Para mais detalhes, ver Castro (2019) que faz uma extensa revisão bibliográfica sobre os principais trabalhos que discutem o provável modelo deposicional da Fm. Barra Velha.

Quanto às fácies presentes na Fm. Barra Velha, adota-se o modelo de Wright e Barnett (2015) que estabelece uma relação entre três fácies e a evolução do ambiente deposicional, procurando determinar o contexto em que cada litologia foi preferencialmente depositada (Figura 4). A Fácies 1 consiste predominantemente de *shrubs* in situ. A Fácies 2 é dominada por esferulitos e constitui uma grande porção da Fm. Barra Velha. Ela está associada a *shrubs* menores, tipicamente fragmentados, esferulitos fragmentados e carbonatos detríticos de tamanho areia a argila. Os esferulitos foram possivelmente formados em uma matriz de silicatos de magnésio. A Fácies 3 consiste em carbonatos laminados, compostos de fragmentos de esferulitos e *shrubs* de tamanho areia muito fina a silte, com formação rápida a partir de fluidos com baixos teores de magnésio e cálcio. Os grãos associados incluem restos de peixes e ostracodes não-marinhos e a silicificação é uma característica comum nesta fácies.

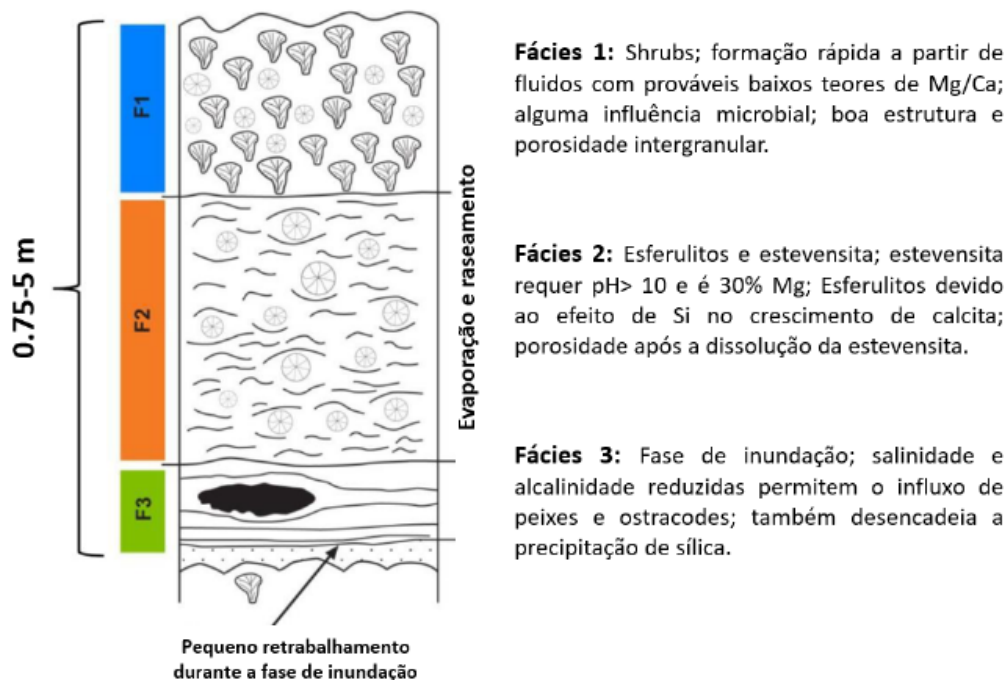


Figura 4. Esquema de sucessão de fácies do modelo deposicional proposto por Wright e Barnett (2015) (Imagem obtida de Castro, 2019).

A Fácies 3, composta por laminitas, teria se acumulado em águas relativamente rasas, mas mais profundas que as das demais fácies. Além disso, esta fácies representaria eventos pluviais de curta duração, que ocasionavam expansão e aprofundamento dos lagos rasos. Por consequência, haveria a redução da salinidade e alcalinidade, tornando o lago menos hostil e fresco o suficiente para permitir a colonização das espécies. A Fácies 2 caracteriza um aumento na taxa de evaporação, produzindo águas super-saturadas e alcalinas, o que funcionou como um gatilho para a precipitação de silicatos de magnésio, inicialmente como géis. Crescem ainda esferulitos dentro dos géis de silicato, que posteriormente se transformaram em argila estevensítica. A Fácies 1 ocorreu devido à redução da precipitação do gel, permitindo o crescimento rápido de estruturas de shubs de cristais calcíticos a partir do crescimento assimétrico de esferulitos nas águas do lago. Os *shubs* cristalinos encontrados assemelham-se àqueles produzidos abioticamente em travertinos modernos (Wright e Barnett, 2015; Gomes *et al.*, 2020).

3 Resolução sísmica e o fenômeno da atenuação

A resolução sísmica é uma medida de distância espacial ou temporal mínima entre dois eventos de reflexão, de forma que eles ainda possam ser distinguidos e resolvidos separadamente. A largura de banda de frequência da sísmica e o formato do pulso sísmico impõem um limite para a espessura mínima de camada que pode ser resolvida de forma única. Isto faz com que as camadas com espessura abaixo do limite de resolução (*thin beds*) não possam ser corretamente mensuradas. O limite de resolução, portanto, é um ponto chave para a interpretação sísmica quantitativa (Simm e Bacon, 2014).

O dado sísmico consiste em uma interação complexa entre a onda sísmica e as superfícies refletoras, no qual a interferência é o principal problema enfrentado ao tentar distinguir a espessura de camadas abaixo do limite de resolução. A interferência é controlada pelo comprimento e formato do pulso sísmico e pelo espaçamento entre as interfaces de uma camada (contrastes de impedância). Portanto, se a forma do pulso sísmico for mais longa do que o espaçamento entre os contrastes de impedância, a camada não será resolvível (Simm e Bacon, 2014).

Para visualizar o problema da interferência, pode-se utilizar um modelo de cunha, como o ilustrado na Figura 5. Para o caso de um modelo com coeficientes de reflexão de polaridades opostas (Figura 5-a), a curva de espessura por amplitude (Figura 5-b) apresenta seu módulo máximo quando neste gráfico a espessura possui a maior interferência construtiva entre o pico (vermelho) do pulso sísmico do topo com o primeiro vale (azul) do pulso sísmico da base do modelo. Abaixo desse ponto, a espessura aparente permanece constante (Figura 5-c). Este ponto onde a interferência é máxima e dois eventos subsequentes se tornam indistinguíveis no tempo é chamado de espessura de *tuning* (Widess, 1973; Kallweit e Wood, 1982; Simm e Bacon, 2014).

No caso de um modelo com coeficientes de reflexão de mesma polaridade (Figura 5-e), abaixo da espessura de *tuning* as duas reflexões convergem para uma única, não sendo mais possível separar o topo e base da camada e nem identificar uma espessura aparente (Figura 5-g). Neste caso, a espessura de *tuning* é caracterizada por uma interferência destrutiva máxima (isto é, menor amplitude) e conforme a cunha se afina abaixo deste ponto, há um aumento na amplitude (Figura 5-f), se tornando uma interferência construtiva (Simm e Bacon, 2014).

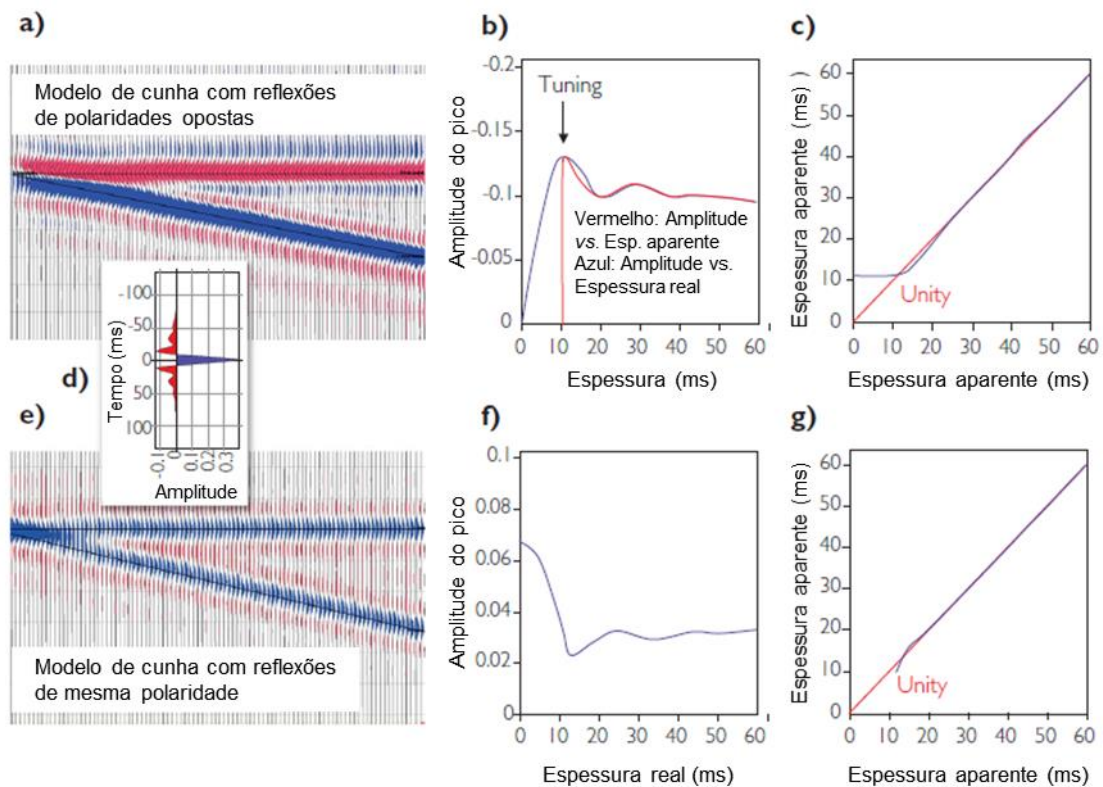


Figura 5. Visualização da interferência em modelos de cunha: (a) modelo de cunha com reflexões de polaridade oposta; (b) gráfico de espessura *versus* amplitude referente a (a); (c) gráfico de espessura real *versus* espessura aparente referente a (a); (d) wavelet sísmica; (e) modelo de cunha com reflexões de mesma polaridade; (f) gráfico de espessura *versus* amplitude referente a (e); (g) gráfico de espessura real *versus* espessura aparente referente a (e). (Adaptado de Simm e Bacon, 2014)

Kallweit e Wood (1982) demonstram que o limite de resolução sísmica pode ser definido a partir dos critérios de Rayleigh, Ricker e Widess (Figura 6). O critério de Rayleigh se baseia em experimentos ópticos em padrões de difração causados pela transmissão de luz através de fendas. Com este critério, define que a separação de dois refletores só é possível quando os padrões de difração são separados a pelo menos uma distância igual à separação pico-a-vale do padrão de difração do instrumento (metade da largura do pulso sísmico).

Já o critério de Ricker (1953) diz que uma camada, representada por dois coeficientes de reflexão de igual polaridade e magnitude, e usando o pulso sísmico do tipo Ricker de fase zero, atinge o limite de resolução quando sua espessura se aproxima de um intervalo de tempo igual à separação dos pontos de inflexão do pulso sísmico. Ou seja, quando o valor de curvatura em seu máximo central é igual zero (*flat spot*). Em outras palavras, isto ocorre quando a derivada segunda do pulso sísmico composto com relação ao tempo é igual a zero.

Finalmente, o critério de Widess (1973) foi derivado assumindo um modelo com dois coeficientes de reflexão de igual magnitude, porém de polaridades opostas, e o pulso sísmico do tipo Ricker. Neste caso, à medida que a separação entre as reflexões diminui, a separação pico-a-vale se correlaciona aproximadamente de forma linear com a espessura real, até o ponto da espessura de *tuning*. A partir desse ponto não há mais variação na espessura aparente, apenas na amplitude do pulso sísmico que sofreu interferência.

Segundo Widess (1973), esta estabilização ocorre quando a espessura da camada é igual a um oitavo do “comprimento de onda dominante” do pulso sísmico. A forma de onda final torna-se a derivada do próprio pulso original. A ideia de resolução também tende a incorporar a noção de detecção, que consiste em avaliar se uma reflexão tem razão sinal ruído alta o suficiente para ser detectada na sísmica, independentemente da capacidade de separar os eventos que a compõem (Kallweit e Wood, 1982).

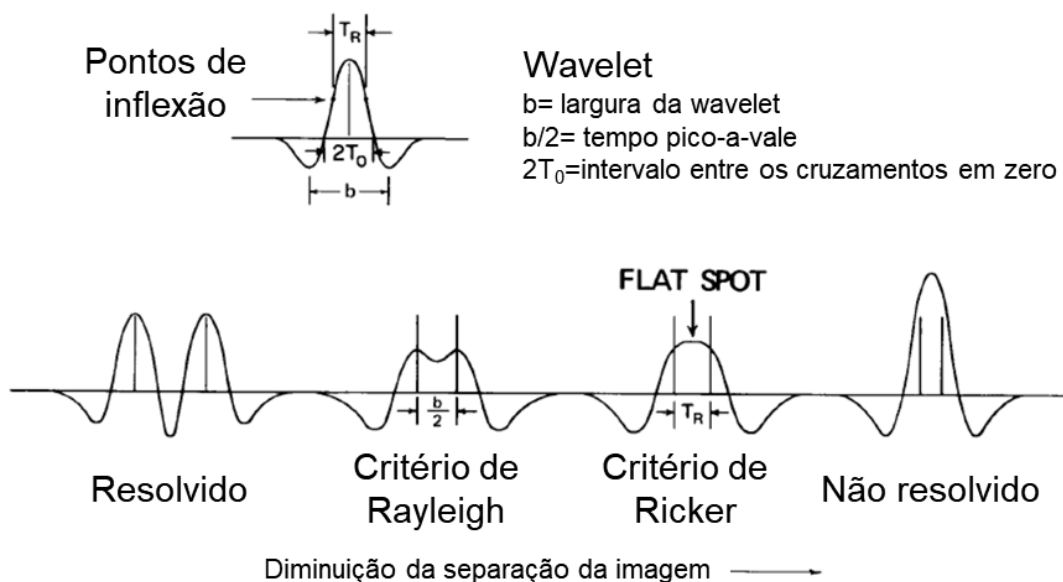


Figura 6. Critérios para limite de resolução. O critério de Rayleigh ocorre quando as reflexões estão separadas pelo intervalo de tempo pico-a-vale, enquanto o critério de Ricker ocorre quando as reflexões estão separadas pelo intervalo de tempo igual à separação dos pontos de inflexão (Kallweit e Wood, 1982).

Kallweit e Wood (1982) unificam os critérios para limite de resolução de forma a remover a necessidade de considerações sobre a polaridade do cálculo da resolução sísmica. Os autores desenvolvem os cálculos que hoje são empregados rotineiramente no cálculo de espessura de reservatórios: a espessura de *tuning*,

considerando a *wavelet* de Ricker com fase zero, pode ser estimada calculando o comprimento de onda (λ) do pulso sísmico (Kallweit e Wood, 1982; Simm e Bacon, 2014):

$$\lambda = V_p/F_d \quad (3.1)$$

com:

$$F_p = F_d/1.3 \quad (3.2)$$

no qual V_p é a velocidade compressional e F_d é a frequência dominante, calculada através da relação com a frequência de pico F_p . Segundo Kallweit e Wood (1982), a espessura de *tuning* será equivalente a um quarto do comprimento de onda ($\lambda/4$). A frequência de pico é obtida a partir da componente de frequência com maior amplitude no espectro de frequência de Fourier.

Chopra e Marfurt (2007) ilustram como os dados sísmicos de resolução limitada dão origem a atributos sísmicos e volumes de inversão com baixa resolução, dificultando assim o delineamento de características sutis do reservatório. Já os atributos sísmicos calculados em dados com resolução aprimorada facilitam a interpretação quantitativa de feições estruturais e estratigráficas.

A qualidade e a confiabilidade da caracterização do reservatório com base em atributos sísmicos como coerência, curvatura, mergulho-azimute e elásticos dependem diretamente da resolução sísmica (Chopra e Marfurt, 2007; Chopra *et al.*, 2011; Zhou *et al.*, 2015; Honório *et al.*, 2017; Penna e Lupinacci, 2021). Portanto, para que se obtenha dados sísmicos de alta resolução, são necessários equipamentos e uma geometria de aquisição (em termos de parâmetros de campo, fontes sísmicas e gravação do dado) e um fluxo de processamento sísmico compatíveis com os alvos a serem explorados e caracterizados.

Além disso, pré-condicionamento de dados sísmicos é uma etapa importante para a remoção de ruídos e para o aumento da largura de banda no processo de caracterização de reservatórios (Chopra *et al.*, 2011; Ferreira e Lupinacci, 2018; Dias *et al.*, 2019; Peçanha *et al.*, 2019; Lupinacci *et al.*, 2020). Um método de pré-condicionamento amplamente utilizado para melhorar a resolução sísmica é o filtro

Q inverso (Wang, 2008; Braga e Moraes, 2013; Lupinacci *et al.*, 2017). Esta técnica visa reduzir o “Filtro Q” da Terra, ou seja, o efeito de atenuação sofrido pela onda sísmica, que é uma das principais razões para a perda da resolução sísmica e diminuição da razão sinal-ruído (Wang, 2008). O pré-sal é especialmente afetado por este efeito, já que os reservatórios se encontram a grandes profundidades, sob uma grande e complexa seção evaporítica.

3.1 O fenômeno da atenuação sísmica

A atenuação sísmica é consequência da natureza inelástica e heterogênea da subsuperfície, que dissipa a energia de alta frequência das ondas sísmicas à medida que ela se propaga no meio. A atenuação sísmica é composta por dois efeitos intrinsecamente relacionados: a absorção, que diminui a amplitude sísmica, e a dispersão, que modifica a fase e a forma do pulso sísmico. Em ambos os casos, quanto maior a frequência, mais acentuados são os efeitos da atenuação (Wang, 2008).

O efeito de absorção se traduz em uma espécie de filtro passa-baixa da Terra, de forma que a amplitude sísmica dos componentes de alta frequência é mais atenuada do que a das componentes de baixa frequência, à medida que a profundidade aumenta. Portanto, as componentes de alta frequência tem menor capacidade de penetração nas camadas de rocha. O efeito de dispersão modifica a forma da onda, devido à dependência da velocidade com relação à frequência: componentes de alta frequência viajam mais rápido do que as de baixa frequência. Além disso, a dispersão “atrasa” a fase do pulso sísmico ao longo do percurso. Os dois efeitos, em conjunto, produzem um dado sísmico com banda de frequência mais estreita, amplitudes mais baixas, e aspecto mais alargado dos refletores, resultando em uma baixa relação sinal-ruído e baixa resolução (Wang, 2008).

O efeito de atenuação é inversamente proporcional ao fator de qualidade da Terra, conhecido como o fator Q. Este é um parâmetro adimensional e o seu recíproco é conceitualmente definido como (Wang, 2008):

$$\frac{1}{Q} = \left(\frac{1}{2\pi} \right) \frac{\Delta W}{W}, \quad (3.3)$$

no qual ΔW e W representam a quantidade de energia dissipada em um ciclo e a energia máxima neste ciclo, respectivamente. O efeito de atenuação pode ser

parcialmente recuperado a partir da aplicação de rotinas de Filtro Q inverso, para melhorar a resolução e a relação sinal-ruído dos dados sísmicos. A correção da fase e a compensação das amplitudes podem ser feitas simultânea ou separadamente, de acordo com o modelo matemático da atenuação escolhido para a filtragem Q inversa (Wang, 2008).

A filtragem Q inversa tem sido muito utilizada para melhorar a resolução sísmica durante o processo de caracterização de reservatório (Chopra *et al.*, 2011; Ferreira e Lupinacci, 2018; Dias *et al.*, 2019; Peçanha *et al.*, 2019; Lupinacci *et al.*, 2020). Chopra *et al.* (2011) demonstram como a aplicação do filtro Q inverso apenas para a compensação de amplitude auxiliou na performance dos atributos sísmicos coerência e curvatura. Atributos calculados em dados sísmicos com alta resolução sísmica e alta razão sinal-ruído podem exibir as características geológicas mais fielmente e, portanto, são favoráveis para uma interpretação sísmica mais precisa. A Figura 7 mostra em mapa a performance do atributo de coerência no dado sísmico original e após a aplicação do filtro Q inverso, onde se pode notar um melhora na delineação e continuidade das falhas no atributo de coerência com a aplicação do filtro Q inverso.

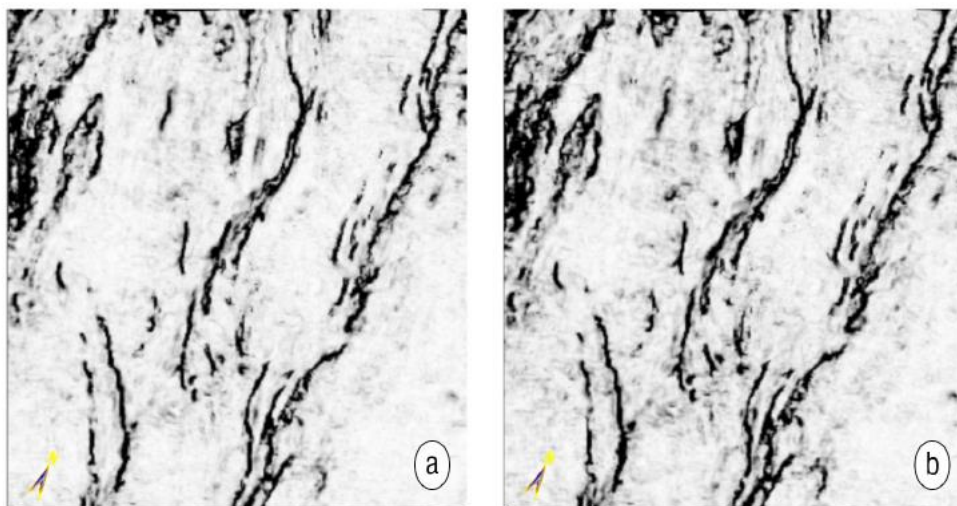


Figura 7. *Time-slices* do atributo de coerência calculado no (a) dado de entrada e (b) após o filtro Q inverso (apenas compensação de amplitude). Adaptado de Chopra *et al.* (2011).

Diversos algoritmos podem ser utilizados para a aplicação do filtro Q inverso (ver, por exemplo, Wang, 2006 e Braga e Moraes, 2013). No entanto, o principal problema enfrentado é a instabilidade da compensação de amplitude em altas frequência em regiões mais distantes da superfície e a presença de ruído. A

aplicação do filtro Q inverso pode causar, respectivamente, um “estouro” nas amplitudes ou uma imagem com alta resolução, porém muito ruidosa.

Para contornar este problema, Braga e Moraes (2013) desenvolveram um algoritmo robusto e de fácil ajuste para o de aumento de resolução. Este algoritmo opera no domínio da Transformada Wavelet Contínua (CWT), que tem natureza adaptável com relação à escala. Isto permite um melhor controle sobre a resolução e estabilidade do filtro inverso, além de se mostrar uma forma confiável de identificar os diferentes componentes do sinal e do ruído aleatório. A Figura 8 mostra a eficiência deste algoritmo, onde se pode ver um aumento de resolução e uma melhor definição das interfaces após a aplicação do filtro Q inverso.

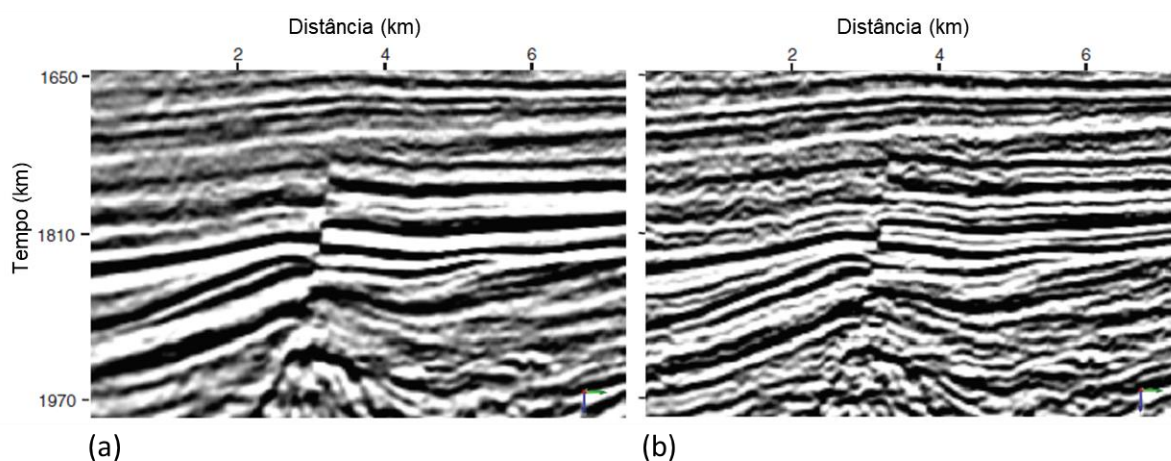


Figura 8. Comparação do dado sísmico antes (a) e depois (b) da filtragem Q inversa (Adaptado de Braga e Moraes, 2013).

Lupinacci *et al.* (2017) desenvolveram uma estratégia para compensação dos efeitos de absorção, onde utilizaram o algoritmo proposto por Braga e Moraes (2013). Neste trabalho, antes da aplicação do filtro Q inverso foi utilizada a transformada *curvelet* para a remoção de ruídos aleatórios e coerentes. Com isso foi possível evitar o aumento exacerbado de ruído de alta frequência quando aplicado o filtro Q inverso diretamente no dado sísmico original. A Figura 9 ilustra a melhora da resolução sísmica e da razão sinal ruído do dado sísmico a partir do fluxo proposto por Lupinacci *et al.* (2017).

A filtragem Q inversa tem sido frequentemente utilizada no pré-condicionamento para melhorar a qualidade dos dados sísmicos antes da inversão sísmica. Trabalhos recentes mostram a importância do pré condicionamento para alcançar melhores resultados na interpretação sísmica quantitativa através de

inversão sísmica em reservatórios carbonáticos (Ferreira e Lupinacci, 2018; Dias *et al.*, 2019; Peçanha *et al.*, 2019; Lupinacci *et al.*, 2020; Ferreira *et al.*, 2021).

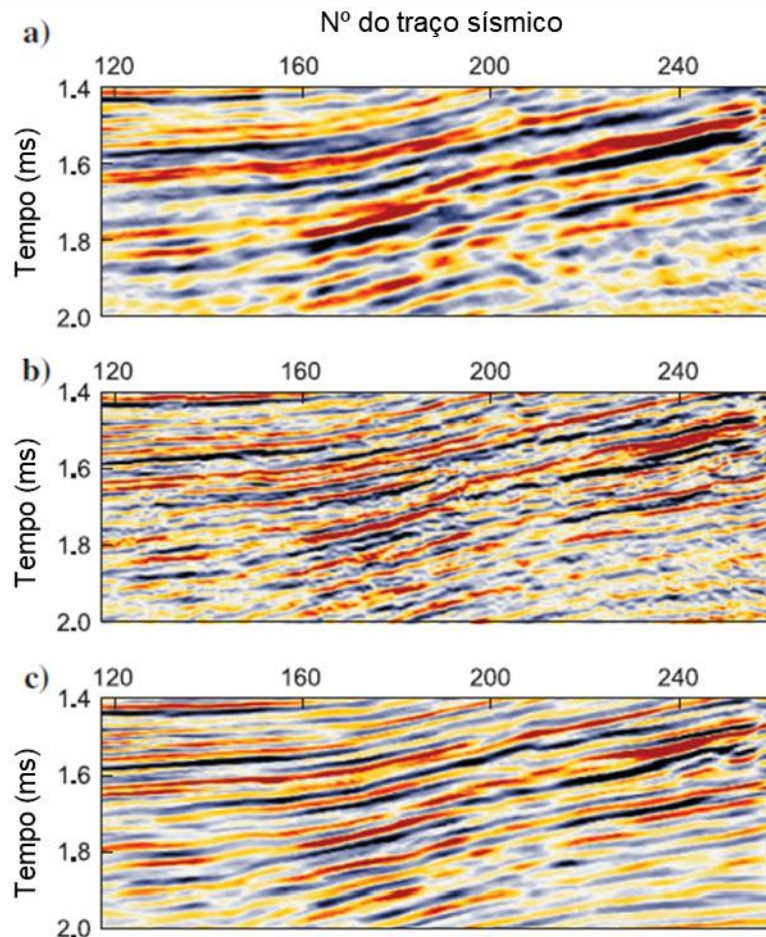


Figura 9. Melhora na aplicação do filtro Q inverso ao utilizar a transformada *curvelet* para supressão de ruído. (a) Detalhe de uma seção sísmica original. (b) Detalhe da mesma área da seção sísmica com a aplicação do filtro Q inverso sem redução prévia de ruído. (c) Detalhe da mesma área da seção sísmica com a aplicação do filtro Q inverso após a transformada *curvelet* (Lupinacci *et al.*, 2017).

4 Inversão acústica

Para entender o processo de inversão sísmica e a sua importância para a caracterização de reservatórios, é preciso ter em mente a forma como o dado sísmico é modelado. A sísmica de reflexão pode ser modelada para reproduzir propriedades de interface entre as camadas geológicas, a partir da convolução da refletividade com o pulso sísmico (a “assinatura” da fonte). A refletividade (r) de cada camada, por sua vez, é função da impedância das camadas acima e abaixo (Russell, 1988):

$$r = \frac{I_{p_{i+1}} - I_{p_i}}{I_{p_{i+1}} + I_{p_i}}, \quad (4.1)$$

no qual I_{p_i} é a impedância acústica da i -ésima camada. A I_p é uma propriedade física das rochas, definida pelo produto da velocidade compressional pela densidade da rocha. Estes valores podem ser medidos diretamente dos poços, fazendo da I_p um elo natural entre dados de poço e a sísmica (Latimer *et al.*, 2000).

A inversão acústica busca retirar o efeito do pulso sísmico e transformar as propriedades de interface do traço sísmico para valores de impedância, ou seja, retornar às propriedades de camada, e assim criar um modelo que se aproxime da geologia (Russell, 1988). A Figura 10 ilustra a modelagem direta a partir do modelo convolucional e o processo de inversão acústica do traço sísmico.

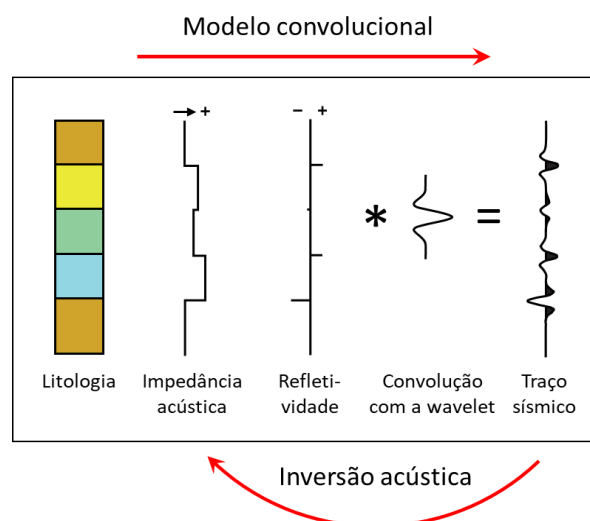


Figura 10. Esquema ilustrando o processo de inversão, que busca fazer o caminho inverso da modelagem direta para retornar o dado sísmico (propriedade de interface) para valores de impedância (propriedade de camada) (Adaptado de Herron, 2011).

O dado sísmico é de banda limitada, ou seja, não contém as frequências mais baixas e mais altas. A limitação de banda de frequência está relacionada à perda de resolução e, conseqüentemente, o imageamento incorreto das espessuras das camadas. Sem as baixas frequências, a inversão não recupera corretamente os valores absolutos de impedância. Por isso, a maior parte dos métodos de inversão incorpora informações das baixas frequências através da interpolação de perfis de poços suavizados, de um modelo de tendência geral com base no conhecimento geológico, ou usando o modelo de velocidade do processamento sísmico (Latimer *et al.*, 2000).

A inversão acústica é uma das ferramentas da interpretação sísmica quantitativa mais importante na indústria de óleo e gás, e é usada na caracterização de reservatórios com diversas finalidades. A extensão da banda de frequência a partir da inversão auxilia na interpretação sísmica, pois modela mais eficientemente as variações nas propriedades das rochas, muitas vezes identificando com mais facilidade a continuidade lateral das camadas (Latimer *et al.*, 2000).

Normalmente, a impedância acústica possui uma boa correlação com a litologia e a porosidade, e por isso é considerada um dos principais atributos para classificação de sismofácies e uma poderosa ferramenta para a modelagem de propriedades físicas de reservatórios. Uma série de artigos recentes foram publicados se beneficiando da eficácia da impedância acústica para caracterização de reservatórios do pré-sal (Dias *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2019; Jesus *et al.*, 2019; Peçanha *et al.*, 2019, Penna *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2021; Penna e Lupinacci, 2021).

Outra vantagem de se utilizar a impedância acústica é o aumento de resolução no processo de inversão. Ao remover o efeito do pulso sísmico, o efeito de *tuning* e os lóbulos laterais diminuem, tornando possível uma definição mais precisa da espessura de camadas finas que não podiam ser identificadas no dado original de amplitude. Latimer *et al.* (2000) demonstra este processo usando um modelo de cunha (Figura 11). A partir dos dados sísmicos seria simples interpretar a estrutura geral do modelo. No entanto, devido aos efeitos de interferência entre os pulsos sísmicos do topo e da base do modelo é difícil identificar estruturas internas ou variações laterais nas propriedades do modelo. Após a inversão, os limites da cunha são melhores interpretados.

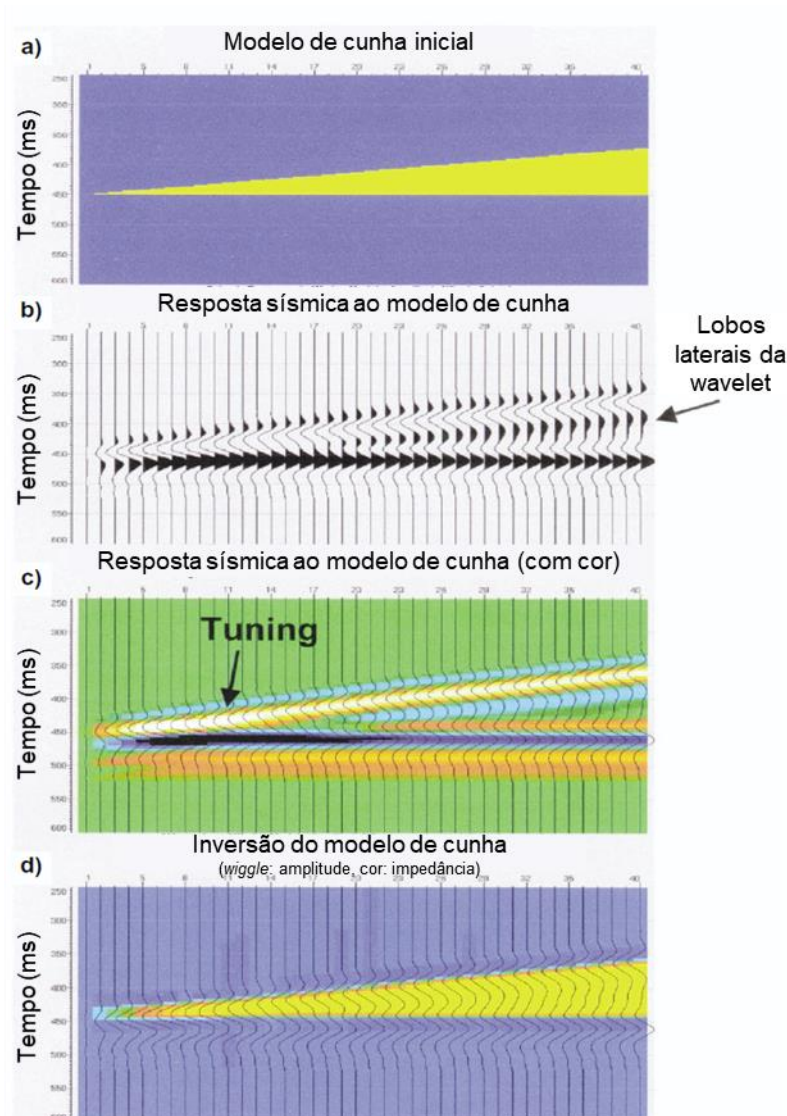


Figura 11. Cálculo da inversão acústica em um modelo de cunha. (a) Modelo de uma cunha de baixa impedância entre camadas de alta impedância. (b) Dado sísmico sintético gerado pela convolução do pulso sísmico usando a *wavelet* de Ricker com os coeficientes de reflexão deste modelo mostrado com o traço de *wiggle* e (c) como amplitude de cor com sobreposição de *wiggles*. (d) Impedância acústica obtida a partir da inversão do sintético. Retirada de Latimer *et al.* (2000).

Como uma forma de quantificar e endossar o ganho de resolução após a inversão sísmica, Hill (2005) utiliza modelos de cunha para validar um método de estimativa de espessura de *tuning* baseado em impedância acústica. O autor discute que o erro é consistente ao se estimar a resolução sísmica usando o resultado de uma inversão de banda-limitada e não mostra mais confiabilidade do que a estimativa de resolução dos dados em amplitude sísmica. Além disso, ele chama atenção para a importância da adição de um modelo de fundo de baixa frequência: este pode influenciar muito a precisão da estimativa de espessura

abaixo do *tuning*. Portanto, um estudo de resolução realizado após a obtenção de impedâncias absolutas pode revelar camadas mesmo abaixo da espessura de *tuning* original. A Figura 12 mostra quantitativamente a melhoria significativa na estimativa da espessura obtida após o processo de inversão sísmica.

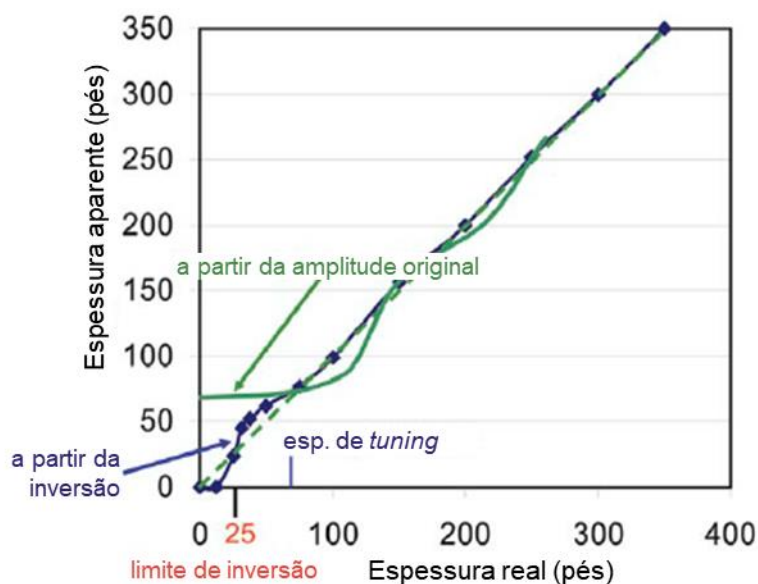


Figura 12. Quantificação da melhoria na estimativa de espessura de *tuning* a partir da utilização da impedância acústica. Em verde: cálculo de espessura utilizando o dado de amplitude. Em azul: cálculo de espessura utilizando a impedância acústica. O limite para a determinação precisa da espessura (*inversion limit*) é de cerca de 25 pés, aproximadamente um terço da espessura de *tuning* obtida para o dado original de amplitudes (Hill, 2005).

Penna e Lupinacci (2021) se beneficiam deste fenômeno para quantificar o ganho de resolução após a inversão sísmica no Campo de Mero, Bacia de Santos. A Figura 13 usada para representar o ganho de resolução na seção do pré-sal demonstra que a partir da inversão sísmica, a espessura de *tuning* passou de aproximadamente 62 m para 22 m.

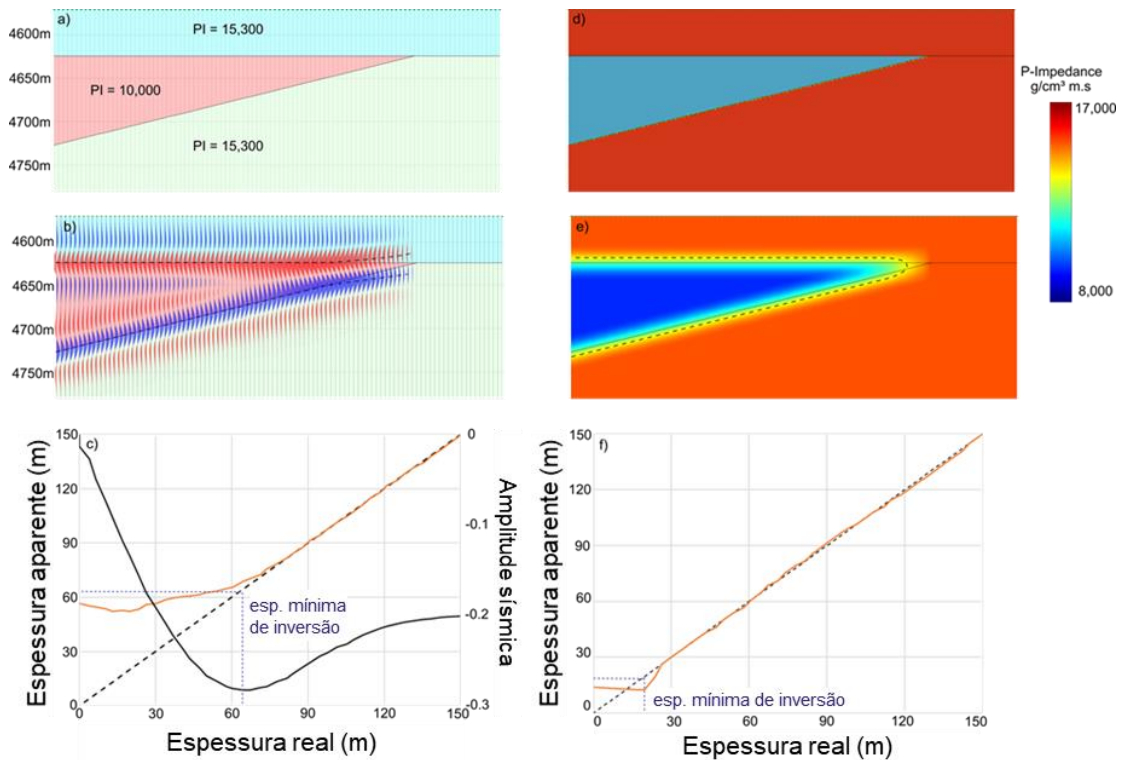


Figura 13: Estimativa da espessura mínima de inversão. (a) Modelo de cunha de três camadas. (b) Sismograma sintético do modelo de cunha. (c) Gráfico de espessura aparente (linha laranja) versus espessura real (linha tracejada preta) e a variação de amplitude (linha preta) do topo do pico negativo. (d) Modelo de cunha de impedância acústica (I_p). (e) Modelo de cunha de I_p suavizada para o conteúdo de frequência obtido da inversão sísmica. (f) Espessuras aparente (linha laranja) versus real (linha tracejada preta) do modelo de cunha com I_p (Penna e Lupinacci, 2021).

4.1 Tipos de inversão sísmica determinística

Diferentes métodos de inversão podem ser utilizados na caracterização de reservatórios, dependendo do tipo de dado disponível e do custo computacional tolerado. Simm e Bacon (2014) destacam que não há um consenso claro de que qualquer algoritmo de inversão em particular seja melhor do que os outros. Na verdade, a avaliação cuidadosa de cada etapa ao longo do caminho é provavelmente mais importante do que a escolha do algoritmo. Neste trabalho trataremos apenas da inversão determinística, que se baseia na minimização da diferença entre um traço sísmico modelado e o real, e obtém uma única solução a partir do valor de regularização escolhido. As duas principais forma de inversão determinística são a *model-based* e a *sparse-spike*. Alguns estudos de casos para exemplificar a utilidade e a importância da inversão sísmica para a caracterização de reservatórios.

4.1.1 Inversão *model-based*

A inversão do tipo *model-based* é um método iterativo de modelagem e comparação. A Figura 14 exemplifica a ideia básica deste método. Um modelo inicial é perturbado e comparado com o traço sísmico, e a diferença entre os dois é calculada. Esta diferença é usada para atualizar o modelo iterativamente, até que um erro mínimo seja atingido. Este método é mais intuitivo, pois evita a inversão direta do dado sísmico. Porém, existe a possibilidade de se chegar em uma solução que, embora represente corretamente os dados sísmicos, pode estar geologicamente incorreta. Este é um problema inerente ao processo de inversão, chamado de não-unicidade (Russell, 1988)

Para que se evite chegar a modelos geologicamente impossíveis, é comum a definição de restrições para impedir que a solução se distancie muito do modelo inicial. Estas restrições podem ser limites rígidos, não permitindo que a solução os ultrapasse, ou flexíveis, nos quais um peso maior é aplicado ao modelo inicial, e uma penalidade ao erro do modelo sintético (Simm e Bacon, 2014).

O modelo inicial para este tipo de inversão é o próprio modelo de baixa frequência utilizado para incorporar as frequências que não estão presentes no dado sísmico. O resultado da inversão *model-based* é um modelo de impedância acústica absoluta que busca se aproximar o máximo possível da impedância real, da qual derivaram os traços sísmicos (Simm e Bacon, 2014).

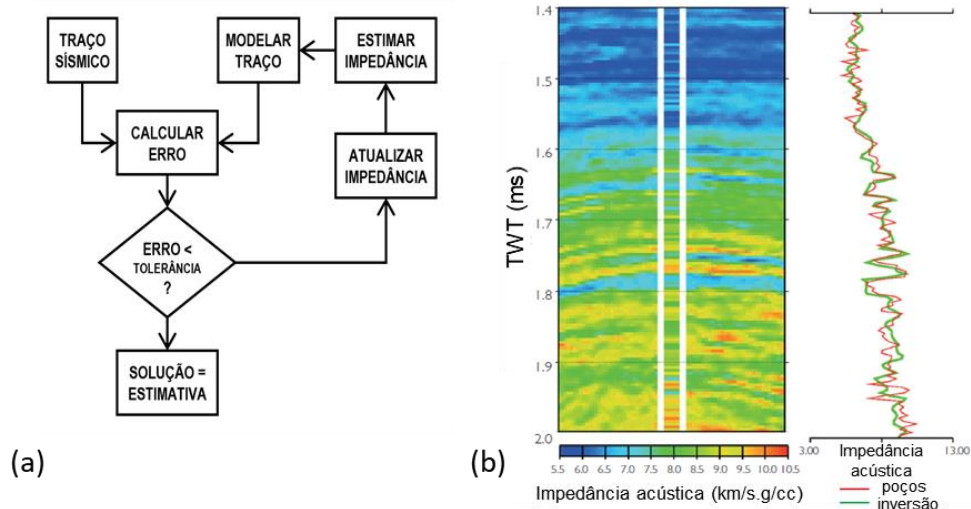


Figura 14. (a) Fluxograma do método de inversão *model-based* (Adaptado de Russell, 1988). (b) Comparação do resultado de uma inversão *model-based* com a impedância calculada a partir de dados de poço (Simm e Bacon, 2014).

Existem diversos trabalhos recentes que aplicam a inversão *model-based* em reservatórios do pré-sal. Usando um volume de impedância acústica provenientes deste tipo de inversão, Peçanha *et al.* (2019) realizou a modelagem de porosidade do reservatório de Linguado (pré-sal da Bacia de Campos) através do método geoestatístico de simulação gaussiana sequencial com co-krigagem colocalizada. Ao final, é gerado um geobody dos bancos de coquinas, baseado nesta modelagem de porosidade (Figura 15).

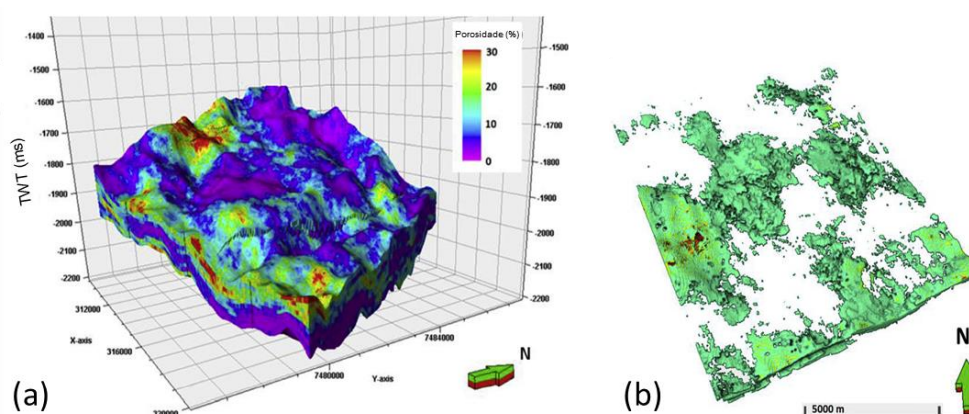


Figura 15. (a) Modelagem de porosidade para coquinas da Formação Coqueiros (Bacia de Campos) (b) Geobody extraído do modelo de porosidade (a). Adaptado de Peçanha *et al.* (2019).

A impedância acústica obtida a partir da inversão *model-based* tem sido usada como um importante atributo sísmico na classificação de sismofácies em algoritmos de inteligência artificial em reservatórios carbonáticos do pré-sal na Bacia de Santos (Jesus *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2019; Ferreira *et al.*, 2021). Ferreira *et al.* (2019) apresentam um quadro comparativo entre os principais padrões sísmicos encontrados na Fm. Barra Velha e as respostas da impedância acústica nesses padrões (Figura 16). É possível notar que o padrão sísmico do tipo *build-up*, que ocorre na amplitude sísmica com refletores em formato cônico e assinatura caótica interna (chamado nessa dissertação como *mounds*), apresenta baixos valores de impedância acústica. O padrão sísmico *debris* mostra padrão cliniforme na seção em amplitude sísmica e apresenta também baixos valores de impedância acústica. Já o padrão sísmico de plataformas carbonáticas agradacional/progradacional apresenta uma intercalação de refletores paralelos a subparalelos, com eventual truncamento de *onlap* e *downlap* onde ocorrem progradações, o que reflete em uma intercalação de valores altos e baixos na impedância acústica, o que sugere uma alta variação litológica.

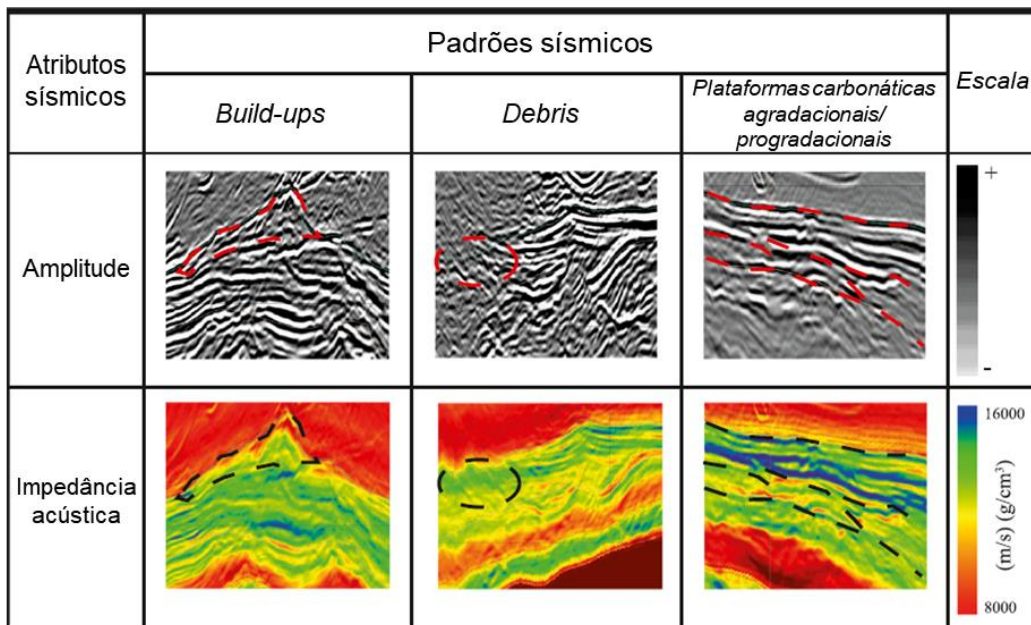


Figura 16: Representações dos principais padrões sísmicos (linhas tracejadas vermelhas) e suas características no atributo impedância acústica (linhas tracejadas pretas). Adaptado a partir de Ferreira *et al.* (2019).

Dias *et al.* (2019) realizaram uma inversão acústica *model-based* no Campo de Búzios (pré-sal da Bacia de Santos) com o objetivo de inferir a relação entre impedância acústica e porosidade (Figura 17-a). Seus resultados contribuíram para a interpretação das discordâncias Pré-Alagoas e Intra-Alagoas, e para uma melhor caracterização de barreiras de permeabilidade existentes neste campo. Posteriormente, Ferreira *et al.* (2021) utilizaram este volume de impedância acústica como um atributo estratigráfico para uma classificação de sismofácies multi-atributo a partir de uma rede neural não-supervisionadas (Figura 17-b), conseguindo classificar os três principais padrões sísmicos encontrados na Fm. Barra Velha.

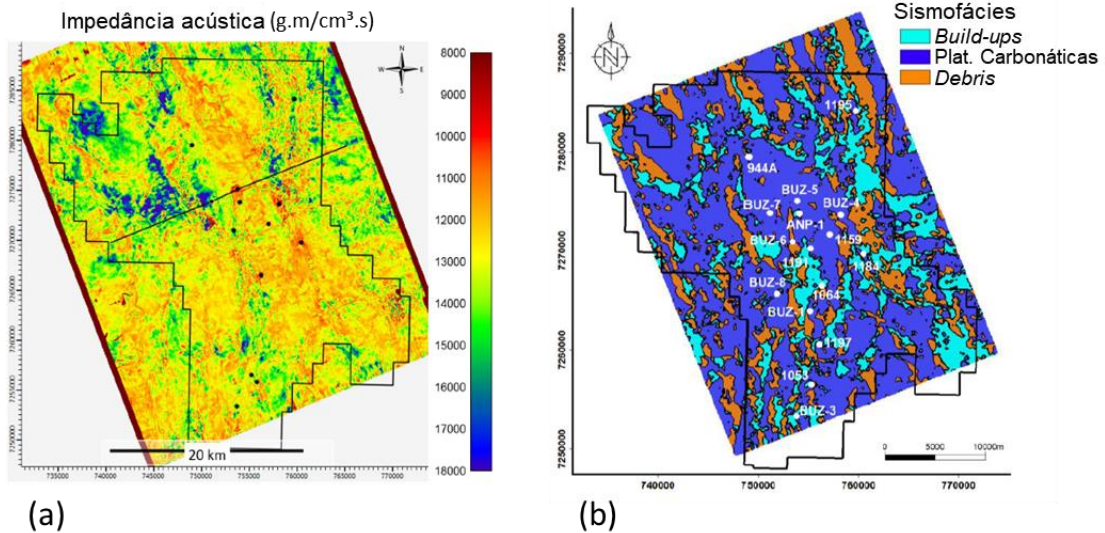


Figura 17. (a) Mapa de impedância acústica da Formação Barra Velha no Campo de Búzios (Dias *et al.*, 2019). (b) Resultado de classificação de sismofácies não-supervisionada na Formação Barra Velha no Campo de Búzios (Ferreira *et al.*, 2021).

4.1.2 Inversão *sparse-spike*

O princípio básico da inversão *sparse-spike* é que, para estimar o modelo sintético, assume-se que o traço sísmico pode ser construído a partir de poucos coeficientes (esparsos) de reflexão mais proeminente (*spikes*). Este método utiliza a deconvolução do sinal sísmico como forma de estimar a série de refletividades original. O algoritmo mais conhecido deste tipo de inversão é provavelmente o de Oldenburg *et al.* (1983), que é construído com base na minimização da norma L1 do modelo dos parâmetros (Aster *et al.*, 2004):

$$f(\mathbf{m}) = \|\mathbf{d}^{\text{obs}} - \mathbf{G}\mathbf{m}\|_2 + \lambda\|\mathbf{m}\|_1 \quad (4.2)$$

no qual \mathbf{d}^{obs} é o vetor dos dados observados (traço sísmico original), $\mathbf{G}\mathbf{m}$ é o vetor do modelo calculado (traço sintético), \mathbf{m} é o modelo dos parâmetros a serem estimados (série de refletividades) e λ é o parâmetro de regularização.

A inversão *sparse-spike* tenta produzir o modelo mais simples possível que seja consistente com os dados sísmicos. Assim, ela dá mais peso aos dados sísmicos e cria mudanças de impedância apenas quando são necessárias para corresponder à resposta sísmica (Simm e Bacon, 2014). Normalmente, essa inversão resulta em uma impedância relativa e requer a adição de um modelo de

impedâncias de baixa frequência para gerar a impedância absoluta. A Figura 18 ilustra o processo de inversão.

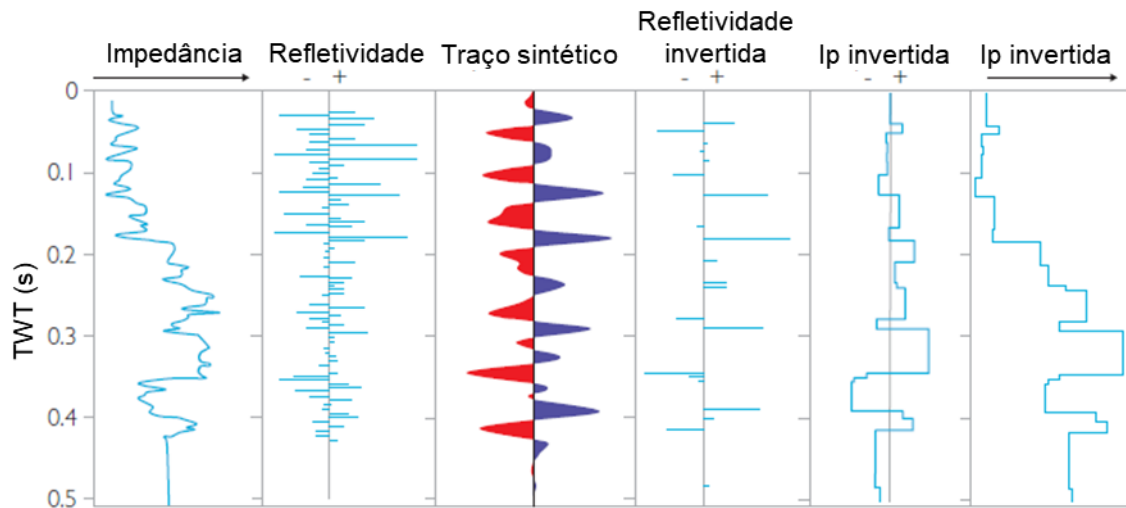


Figura 18. Exemplo de inversão sparse-spike a partir de um dado modelado. A Impedância resultante é uma simplificação blocada da impedância original do poço (Simm e Bacon, 2014).

Um trabalho recente que utiliza este tipo de inversão no pré-sal é o de Penna *et al.* (2019), no qual os autores realizam inversão elástica para prever a ocorrência de rochas intrusivas e extrusivas em um reservatório do pré-sal. No caso deste estudo, o resultado da inversão serviu de *input* em um algoritmo de classificação bayesiana para prever a probabilidade de ocorrência das diferentes fácies do reservatório (Figura 19).

Já Penna e Lupinacci (2021) propuseram uma nova abordagem para criar volumes de probabilidade de ocorrência de unidades de fluxo (FU), bem como porosidades e permeabilidades, a partir de parâmetros elásticos obtidos da inversão *sparse-spike*. Eles mostraram que essa abordagem é mais robusta do que a estimativa usual de propriedades petrofísicas considerando fácies litológicas. A Figura 20 mostra uma comparação em duas seções das porosidades e os mapas médios de porosidade extraídos considerando intervalos dos topos das formações Itapema e Barra Velha obtidos por FU e por litologia. Pode-se notar que os resultados usando FU foram mais precisos e com maior resolução na estimativa da porosidade para camadas finas. Por essa abordagem, foi possível identificar camadas com uma faixa intermediária de porosidade que não eram invisíveis considerando as fácies litológicas.

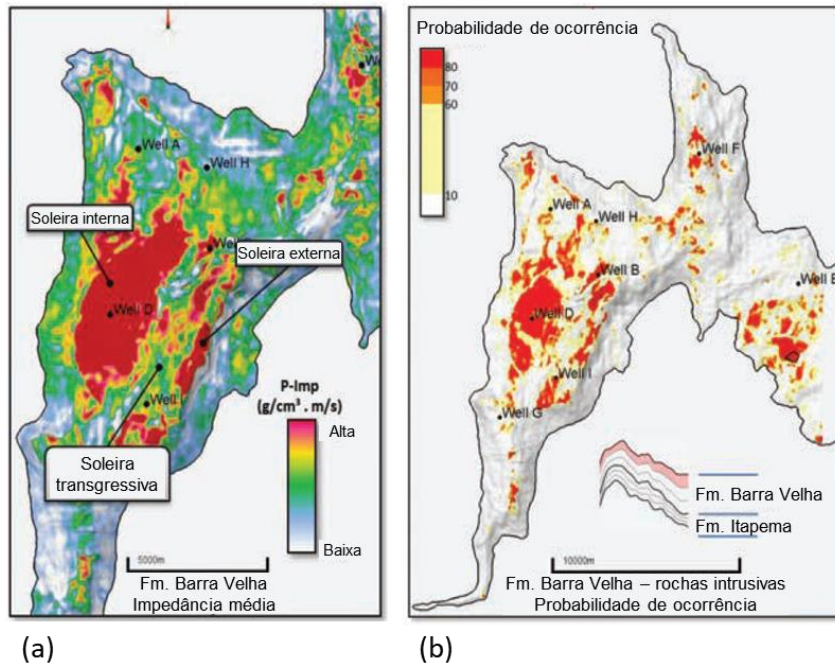


Figura 19. (a) Mapa de impedância acústica média calculada na seção superior da Formação Barra Velha e (b) mapa de probabilidade de ocorrência de ígneas intrusivas na mesma seção do reservatório (Adaptado de Penna *et al.*, 2019).

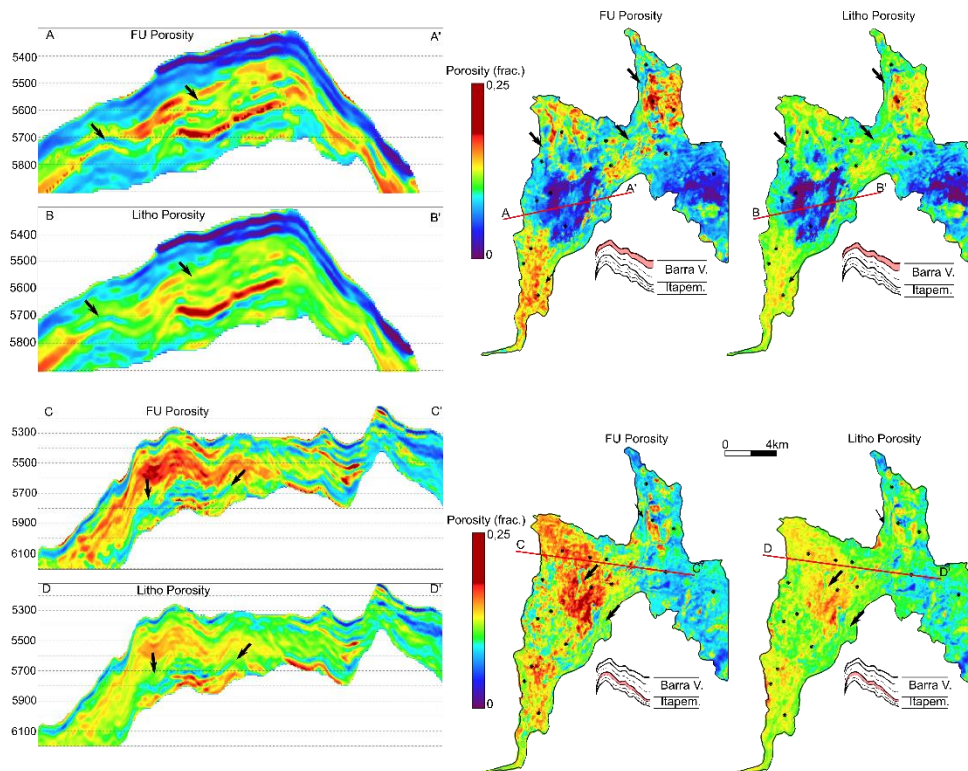


Figura 20: Comparação entre as porosidades por unidades de fluxo (FU) e por litologia. Seções de porosidade FU (A e C) e porosidade litológica (B e D). Mapas de porosidade média dos topos das formações Barra Velha (topo) e (embaixo) Itapema (Adaptado de Penna e Lupinacci, 2021).

5 Transformadas tempo-frequência

O sinal sísmico é normalmente representado em função do tempo. Entretanto, dependendo do objetivo, pode ser vantajoso analisá-lo no domínio da frequência, usando transformadas tempo-frequência. Estas transformadas têm a capacidade de decompor o sinal sísmico em função dos seus diferentes componentes de frequência, o que possibilita formas mais versáteis de visualização e manipulação do sinal.

Existem diversos tipos de transformadas tempo-frequência, destacando-se aqui a transformada de Fourier e a transformada Wavelet. Desde a sua descoberta no início dos anos 1800, a Transformada de Fourier é utilizada em inúmeras aplicações práticas, nas mais variadas áreas de estudo, inclusive dando origem a outros tipos de transformadas (Popularikas, 1996). A transformada Wavelet foi primeiramente formalizada por Grossman e Morlet (1984) e, assim como a Transformada de Fourier, é amplamente utilizada com diversas finalidades na geofísica (Torrence e Compo, 1998; Braga e Moraes, 2013; Matos *et al.*, 2014).

5.1 Transformada de Fourier

A análise de Fourier procura representar sinais na forma de combinações lineares de funções trigonométricas simples. A identidade de Euler permite que estas funções trigonométricas (senos e cossenos) sejam expressas como exponenciais complexas. Sinais periódicos podem ser representados pela soma de exponenciais complexas harmonicamente relacionadas (série de Fourier).

Já sinais aperiódicos podem ser pensados como o limite de um sinal periódico à medida que o período se torna infinitamente longo, fazendo com que a combinação linear assumira a forma de uma integral, em vez de uma soma. O espectro resultante desta representação de sinais aperiódicos é a transformada de Fourier, definida como a integral do produto de um sinal de entrada $x(t)$ com uma função exponencial base (Oppenheim *et al.*, 1998):

$$\hat{x}(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \exp(-i\omega t) dt, \quad (5.1)$$

no qual ω é a frequência fundamental. A transformada inversa de Fourier, que permite retornar para o domínio do tempo é:

$$x(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \hat{x}(\omega) \exp(i\omega t) d\omega. \quad (5.2)$$

A transformada de Fourier permite obter o conteúdo médio de frequência de um sinal, mas não fornece a distribuição temporal de cada componente do espectro de frequências. Para contornar este problema, uma prática comum é usar a transformada de Fourier janelada (*Windowed Fourier Transform – WFT*), para calcular espectros locais do sinal (Kaiser, 2011):

$$\tilde{x}(\tau, f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t)g(t - \tau) \exp(-i\omega t) dt, \quad (5.3)$$

no qual $g(t - \tau)$ é uma janela de análise que permite localizar o sinal no tempo e τ é o parâmetro que controla a posição desta janela ao longo do eixo t . Diferentes janelas podem ser utilizadas na WFT como, por exemplo, funções caixa (sem suavização) ou gaussiana. Portanto, a WFT fornece uma análise de tempo-frequência local do sinal, no sentido de que permite obter informações tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência. No entanto, todas as funções, incluindo janelas, obedecem ao princípio da incerteza de Heisenberg, que afirma que: medições precisas de tempo e frequência são fundamentalmente incompatíveis, uma vez que a frequência não pode ser medida instantaneamente (Kaiser, 2011).

Para determinar a frequência de um sinal, este deve ser observado por pelo menos um período. Quanto maior o número de períodos para os quais o sinal é observado, mais precisa se torna a medição da sua frequência. Portanto, não é possível determinar com certeza exatamente em qual localidade no tempo o sinal tem essa frequência. Em outras palavras, a resolução no domínio da frequência diminui enquanto a resolução no tempo aumenta, sendo impossível aumentar o detalhamento nos dois domínios simultaneamente (Kaiser, 2011).

5.2 Transformada Wavelet Contínua

A Transformada Wavelet Contínua (*Continuous Wavelet Transform – CWT*) pode ser pensada como a correlação cruzada de um sinal com um conjunto de *wavelets* de várias larguras, no sentido de que ela identifica estruturas coerentes no sinal ao mover a *wavelet* ao longo deste com uma escala específica. O processo é

repetido para várias escalas até que todas as estruturas coerentes possam ser distinguidas, da maior à menor. A Transformada Wavelet $T(a, b)$ é representada por (Addison, 2002):

$$T(a, b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \bar{\psi} \left(\frac{t - b}{a} \right) dt \quad (5.4)$$

no qual $x(t)$ é o sinal de entrada, $\bar{\psi}$ é o conjugado da *wavelet*, a é o parâmetro de escala da *wavelet* e b é o parâmetro de translação. A Figura 21 mostra diferentes possibilidades de escala a serem usadas durante a transformada. A Figura 22 ilustra o processo da CWT, onde uma *wavelet* de escala fixa percorre o sinal identificando estruturas coerentes para cada ponto no tempo. Em cada ponto, analisa-se a contribuição do sinal com relação à *wavelet*, seguindo a regra da multiplicação de sinais: quando a parte negativa da *wavelet* coincide com uma parte positiva do sinal, a contribuição é negativa; e quando a *wavelet* tem polaridade igual à do sinal, a contribuição é positiva.

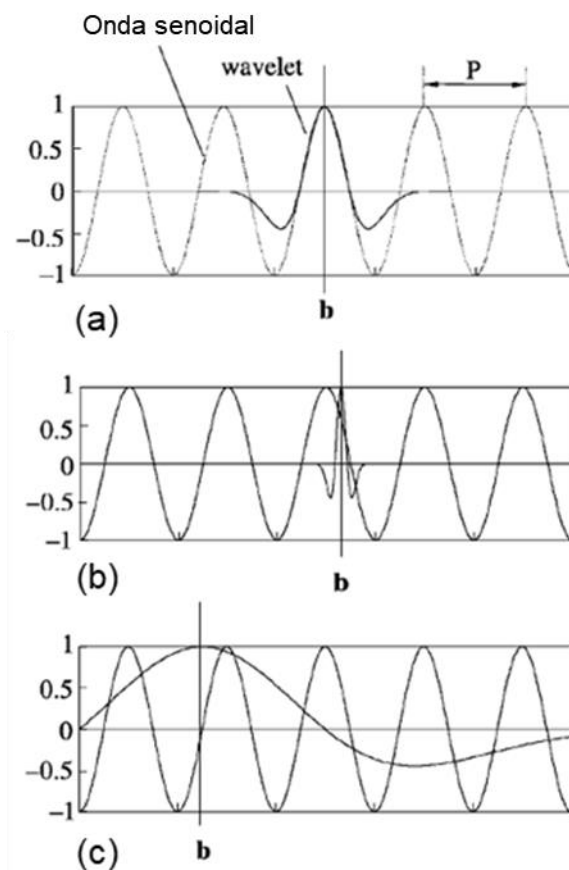


Figura 21. *Wavelets* de diferentes escalas “interrogando” um sinal senoidal. (a) A *wavelet* está em fase com o sinal, resultando em uma boa correlação positiva. (b) e (c) a *wavelet* comprimida e a esticada não têm boa correlação com o sinal. (Adaptado de Addison, 2002).

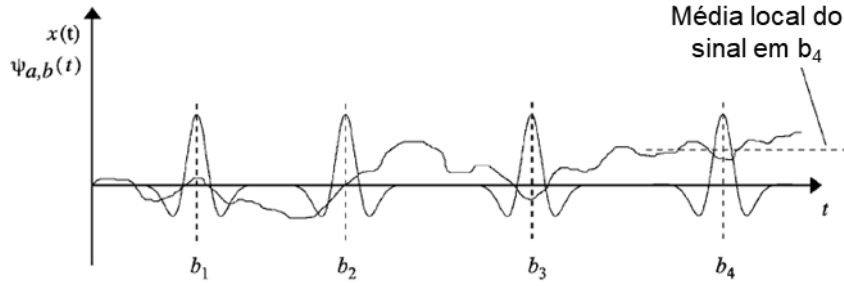


Figura 22. *Wavelet* com uma escala fixa percorrendo o sinal. O valor de correlação varia de acordo com as diferentes áreas do sinal. (Adaptado de Addison, 2002).

O sinal pode ser reconstruído no domínio do tempo a partir da Transformada Wavelet Inversa (ICWT) (Addison, 2002):

$$x(t) = \frac{1}{C} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} T(a,b) \psi_{a,b}(t) \frac{da db}{a^2} \quad (5.5)$$

no qual C é uma constante de normalização para equilibrar a energia da wavelet. A CWT opera no domínio tempo-escala (também chamado de domínio da wavelet), mas este pode ser facilmente convertido para o domínio tempo-frequência usando uma frequência característica f_c da *wavelet* como referência. O parâmetro de escala a será inversamente proporcional à frequência central (Addison, 2002):

$$f_0 = \frac{f_c}{a}. \quad (5.6)$$

No domínio tempo-frequência, é possível limitar o ganho exponencial dado a cada componente de frequência para evitar picos de ruído de alta frequência indesejados (Lupinacci *et al.*, 2017). Embora seja possível calcular a CWT usando a equação (5.4), é consideravelmente mais rápido fazer os cálculos no domínio da frequência, utilizando a Transformada de Fourier. O teorema da convolução nos permite expressar a CWT em termos de transformadas de Fourier, e assim fazer todas as convoluções simultaneamente. Portanto, a CWT pode ser reescrita como a transformada de Fourier inversa:

$$U(a,b) = \sqrt{a} \int_{-\infty}^{\infty} \hat{x}(f) \hat{\psi}(af) e^{i(2\pi f)b} df \quad (5.7)$$

no qual $\hat{x}(t)$ é a Transformada de Fourier do sinal de entrada, $\hat{\psi}(t)$ é a Transformada de Fourier do conjugado da wavelet, f é a frequência central da *wavelet* mãe. Esta definição é particularmente útil ao se utilizar aproximações

discretas da Transformada Wavelet Contínua em grandes volumes de dados, pois a *Fast Fourier Transform* (FFT) pode ser empregada para facilitar os cálculos.

Diferentes *wavelets* podem ser usadas como principal – a “*wavelet* mãe”. Os algoritmos utilizados por este trabalho fazem uso da *wavelet* de Morlet, que é definida como (Addison, 2002):

$$\psi(t) = \pi^{-1/4} \left(e^{i2\pi f_0 t} - e^{(2\pi f_0)^2/2} \right) e^{-t^2/2} \quad (5.8)$$

no qual f_0 é a frequência central da *wavelet*. O segundo termo entre colchetes é o termo de correção, que na prática é desprezível para valores de $f_0 \gg 0$ e pode ser ignorado. Portanto, a *wavelet* Morlet pode ser reescrita como:

$$\psi(t) = \frac{1}{\pi^{1/4}} e^{i2\pi f_0 t} e^{-t^2/2} \quad (5.9)$$

Esta é uma *wavelet* analítica modulada por um envelope gaussiano, normalizado pelo fator $\frac{1}{\pi^{1/4}}$ para que tenha energia unitária. Por ser uma *wavelet* complexa, pode-se separar os componentes de fase e amplitude do sinal, o que faz desta *wavelet* uma grande aliada na análise do sinal sísmico. A Figura 23 ilustra a forma da *wavelet* de Morlet para diferentes frequências centrais e escalas.

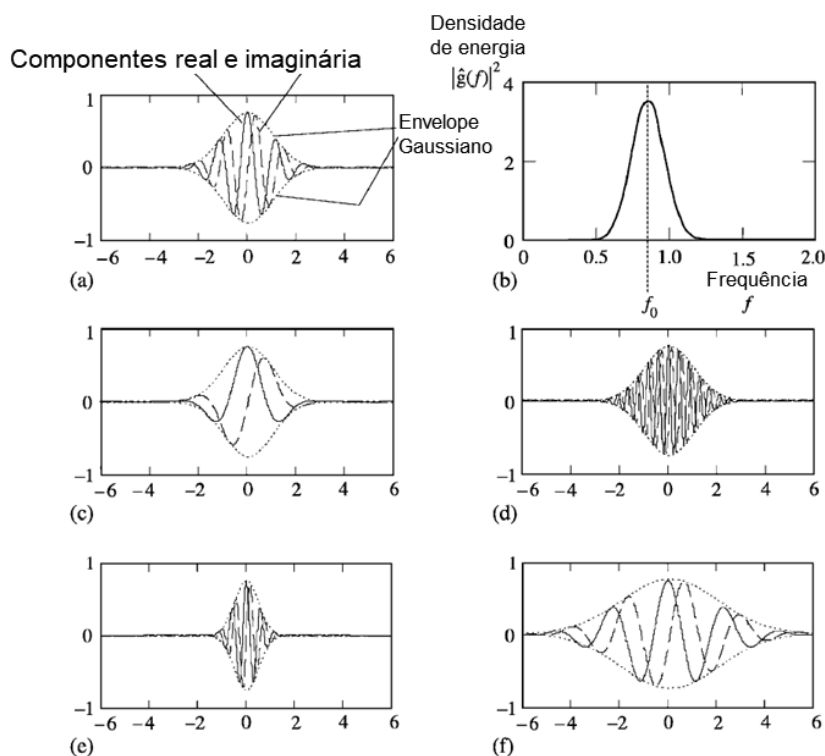


Figura 23. (a) A *wavelet* de Morlet com $a = 1$ e $f_0 = 0,894$. (b) Espectro de energia da *wavelet* de Morlet. (c) $f_0 = 0,318$ ($a = 1$). (d) $f_0 = 1,909$ ($a = 1$). (e) $a = 0,5$ ($f_0 = 0,894$). (f) $a = 2$ ($f_0 = 0,894$) (Addison, 2002).

5.2.1 O expoente de Lipschitz

O expoente de Lipschitz – também chamado de expoente de Hölder – permite caracterizar estruturas singulares (ou singularidades) de um sinal, a partir da quantificação das irregularidades locais presentes neste sinal. Pressupõe-se que cada singularidade pode ser caracterizada pelas Linhas de Módulo Máximo da Transformada Wavelet (*Wavelet Transform Modulus Maxima Lines* – WTMMML) (Mallat, 2009).

As WTMMML são definidas com base no cone de influência da wavelet no escalograma (Figura 24). O cone de influência é a área do sinal ao redor de um ponto no tempo t_0 que é afetado pela *wavelet* quando a escala s é variada durante o cálculo da CWT. Se a wavelet exerce uma influência no intervalo $[-C_\psi, C_\psi]$, o cone de influência ao longo das escalas s para uma localidade t_0 no tempo será igual a $[t_0 - C_s, t_0 + C_s]$ (Matos *et al.*, 2007; Mallat, 2009). As WTMMML caracterizam, portanto, o ponto de módulo máximo do cone de influência, para cada escala.

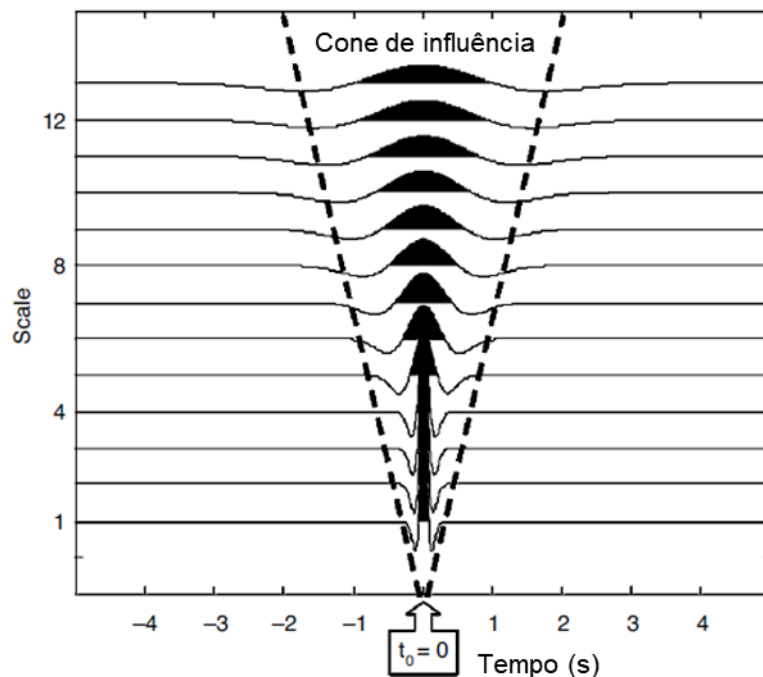


Figura 24. Cone de influência da Transformada Wavelet para um ponto no tempo t_0 (Matos *et al.*, 2007).

A maneira como as WTMMML variam ao longo das escalas determina o quão pontiagudas (*sharp*) são as singularidades, e as suas amplitudes (Wavelet Transform Modulus Maxima Lines Amplitudes – WTMMMLAs) podem ser utilizadas para analisar essa variação. Matematicamente, a curva criada a partir da razão

entre o \log_2 dos coeficientes A das WTMMMLAs pelo \log_2 das escalas s é dada por (Matos *et al.*, 2007; Mallat, 2009):

$$\log_2|Wf(u,s)| \leq \log_2 A + \left(\alpha + \frac{1}{2}\right) \log_2 s \quad (5.10)$$

no qual α é o expoente de Lipschitz. Finalmente, este expoente, que é calculado a partir da inclinação da curva de WTMMMLAs ($\alpha + 1/2$), vai caracterizar matematicamente as irregularidades do sinal de entrada. No exemplo da Figura 25, em (d) a WTMMMLA ao longo das escalas é referente à descontinuidade detectada em (a) próximo à amostra 64. Em (e) observa-se que inclinação da curva gerada a partir do \log_2 das WTMMMLA é igual a 0,5. Portanto, o expoente de Lipschitz neste exemplo é igual a zero.

O expoente de Lipschitz pode ser um grande aliado na análise do sinal sísmico. Herrmann e Stark (2000) demonstram que, em essência, este expoente pode ser considerado um atributo de textura derivado da CWT, pois expressa a textura (*sharpness*) local das interfaces e a natureza das reflexões sísmicas. Ao associar as singularidades do traço sísmico às interfaces entre camadas, este atributo pode ser usado para caracterizar contrastes de impedância acústica. Assim, ele permite inferir sobre a estratigrafia da área de interesse. A Figura 26 mostra o atributo gerado por Herrmann e Stark (2000) a partir do expoente de Lipschitz, que captura consistentemente a localização e textura (*sharpness*) das reflexões.

Li e Liner (2008) fortalecem ainda mais a conexão entre as singularidades do dado sísmico e as variações de impedância, ao estimar o expoente de Lipschitz diretamente de dados sísmicos a partir de uma análise multiescala baseada na wavelet complexa de Morlet. Os autores demonstram que, com uma escolha adequada da escala da wavelet mãe na CWT, pode-se detectar singularidades de alta resolução que evidenciam feições estratigráficas e falhas sutis (Figura 27). Além disso, o trabalho exemplifica como este atributo depende não apenas da amplitude, mas da interação entre amplitude, fase e frequência. Portanto, ele não pode ser relacionado diretamente ao contraste de impedância, mas pode auxiliar na inversão sísmica.

Já Matos *et al.* (2014) propõem um algoritmo de filtragem no domínio da *wavelet*, baseado na WTMMML, que simula uma deconvolução e reforça os contrastes da impedância acústica ao comprimir a *wavelet* da CWT inversa (ICWT).

Os autores estimam a impedância acústica relativa por meio da filtragem e integração do traço obtido após a ICWT, e encontram uma boa correlação entre estes resultados e a impedância acústica obtida a partir de métodos convencionais de inversão *sparse-spike*.

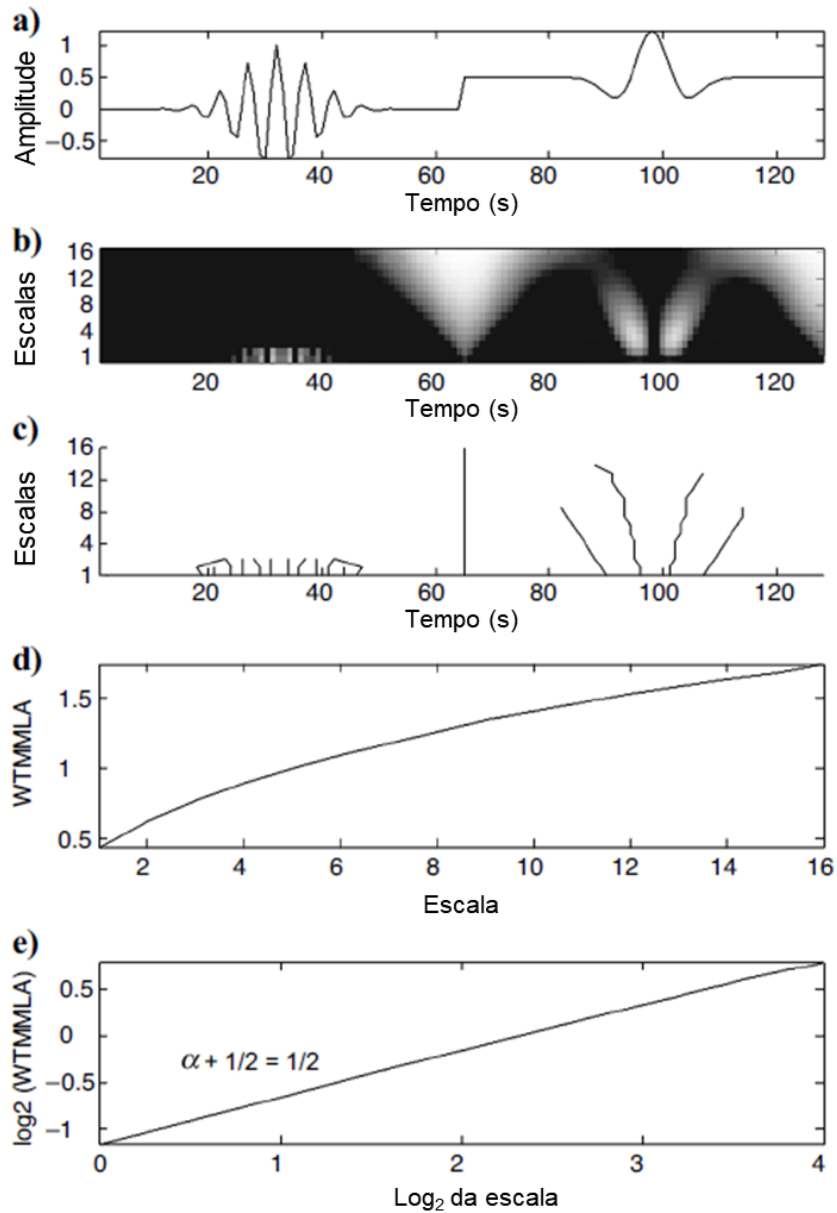


Figura 25. Obtenção do expoente de Lipschitz a partir das WTMML (a) Sinal de teste; (b) Escalograma da CWT usando uma wavelet de Gauss. Cores claras representam coeficientes positivos e cores escuras coeficientes negativos; (c) WTMMLs (d) WTMMLA ao longo das escalas referente à descontinuidade detectada ao redor da amostra 64; (e) Expoente de Lipschitz obtido da WTMMLA de acordo com a equação 7 (Matos *et al.*, 2007).

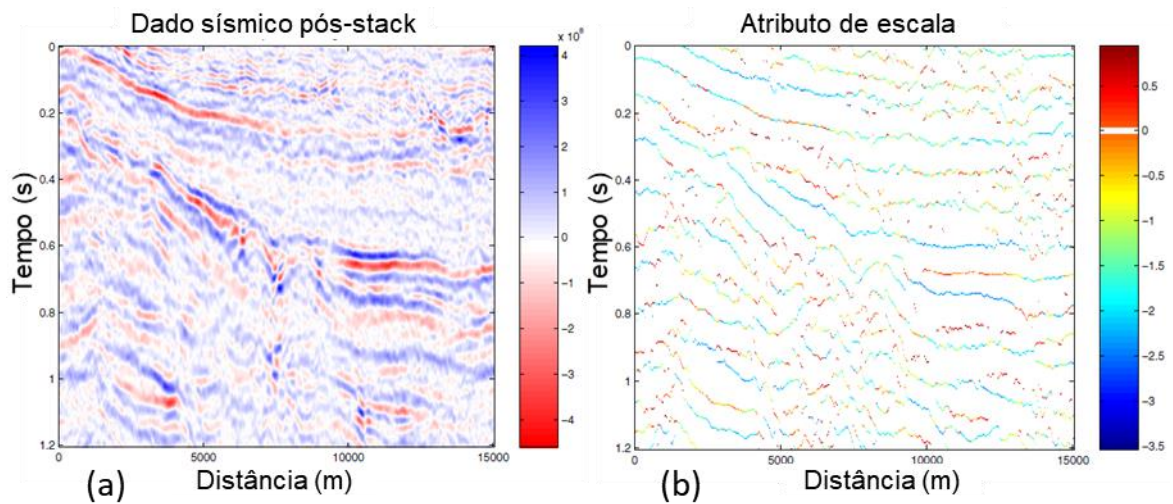


Figura 26. (a) Exemplo de uma seção sísmica migrada em tempo e (b) o atributo gerado a partir do expoente de Lipschitz, que captura consistentemente a localização e textura (sharpness) dos refletores, sem ser afetada por variações laterais na amplitude (adaptado de Herrmann e Stark, 2000).

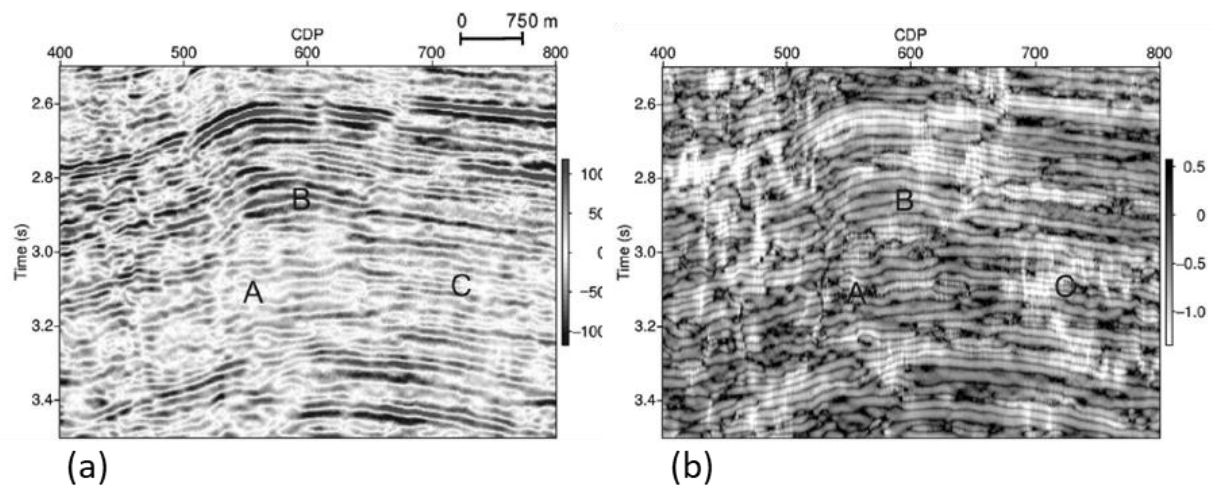


Figura 27. (a) Exemplo de uma linha sísmica original. A escala para a direita mostra a amplitude relativa. (b) Atributo de Lipschitz de alta resolução calculado diretamente a partir da sísmica. A escala à direita mostra o expoente de Lipschitz, que é adimensional. A, B e C são locais para correlação entre a amplitude sísmica (a) e o atributo (b). Este atributo fornece um delineamento aprimorado nos limites estratigráficos e, ao mesmo tempo, caracteriza a complicada interação entre amplitude, fase e frequência sísmica, bem como informações de singularidade nas impedâncias acústicas de subsuperfície (Li e Liner, 2008).

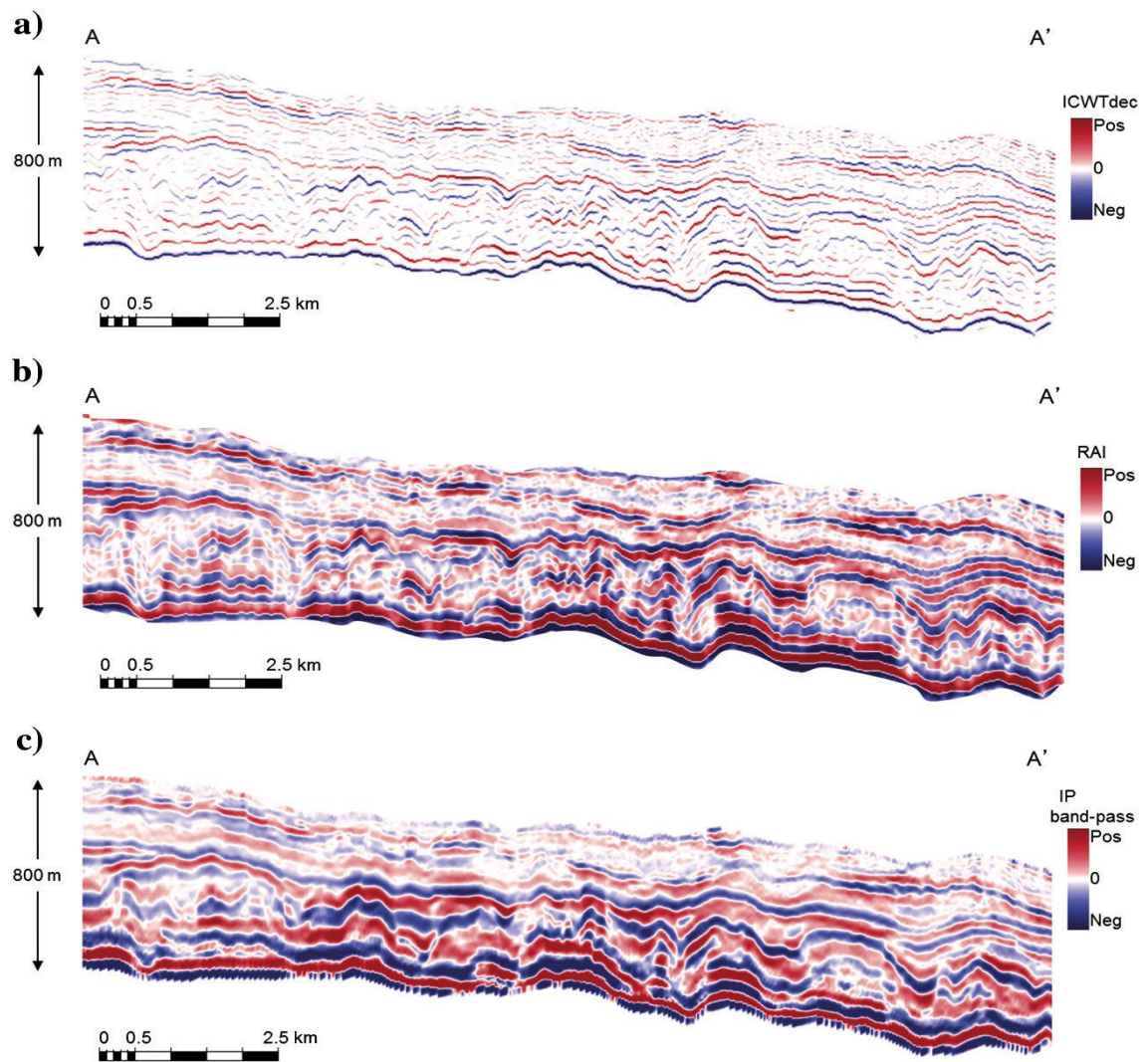


Figura 28. Impedância acústica relativa calculada através da deconvolução obtida após a ICWT (a). (b) Impedância acústica relativa obtida através da filtragem e integração do dado obtido em (a). (c) Impedância acústica relativa calculada a partir de uma inversão *sparse-spike* convencional. O método melhora a resolução do dado e permite discriminar melhor os principais limites de sequências estratigráficas (Matos *et al.*, 2014).

6 Metodologia

A metodologia proposta neste trabalho se baseia na integração de dados sísmicos e de poço para gerar um volume de impedância acústica absoluta de alta resolução. Para obter o volume de impedância acústica e analisá-lo propõe-se um fluxo de trabalho que consiste no pré-condicionamento do dado sísmico utilizando um filtro Q inverso seguido de um método de inversão acústica do tipo *sparse-spike*, ambos baseados na CWT. Foi realizado um estudo de resolução sísmica para compreender melhor os limites de resolução na seção do pré-sal, e quantificar o ganho de resolução obtido com a aplicação do filtro Q inverso. Para analisar a resposta da impedância acústica com relação a porosidade e eletrofácies foram construídos *cross-plots* e funções de densidade de probabilidade a partir dos perfis de poço, utilizando a média de Backus para fazer o *upscale*.

O volume de impedância acústica final será utilizado em trabalhos posteriores tanto para uma modelagem de propriedades do reservatório quanto para uma classificação de sismofácies multi-atributo. O fluxo de trabalho proposto é mostrado de forma resumida na Figura 29.

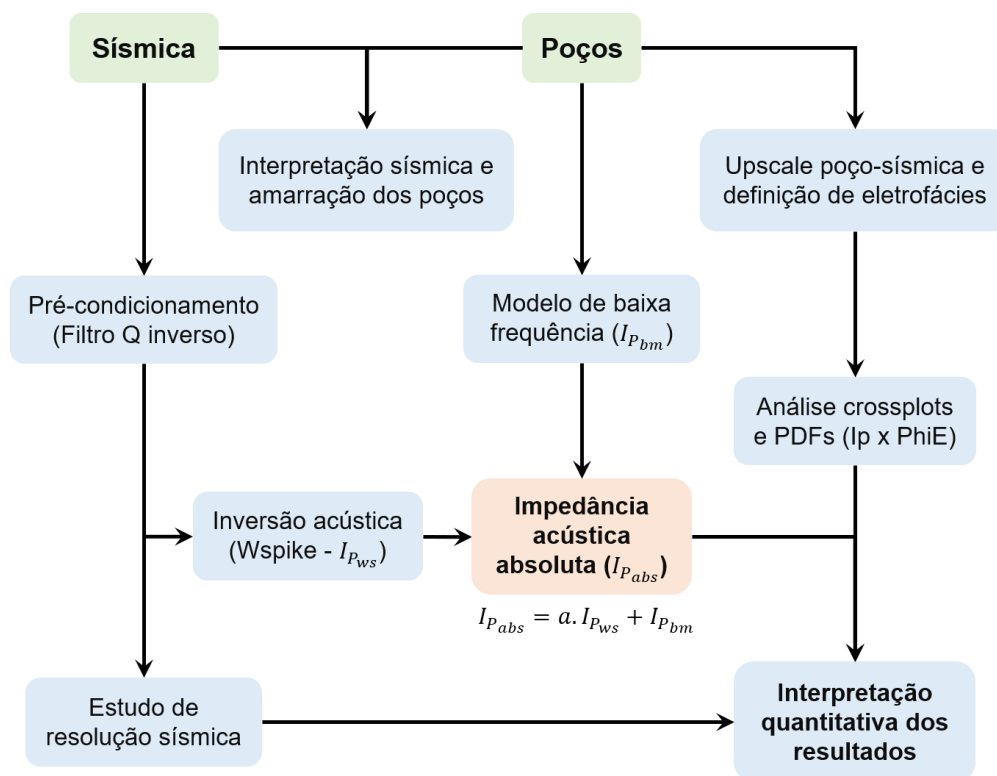


Figura 29: Fluxo de trabalho proposto para o pré-condicionamento e a inversão acústica.

Durante a interpretação sísmica, as discordâncias mapeadas foram: Embasamento Econômico, Pré-Jiquiá, Pré-Alagoas e Base do Sal. As discordâncias Base do Sal e a Pré-Jiquiá serviram de limites superior e inferior, respectivamente, para a amarração dos poços e para a inversão. Já a discordância Pré-Alagoas foi utilizada como guia na identificação da passagem da Formação Itapema para a Barra Velha. A interpretação das discordâncias foi realizada com o dado sísmico em profundidade.

A aplicação do filtro Q inverso e a realização da inversão acústica foram feitos com o dado sísmico em tempo. Para converter o dado sísmico e as discordâncias Pré-Jiquiá, Pré-Alagoas e Base do Sal de profundidade para o tempo, foi utilizado o modelo de velocidade construído no processamento sísmico.

A amarração dos poços foi realizada antes do pré-condicionamento dos dados sísmicos, entre as discordâncias Pré-Jiquiá e a Base do Sal (dentro das Formações Itapema e Barra Velha), alcançando uma correlação média de 70,6%. Os pulsos sísmicos para a amarração foram estimados nas proximidades de cada poço usando uma abordagem estatística. Após a aplicação do filtro Q inverso, a amarração foi ajustada, alcançando uma correlação média de 76,2%.

A Tabela 1 mostra a janela de correlação e o fator de correlação obtido após a amarração à sísmica pré-condicionada. Essa é uma etapa importante que requer atenção, pois impacta diretamente a construção do modelo de impedância de baixa frequência, e conseqüentemente, na impedância acústica absoluta estimada. Depois da aplicação do filtro Q inverso e da inversão acústica, os volumes sísmicos pré-condicionado e de impedância acústica foram convertidos do tempo para a profundidade, usando o mesmo modelo de velocidade obtido durante o processamento sísmico.

Tabela 1. Janela de correlação e o fator de correlação cruzada após a amarração dos poços aos dados sísmicos pré-condicionados. Os poços F e G (marcados com um asterisco) não foram acrescentados ao modelo de baixa para servirem de controle de qualidade da inversão sísmica (teste cego).

POÇO	Espessura da janela de correlação (ms)	Correlação sísmica original	Correlação após filtro Q
A	220	73,6%	80,6%
B	220	70,2%	67,8%
C	220	73,1%	80,9%
D	150	52,6%	60,8%
E	210	81,9%	79,3%
F*	240	81,8%	86,3%
G*	215	60,2%	73,7%
H	130	65,5%	81,5%
I	210	76,2%	74,5%
Fator de correlação médio		70,6%	76,2%

6.1 Aplicação do filtro Q inverso com foco no pré-sal

O pré-condicionamento foi realizado utilizando um plugin chamado InvQ, que é propriedade da empresa Invision Geophysics. A sísmica original disponível para este trabalho é de ótima qualidade, não apresentando ruídos de alta frequência nem ruídos coerentes significativos. Por isso, o pré-condicionamento foi feito com foco na recuperação dos efeitos de atenuação das altas frequências, a partir da aplicação do filtro Q inverso. O algoritmo usado para a aplicação do filtro Q inverso foi formulado por Braga e Moraes (2013) e é baseado na CWT usando a wavelet de Morlet. A formulação é construída como um problema inverso no domínio da wavelet, onde a solução regularizada é obtida minimizando a função de custo (Aster *et al.*, 2012):

$$\Phi = \|\mathbf{U} - \mathbf{G}\tilde{\mathbf{U}}\|_2^2 + \lambda\|\tilde{\mathbf{U}}\|_2^2 \quad (6.1)$$

dada por:

$$\tilde{\mathbf{U}} = (\mathbf{G}^T\mathbf{G} + \lambda\mathbf{I})^{-1}\mathbf{G}^T\mathbf{U} \quad (6.2)$$

no qual G é uma matriz do operador de modelagem da atenuação considerando apenas o efeito de absorção, obtido por $\mathbf{G} = \text{diag}(\text{vec}(\mathbf{G}_{ij}))$, com $\mathbf{G}_{ij} = \exp(-\omega_0 b_i/$

$2a_j Q_i$) para $i = 1, \dots, N$ e $j = 1, \dots, L$ onde N é o número de amostras de tempo e L é o número de escalas no domínio da wavelet. Neste trabalho, o operador de modelagem da atenuação considerou apenas o efeito de absorção e desconsiderou o efeito de dispersão, pois durante o processo de amarração dos poços foi constatado que os pulsos sísmicos estimados que produziram o maior fator de correlação possuem fase zero ou próximo da fase zero.

A representação espectral (no domínio da wavelet) dos traços corrigidos e atenuados são $\tilde{\mathbf{U}} = \text{vec}(\tilde{\mathbf{U}}(a, b))$ e $\mathbf{U} = \text{vec}(\mathbf{U}(a, b))$, respectivamente, e λ é o parâmetro de regularização, que controla a quantidade de clipping necessário para alcançar soluções estáveis. As funções $\text{vec}()$ e $\text{diag}()$ são os operadores de vetorização e diagonalização, respectivamente.

Como os modelos para tratar o efeito da absorção são dependentes de tempo e frequência, a natureza adaptável da CWT em relação à escala fornece controle aprimorado sobre a resolução e a estabilidade. Em tempos posteriores e frequências mais altas (escalas baixas), a largura da janela de análise se contrai, produzindo uma melhor separação de ruído e sinal no domínio espectral. A escolha dos valores do fator Q e do parâmetro de estabilização foram feitas experimentalmente, com foco na melhoria da resolução da seção do pré-sal. Os valores dos parâmetros para alcançar este objetivo foram $Q = 120$ e $\lambda = 35$.

6.2 Estudo de resolução sísmica

Para quantificar o ganho de resolução após a aplicação do filtro Q inverso, foi feito um estudo de resolução para estimar quais espessuras de camadas podem ser detectadas a partir dos volumes sísmicos original e pré-condicionado. A espessura de *tuning* foi estimada considerando o critério de Ricker e o pulso sísmico sendo a Ricker com fase zero. Para isto, o comprimento de onda do pulso sísmico foi estimado a partir das equações (3.1) e a frequência dominante foi calculada com a equação (3.2).

Após a definição das frequências dominantes nos dados sísmicos original e pré-condicionado, uma série de análises foi realizada tendo os valores de velocidades do Poço C como referência. Cinco patamares foram identificados ao longo do perfil de velocidade compressional (V_p) e relacionados às diferentes litologias no intervalo das formações Itapema e Barra Velha (Tabela 2).

Tabela 2. Valores de velocidade médios identificados no perfil do poço de velocidade compressional (V_p), para os principais tipos de litologia do poço A.

Litologia	V_p (m/s)	ρ (g/cm ³)
Ígneas	6.500	2,9
Carbonato fechado	5.500	2,65
Carbonato poroso	5.000	2,6
Coquinas	4.500	2,5
Folhelhos e carbonatos argilosos	4.000	2,4

Para analisar a resolução de *tuning* também foi construído um modelo de cunha simulando um reservatório de coquinas no meio de rochas carbonáticas fechadas. Os valores de velocidade (V_p) e densidade (ρ) também do Poço C foram usados como referência para modelar a impedância (Tabela 2). A vantagem de se utilizar um modelo sintético em estudos de interpretação sísmica quantitativa é que os resultados obtidos podem ser comparados com o modelo inicial conhecido e validado. A Figura 30 ilustra este modelo.

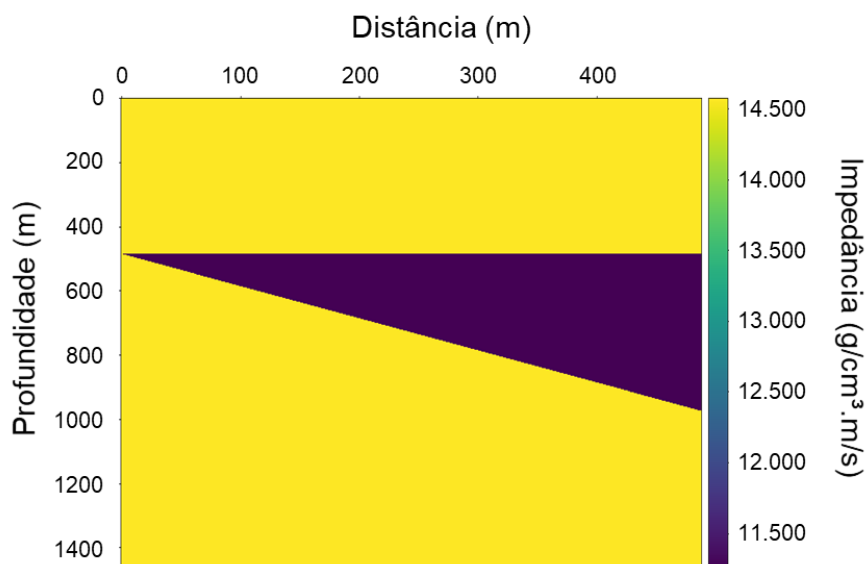


Figura 30. Modelo de cunha simulando a impedância de um reservatório composto por coquinas, no meio de camadas de carbonato fechado.

6.3 Inversão acústica usando o método WSpike

A inversão acústica foi realizada utilizando o WSpike, que também é um algoritmo propriedade da empresa Invision Geophysics. O algoritmo consiste na

utilização de um filtro de deconvolução no domínio da Transformada Wavelet Contínua (CWT) para recuperar a série de refletividade. Pode-se considerar que esta é uma inversão do tipo *sparse-spike* por pressupor uma representação esparsa do sinal (Russell, 1988).

O filtro inverso utilizado no WSpike é baseado na obtenção do expoente de Lipschitz através do cálculo das WTMML (equação (5.10), descrito no capítulo 4. A série de refletividade após a eliminação do efeito da wavelet pode ser reconstituída através da Transformada Wavelet Inversa (equação (5.5) deste expoente. Com a série de refletividades, a impedância relativa é calculada através da filtragem e integração do traço. Este processo foi realizado tanto no volume sísmico original, quanto no dado sísmico pré-condicionado, com o intuito de comparar os resultados e avaliar como o ganho de resolução afetou os volumes de impedância acústica.

Para calcular a impedância acústica absoluta, o modelo de baixa frequência foi construído com base nos perfis de impedância acústica dos poços suavizados. Os perfis de densidade e sônico foram usados para calcular o perfil de impedância acústica nos poços. Porém, muitas vezes estes perfis não são adquiridos na zona do sal, havendo a necessidade de extrapolar verticalmente o perfil de impedância acústica dos poços, principalmente para que a transição entre a Base do Sal e a Formação Barra Velha não ficasse sem dados no modelo de baixa frequência. Isto foi feito a partir de uma regressão linear entre o modelo de velocidade do processamento sísmico e o perfil de impedância, para cada poço.

Após uma série de testes, foi escolhido um filtro passa baixa de 8Hz para a suavização dos perfis dos poços. Em seguida, a interpolação foi feita por meio de krigagem geoestatística, utilizando o método do inverso da distância (Azevedo e Soares, 2017). Com isso, o modelo de baixa (*background*) foi construído contendo um range de 0-8Hz.

O fator de escala tem como objetivo transformar os valores de impedância acústica relativa em variações compatíveis no intervalo de interesse. Para obtê-lo, foram analisados os perfis de impedância acústica dos poços – contendo um range de 3-75Hz – contra os traços de impedância acústica relativa extraídos na localização de cada poço. O fator de escala correspondente à sísmica original e à sísmica pré-condicionada foram de 120 e 12000, respectivamente. Ao final, o volume de impedância acústica absoluta ($I_{P_{abs}}$) foi calculado a partir da soma:

$$I_{P_{abs}} = a \cdot I_{P_{ws}} + I_{P_{bm}} \quad (6.3)$$

no qual $I_{P_{ws}}$ é a impedância acústica relativa resultante da inversão WSpike, $I_{P_{bm}}$ é o modelo de baixa frequência e a é o fator de escala. A Figura 31 ilustra este processo.

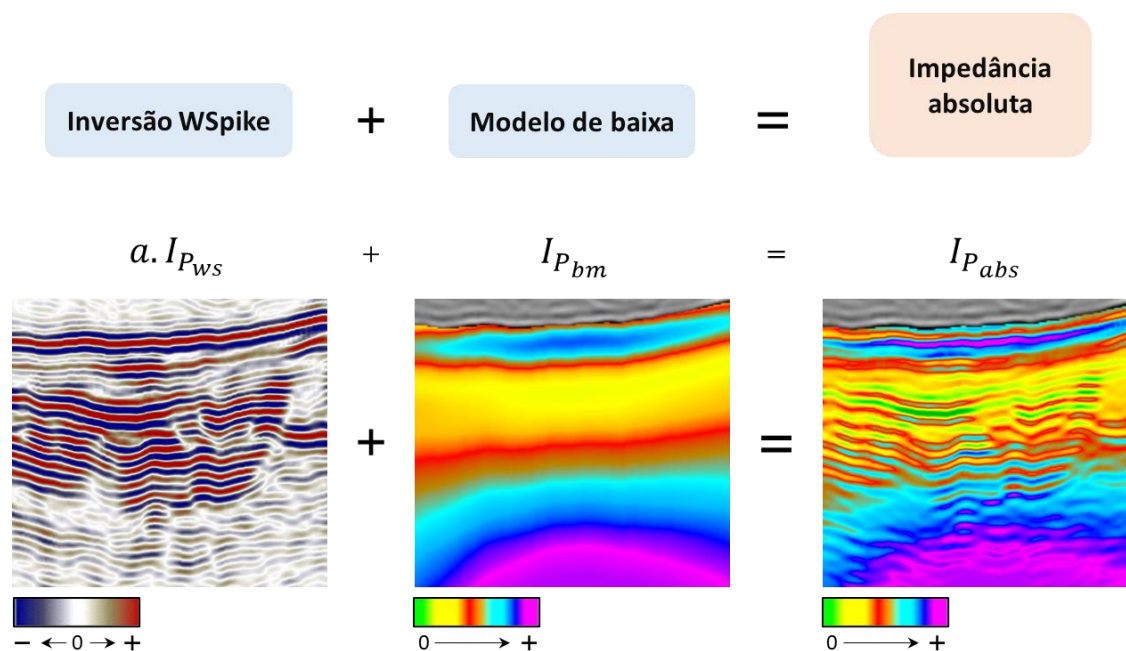


Figura 31. Ilustração do processo de obtenção do volume de impedância acústica absoluta.

6.4 Análise de *cross-plots* e funções de densidade de probabilidade

Para analisar a relação entre a impedância acústica e a porosidade, foram construídos gráficos de correlação cruzada (*cross-plots*) e funções de densidade de probabilidade a partir dos perfis de poço. Para fazer esta análise com uma resolução compatível com a da sísmica, foi feito o *upscale* dos dados de poços, utilizando a média de Backus (Backus, 1962; Tiwary *et al.*, 2009). A taxa de amostragem foi definida em 5m, igual à taxa de amostragem do volume sísmico. A Figura 32 exemplifica o processo de *upscale* em dois poços.

Após o *upscale* foram definidas quatro eletrofácies com base na identificação das zonas de rochas ígneas, nos valores de porosidade efetiva e de volume de argila. Para o zoneamento das ígneas foram utilizados os perfis compostos em conjunto com a análise dos perfis. Para a porosidade foi utilizado o perfil de porosidade efetiva proveniente da ressonância magnética, e quando ele se apresentava comprometido foi utilizado a estimativa da porosidade efetiva usando

o perfil sônico. A estimativa do volume de argila foi feita a partir do perfil de Raios Gama (GR) usando o método Larionov (1969) para rochas antigas:

$$V_{clGR} = 0,33 [2^{2,0*IGR} - 1], \quad (6.4)$$

no qual IGR é o índice de raios gama:

$$IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}. \quad (6.5)$$

Após esses cálculos, as eletrofácies foram segmentadas de acordo com a Tabela 3, com o objetivo de avaliar as principais litologias encontradas nos poços e discutir a relação entre a porosidade e impedância destas fácies. O valor de *cutoff* de porosidade mínima usado para definir a eletrofácies reservatório foi de 6%. Abaixo disso, o valor de *cutoff* de 20% de volume de argila foi usado para diferenciar os carbonatos fechados ($V_{clay} < 20\%$) das fácies lamosas ($V_{clay} > 20\%$).

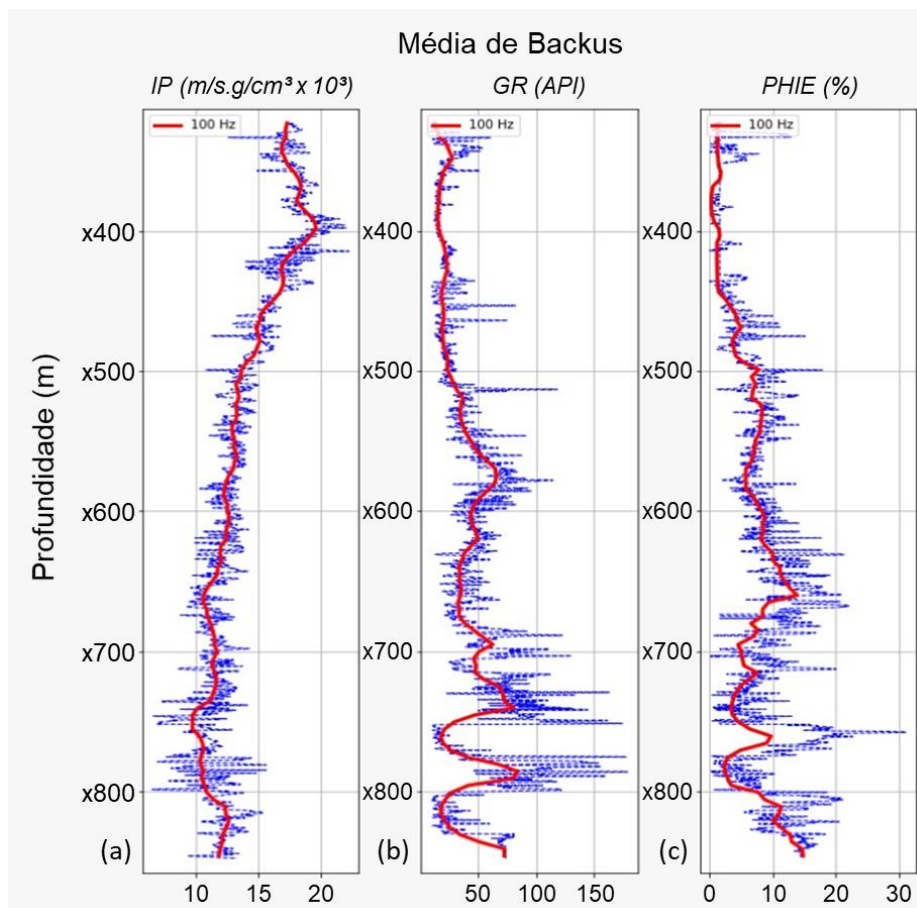


Figura 32. Exemplo do *upscale* dos perfis em um poço na área de estudo, usando a média de Backus (linha vermelha) em uma frequência de corte de 100Hz. (a) Perfil de impedância acústica (I_p); (b) Perfil de raios gama (GR); (c) Perfil de porosidade efetiva (PHIE).

Após o *upscale* e as definições das eletrofácies (ígneas, reservatório, carbonato limpo fechado e fácies lamosas com baixa porosidade) foram construídos *cross-plots* de porosidade efetiva por impedância acústica com os dados de todos os poços juntos. Os *cross-plots* foram construídos para cada Formação (Barra Velha e Itapema) e também com as duas formações. Por fim, foram obtidas as funções de densidade de probabilidade (PDF) de impedância acústica em função das eletrofácies por formação e com as duas formações juntas.

Tabela 3. Critérios para segmentação das eletrofácies após o *upscale*.

Critérios	Eletrofácies
Perfil composto e interpretação dos perfis	Ígneas
$\text{PhiE} > 6\%$	Reservatório
$\text{PhiE} < 6\%$ e $V_{\text{clay}} < 20\%$	Carbonato fechado
$\text{PhiE} < 6\%$ e $V_{\text{clay}} > 20\%$	Fácies lamosas

7 Resultados

A Figura 33 mostra a localização das seções sísmicas utilizadas para a análise dos resultados. Foram selecionadas três seções que cortam o reservatório no sentido Oeste-Leste, além de uma seção arbitrária passando por 5 poços. A Figura 34 mostra a seção 1, que passa pelo Poço G, com o dado sísmico original e a interpretação das discordâncias na seção do pré-sal: Embasamento Econômico, Pré-Jiquiá, Pré-Alagoas e Base do Sal, além das principais falhas.

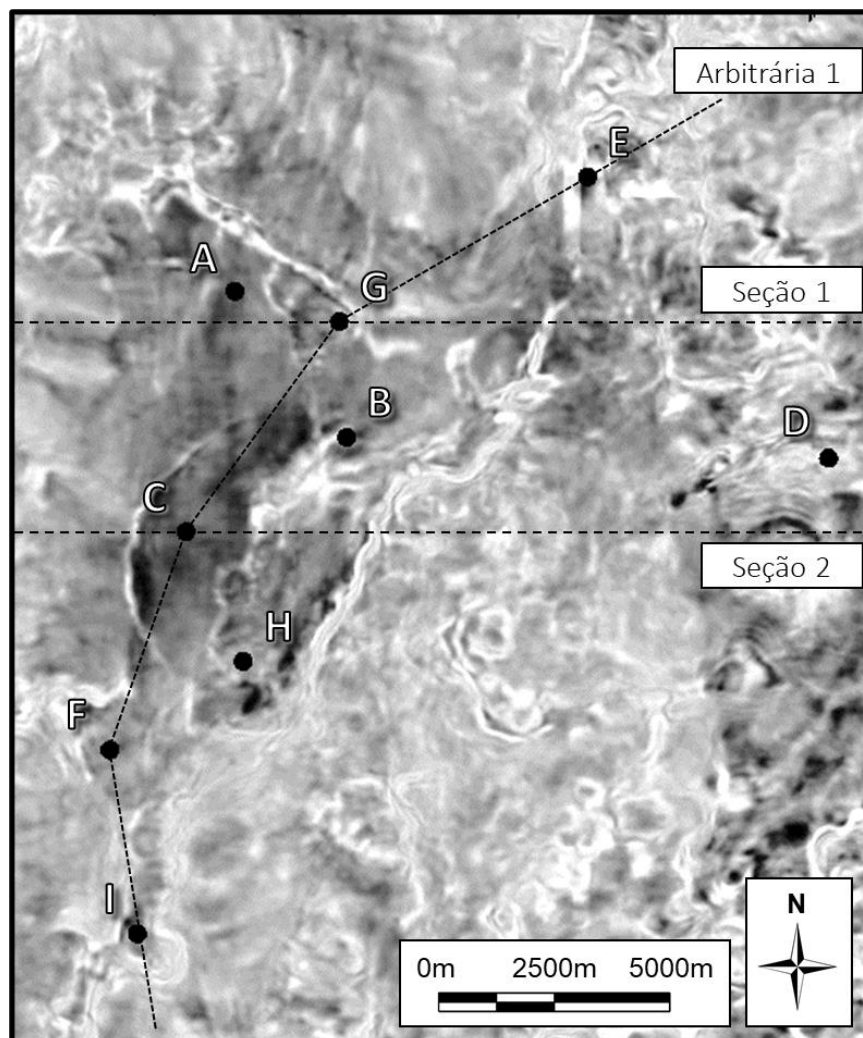


Figura 33. Mapa de amplitudes extraído na Base do Sal, com as localizações dos poços utilizados para a inversão acústica e das seções sísmicas selecionadas para a análise dos resultados.

O Embasamento Econômico neste trabalho foi considerado como sendo o topo da Formação Camboriú, que consiste em basaltos ligados ao rifteamento do Gondwana. Acima desta discordância, se encontra a Formação Piçarras, que é limitada no topo pela discordância Pré-Jiquiá. Esta discordância marca o início da

deposição da Formação Itapema, onde se encontram os bancos de coquinas que correspondem a excelentes reservatórios na área de estudo. Segundo Moreira *et al.* (2007) as formações Camboriú, Piçarras e Itapema fazem parte da fase Rift Inferior, na evolução tectônica da bacia. A discordância Pré-Alagoas delimita o topo da Formação Itapema, e marca a passagem da fase Rife Inferior com a fase Rife Superior (Wright e Barnett, 2015). Entre a discordância Pré-Alagoas e a Base do Sal está localizada a Formação Barra Velha, onde também se encontram rochas reservatório carbonáticas.

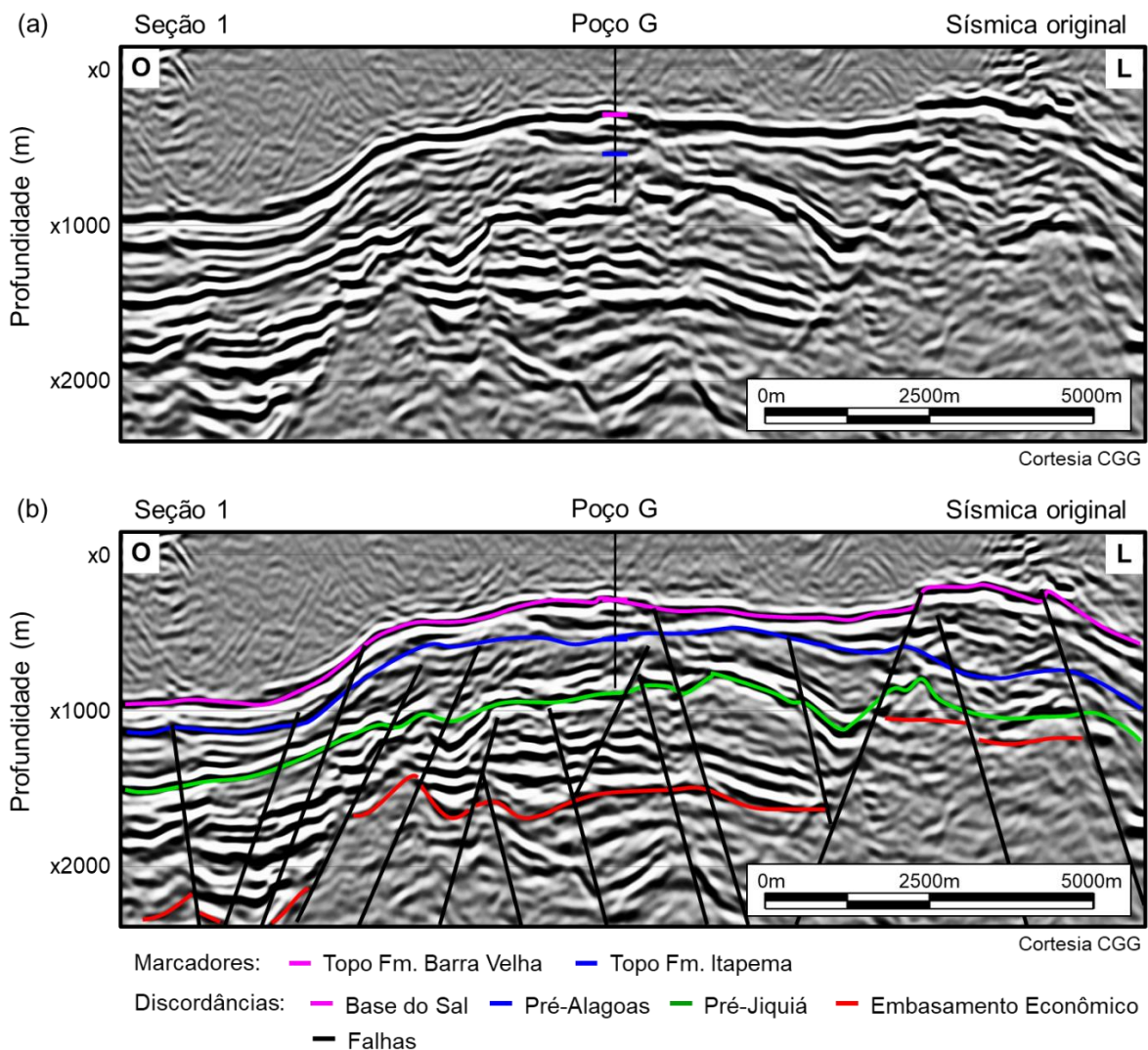


Figura 34. Seção 1 que passa pelo poço G: (a) não interpretada; (b) interpretada com as principais falhas e discordâncias no intervalo do pré-sal.

O foco deste trabalho são as formações Itapema e Barra Velha, onde se encontram as rochas-reservatório na área de estudo. Os dados de poços comprovam que as rochas-reservatório se apresentam ao longo do reservatório

como: bancos de coquinas (*rudstones* bivalves) e *grainstones*, intercalados a margas e folhelhos, na Fm. Itapema; e *mounds* e plataformas carbonáticas constituídos por *shrubs*, esferulitos, laminitos e retrabalhados, na Fm. Barra Velha.

A estruturação do reservatório se dá por *horsts* e grábens, condicionados por falhas normais que possuem direção preferencial NE-SW. Em algumas regiões de altos estruturais observa-se um maior espessamento da Fm. Barra Velha, e em outras regiões da Fm. Itapema. Dados de poço também indicam a presença de rochas ígneas extrusivas e intrusivas ao longo do reservatório, ora na Fm. Itapema, ora na Fm. Barra Velha, ora intercaladas em toda a seção de rocha-reservatório.

7.1 Análises da aplicação do filtro Q inverso

Para a interpretação sísmica quantitativa é essencial que se tenha uma boa correlação na amarração poço-sísmica. O fator de correlação médio atingido após a amarração alcançou 70,6% antes e 76,2% após o filtro Q inverso. Estes valores demonstram uma boa correlação entre os traços sísmicos reais e os traços sísmicos sintéticos dos poços. Isto fornece uma boa confiabilidade para a integração de dados de perfis com os dados sísmicos.

A seção sísmica 1 é repetida em maior detalhe na Figura 35-a, sem a interpretação para facilitar a comparação entre os dados sísmicos original e o resultado da aplicação do filtro Q inverso (Figura 35-b). No dado sísmico original, a Base do Sal já apresentava boa continuidade lateral, condição que permanece após o pré-condicionamento. Já as outras duas discordâncias obtiveram uma melhora da continuidade lateral, o que pode auxiliar na interpretação. O filtro Q inverso aumentou a resolução sísmica e realçou as falhas e fraturas presentes na seção (indicadas com setas amarelas na Figura 35). Isto é importante tanto para o processo de inversão sísmica quanto em fluxos para modelagem de fraturas dos reservatórios.

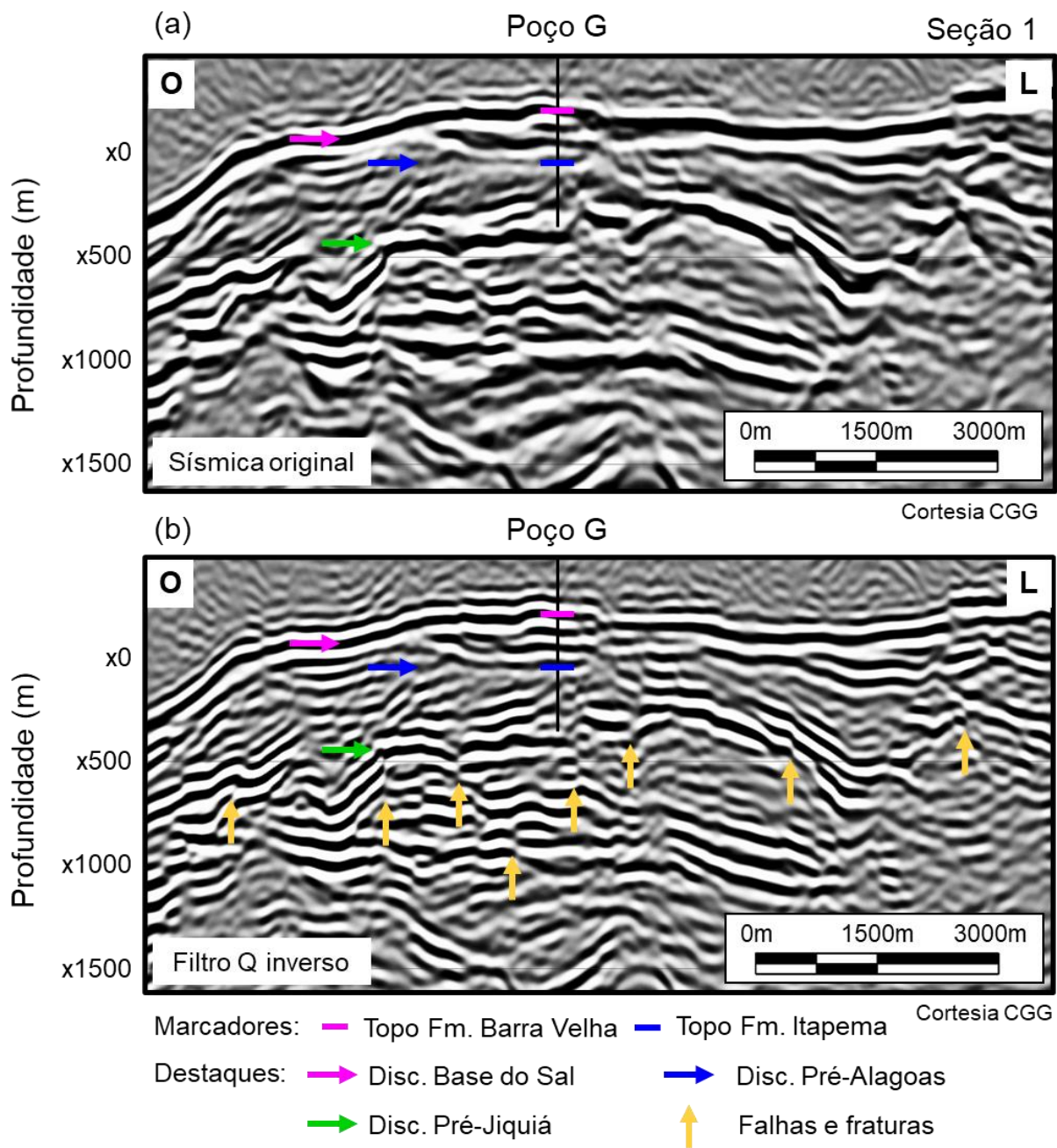


Figura 35: Seção sísmica 1 em detalhe. (a) Dado sísmico original; (b) Resultado da filtragem Q inversa. O dado sísmico obteve ganho significativo de resolução após o uso do filtro Q inverso.

A seção sísmica 2, que passa pelo poço C, é mostrada na Figura 36 antes e após a aplicação do filtro Q inverso. Fica evidente nesta seção que o aumento de resolução fornecido pelo filtro Q inverso possibilita identificar diversos refletores que não podiam ser distinguidos no dado original. Por exemplo, logo abaixo do marcador da Formação Barra Velha no poço C, onde a sísmica original apresenta um refletor espesso de amplitude negativa, o dado com o filtro Q inverso consegue resolver o refletor de amplitude positiva, de forma a auxiliar na identificação de sua extensão lateral (indicado na Figura 36 com uma seta vermelha).

As fraturas no intervalo dos reservatórios são realçadas após o filtro Q inverso. É possível identificar diversas fraturas ao longo das seções que estavam difíceis de serem identificadas no dado sísmico original (Figura 35 e Figura 36). No geral, o dado sísmico com o filtro Q inverso apresentou uma resolução vertical maior, uma melhor continuidade lateral dos refletores, e as falhas e as fraturas foram mais bem definidas.

O uso do filtro Q inverso foi importante e tem auxiliado na interpretação sísmica, principalmente, da discordância Pré-Alagoas, que marca o limite entre dois contextos geológicos completamente distintos dos reservatórios do pré-sal, que nos altos estruturais, normalmente, representa a passagem das coquinas da Fm. Itapema para os calcários da Fm. Barra Velha. Isto foi fundamental para a construção do modelo de baixa frequência para a inversão acústica, que utilizou uma abordagem proporcional entre os horizontes, e para a geração dos mapas discutidos na seção 7.3.

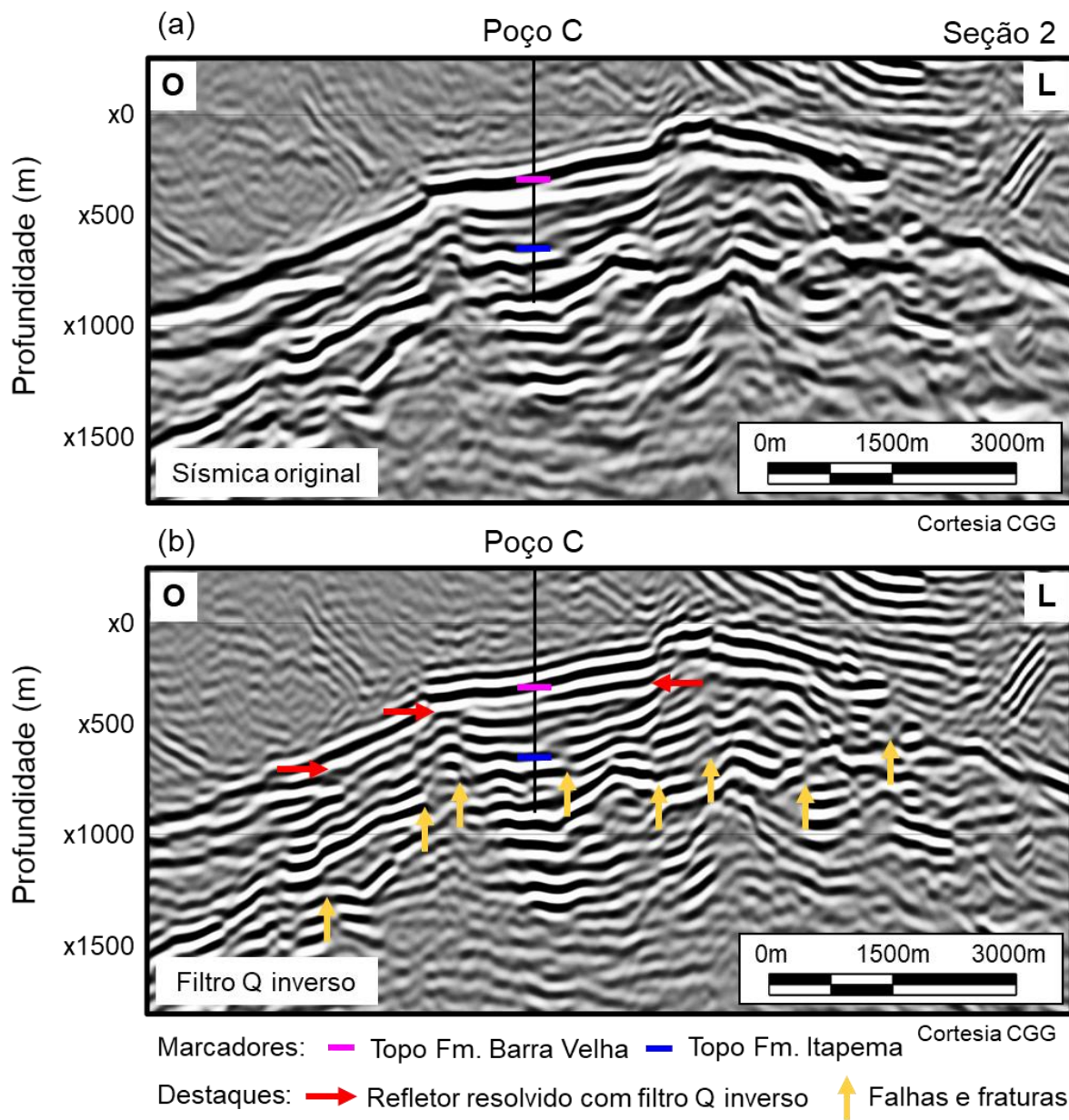


Figura 36. Seção sísmica 2 em detalhe. (a) Dado sísmico original; (b) Resultado da filtragem Q inversa. Esta seção evidencia a eficiência do filtro Q inverso em melhorar a continuidade dos refletores e aumentar a resolução vertical.

Como uma forma comparativa e de quantificar o aumento de resolução, as espessuras de *tuning* foram estimadas para diferentes velocidades extraídas do perfil de velocidades do Poço C, usando os espectros de frequências dos dados sísmicos antes e após a aplicação do filtro Q inverso na seção do pré-sal. Estes espectros de frequência são mostrados na Figura 37. As frequências de pico obtidas foram: 16,8Hz e 28,0 Hz para os dados sísmicos original e pré-condicionado, respectivamente. A diferença entre esses valores representa um aumento de 30% na frequência de pico com o uso do filtro Q inverso. Já as frequências dominantes (Eq. (3.2)) são: 21,8Hz e 36,4Hz para os dados sísmicos original e pré-condicionado no intervalo do pré-sal, respectivamente.

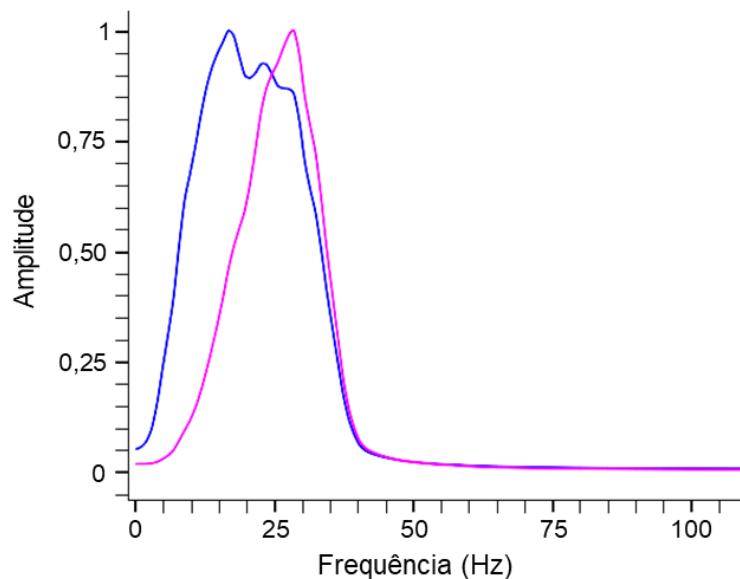


Figura 37. Espectros de frequência na seção do pré-sal. Azul: sísmica original. Rosa: sísmica pré-condicionada. As frequências de pico são 16,8 Hz e 28 Hz, respectivamente, caracterizando um aumento de 30%.

A Tabela 4 mostra velocidades (V_p) típicas correspondentes às litologias encontradas nas formações Itapema e Barra Velha e as espessuras de *tuning* ($\lambda/4$) estimadas para cada valor de velocidade, tanto no dado sísmico original quanto no pré-condicionado. A variação percentual na diminuição da espessura de *tuning* após a aplicação do filtro Q inverso foi de 40%, e foi assumido que essa variação representa um aumento na resolução do mesmo valor percentual, ao comparar os dados original e pré-condicionado.

As espessuras de *tuning* estimadas para o valor de velocidade compressional típico dos carbonatos porosos da Fm. Barra Velha foram 51,51m e

30,91m nos dados sísmicos original e pré-condicionado, respectivamente. Já usando um valor de $V_p = 4.500$ m/s para as coquinas da Fm. Itapema, a espessura de *tuning* diminuiu de 57,23 m para 34,34m após a aplicação do filtro Q inverso. Por fim, para o valor de V_p normalmente encontrado nas rochas ígneas abaixo da Base do Sal, parte superior da Fm. Barra Velha, a espessura de *tuning* diminuiu de 74,40m para 44,64m. Para as outras litologias carbonato fechado, folhelhos e carbonatos argilosas consultar a Tabela 4.

Tabela 4: Comparação da resolução sísmica antes e após a aplicação do filtro Q inverso.

Litologia	V_p (m/s)	ρ (g/cm ³)	(Original)	(Pré-cond.)
			$F_d = 21,8$	$F_d = 36,4$
			$\lambda/4$ (m)	$\lambda/4$ (m)
Ígneas	6.500	2,9	74,40	44,64
Carbonato fechado	5.500	2,65	62,96	37,77
Carbonato poroso	5.000	2,6	57,23	34,34
Coquinas	4.500	2,5	51,51	30,91
Folhelhos e Carbonatos argilosos	4.000	2,4	45,79	27,47

Para analisar a espessura de *tuning* também foi construído um modelo de cunha simulando um reservatório de coquinas no meio de rochas carbonáticas fechadas. A partir do modelo construído com base nos valores de velocidade (V_p) e densidade (ρ) da Tabela 4: Comparação da resolução sísmica antes e após a aplicação do filtro Q inverso., sismogramas sintéticos foram construídos com base nas frequências de pico (F_p) obtidas do dado original (16,8Hz) e do pré-condicionado (28Hz). Os gráficos de amplitude por espessura aparente (Figura 38.-c e Figura 38.-d) e de espessura real por espessura aparente (Figura 38.-e e Figura 38.-f) foram construídos para cada sismograma para o cálculo da espessura de *tuning*.

Os valores de espessura de *tuning* obtidos a partir destes gráficos foram 52,2m e 31.5m para os modelos com as frequências de pico iguais aos dados sísmicos original e pré-condicionado, respectivamente. Nota-se que este resultado corrobora os valores da estimativa de espessura de *tuning* para rochas do tipo coquinas feita anteriormente, pelo cálculo direto de $\lambda/4$ a partir dos valores de frequência dominante e velocidade compressional.

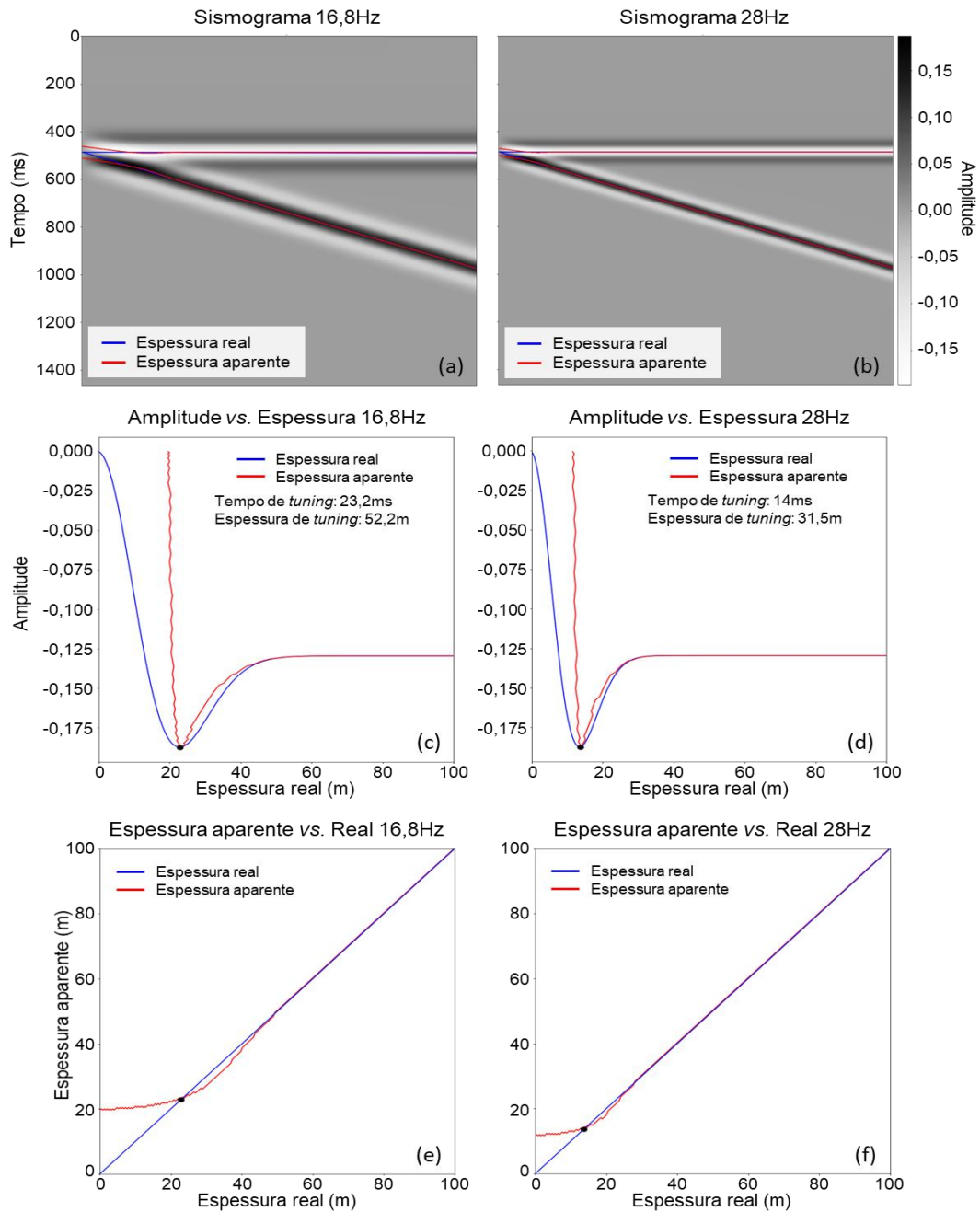


Figura 38. Sismogramas sintéticos gerados a partir do modelo de cunha que simula um reservatório de coquinas no meio de rochas carbonáticas fechadas. (a) $F_p = 16,8Hz$, equivalente ao dado sísmico original (b) $F_p = 28Hz$, equivalente ao dado sísmico pré-condicionado. (c) Amplitude vs. espessura referente a (a). (d) Amplitude vs. espessura referente a (b). (e) Espessura aparente vs. espessura real referente a (a). (f) Espessura aparente vs. espessura real referente a (b).

Como forma de estimativa de espessura mínima de camada que pode ser alcançada após a inversão acústica, o mesmo modelo foi suavizado em 30Hz e 60Hz para simular o resultado da inversão a partir dos dados sísmicos original e pré-condicionado, respectivamente. A Figura 39 mostra os modelos de impedância suavizados e os gráficos de espessura calculados para cada frequência. Estima-se

que a espessura mínima que pode ser obtida após a inversão acústica dos dados sísmicos original é de 49m e do pré-condicionado é de 24m. Essas análises são importantes para compreender melhor e auxiliar a análise quantitativa dos resultados da inversão sísmica. Pode-se notar uma diminuição significativa nos valores das espessuras de *tuning*, embora compreenda-se que ainda existam algumas camadas muito finas que não são possíveis de serem distinguidas.

Atenção especial também deve ser dada à Fm. Barra Velha, onde o dado pré-condicionado foi capaz de separar melhor os eventos refletivos próximos da base do sal, o que resultou em uma melhor performance da inversão acústica. Próximo a Base do Sal, na área de estudo, é comum observar uma variação da espessura da anidrita na base da seção de sal com cerca de 15m a 30m, sendo também frequente a presença de intrusões ígneas com diferentes espessuras entre a seção evaporítica e os carbonatos da Fm. Barra Velha. Apesar do filtro Q inverso ter aumentado resolução sísmica, este contexto geológico complexo muitas vezes torna difícil caracterizar sísmicamente estas interfaces, mesmo com o uso de técnicas avançadas de interpretação sísmica quantitativa.

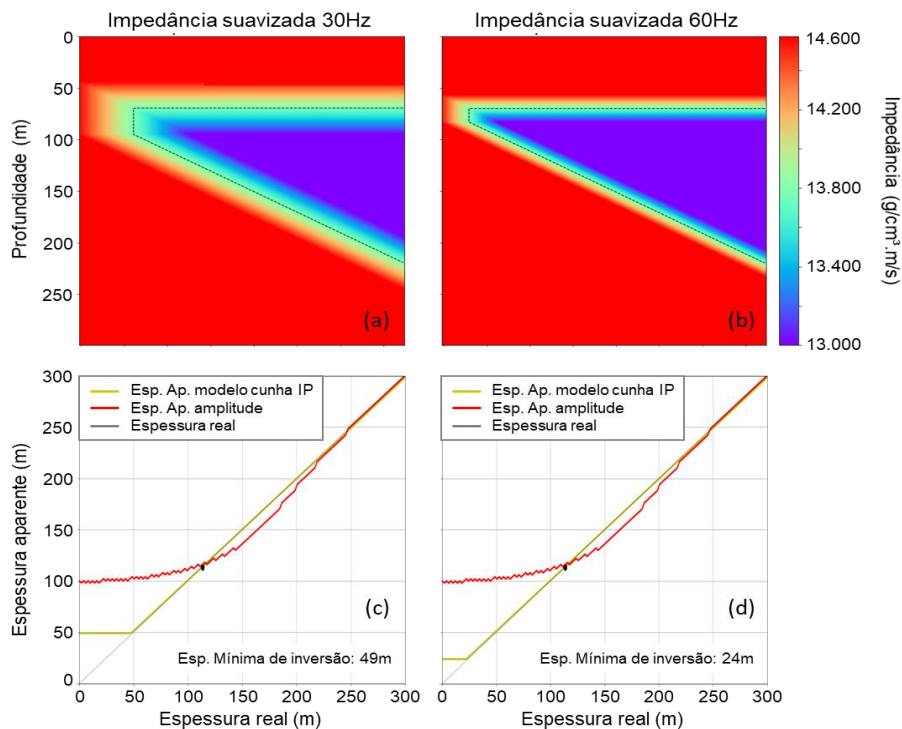


Figura 39. Estimativa de espessura que pode ser alcançada após a inversão acústica. (a) Modelo de impedância suavizado em 30Hz, equivalente à inversão do dado sísmico original e (b) sua estimativa de espessura mínima de inversão. (c) Modelo de impedância suavizado em 60Hz, equivalente à inversão do dado sísmico pré-condicionado e (d) sua estimativa de espessura mínima de inversão.

7.2 Análises da inversão acústica

Para analisar os resultados da inversão acústica, é feita a comparação entre os resultados obtidos a partir dos dados sísmicos original e pré-condicionado nas seções sísmicas indicadas na Figura 33. Também foram extraídos três mapas de impedância acústica média considerando uma espessura de 30m: abaixo da Base do Sal (representando o topo da Fm. Barra Velha), no meio da Fm. Barra Velha e na parte superior da Fm. Itapema. Estes mapas foram extraídos tanto do volume de impedância acústica proveniente da inversão do dado sísmico original, quanto do dado sísmico com o filtro Q inverso. Para cada intervalo, a diferença entre os mapas foi calculada para avaliar a contribuição do filtro Q inverso na inversão acústica.

7.2.1 Análise das seções sísmicas

A Figura 40 mostra a seção sísmica 1, que passa pelo poço G, com a amplitude sísmica antes (Figura 40-a) e após (Figura 40-b) a aplicação o filtro Q inverso, para facilitar a análise em conjunto com o resultado da inversão acústica. O poço G foi deixado de fora da construção do modelo de baixa frequência para servir de controle de qualidade (teste cego). Tanto na inversão do dado sísmico original (Figura 41-a) quanto do dado sísmico pré-condicionado (Figura 41-b), os valores de impedância acústica (I_p) obtidos mostram boa correlação visual com os valores de I_p do poço G. Nota-se que, nos dois casos, o intervalo da Fm. Itapema apresenta baixos valores de I_p (cor vermelha), principalmente na parte superior e a oeste do poço.

Para auxiliar nas discussões das seções de impedância acústica (Figura 41), na Figura 42. são mostrados os seguintes perfis do poço G: profundidade, cáliper (CAL) e raios gama (GR), volume de argila (Vcl), porosidade efetiva do ressonância magnética nuclear ($\varphi_{e,NMR}$), impedância acústica (I_p) e as eletrofácies. Os perfis Vcl, $\varphi_{e,NMR}$ e I_p são apresentados tanto na escala original quanto usando o *upscale*, considerando uma frequência de corte igual a 100Hz e uma taxa de amostragem de 5m. Na última trilha possui as litologias e as porosidades aparentes das amostras laterais, bem como se elas se encontram silicificadas ou dolomitizadas. Para auxiliar nas discussões, na Figura 42. a eletrofácies reservatório foi dividida

em duas tendo como critério a porosidade: de 6% a 12% eletrofácies reservatório 1 (azul) e acima de 12% eletrofácies reservatório 2 (azul cinzento).

As amostras laterais do poço G na Fm. Itapema na parte basal são descritas como margas. No restante da Fm. Itapema, as amostras são descritas como coquinas de boa porosidade e em um intervalo de aproximadamente 40m elas se apresentam localmente silicificadas. No intervalo das coquinas, o perfil $\varphi_{e,NMR}$ apresenta uma alta variação da porosidade indo de 2% até 22%, refletindo em mudanças nos valores de I_p na região do poço. Nas coquinas, a porosidade é predominantemente maior do que 6% e aumenta, da base para o topo. É observado que as eletrofácies reservatório 2 (azul cinzento) encontram-se na parte superior da Fm. Itapema, sendo associada a um ambiente de maior energia (Figura 40) onde as coquinas foram depositadas.

Na Fm. Barra Velha (entre o início da Discordância Pré-Alagoas e a Base da Fm. Ariri, que neste trabalho representa a Base do Sal), as amostras laterais são descritas como uma intercalação de *shrubs* e esferulitos com porosidade, principalmente, regular a fechada e no topo três amostras são descritas como laminitos. O perfil de $\varphi_{e,NMR}$ mostra uma alta variação de porosidade, com uma tendência de diminuição da base para o topo. Já o perfil de I_p mostra uma relação inversa com o perfil de porosidade, ou seja, I_p aumenta da base para o topo, exceto nos últimos 50m de deposição da Fm. Barra Velha. Vale destacar na área ao redor do poço G que o resultado da inversão com o dado após a aplicação do filtro Q inverso (Figura 41-b) conseguiu separar camadas mais finas, se ajustando melhor ao perfil de I_p do poço.

Na seção sísmica 1 (Figura 40), pode-se perceber como o banco de coquinas é limitado por duas falhas normais (F1 e F2, destacadas na Figura 40-c). O poço G se encontra próximo à falha que compartimentaliza o banco de coquinas na parte central de um alto estrutural (falha F2). Este banco se espessa para oeste do poço e apresenta baixos valores (cor vermelha) de I_p (Figura 41), indicando possivelmente altas porosidades, principalmente, na parte superior como constatado nos perfis do poço G da Figura 42.. Já a Fm. Barra Velha é mais delgada neste alto, com muita variação de impedância acústica, tendo predomínio de valores médios a altos (cores verde e azul) de I_p (Figura 41). Ao longo do topo da seção de impedância acústica, próximo a discordância Base do Sal, valores altos

de I_p (cor azul escura) também são observados. Diante dessas análises, pode-se concluir que, nesta seção, na região a oeste do poço G, a Fm. Itapema constitui um reservatório mais espesso e mais poroso do que o da Fm. Barra Velha.

À leste do poço G, no segundo alto estrutural da seção sísmica 1 (Figura 40), há um *horst* limitado por duas falhas (F3 e F4, destacadas na Figura 40-c) de grandes rejeitos, que atingem a base do sal. Neste *horst*, a Fm. Itapema se encontra mais profunda, fazendo com que a Fm. Barra Velha seja mais espessa. A Fm. Itapema apresenta um aumento dos valores de I_p nesta região, enquanto uma grande variação dos valores de I_p é observado na Fm. Barra Velha (Figura 41). Isto demonstra ser um reservatório mais complexo em termos de valores de I_p , representando uma alta intercalação de camadas que, provavelmente, possuem porosidades bem diferentes.

As análises a partir da Figura 40 e da Figura 41 mostram se tratar de regiões bem distintas no que diz respeito a estruturação das formações Itapema e Barra Velha: uma parte central, onde o poço G foi perfurado, e a outra parte à leste. Como discutido anteriormente, a Fm. Itapema se apresenta como um banco de coquinas na parte central, condicionado pelo alto do embasamento econômico e as falhas F1 e F2. Na parte externa à essas duas falhas, a Fm. Itapema se encontra em baixos estruturais, podendo apresentar fácies de baixa energia, como, por exemplo, folhelhos, siltitos e margas. Já a Fm. Barra Velha se apresenta mais delgada e maior variação de fácies intercaladas na parte central (constatado nas descrições das amostras laterais e mostrado na Figura 42.).

Na parte leste da seção sísmica 1 (Figura 40), a Fm. Barra Velha está condicionada no *horst* mais alto observado nesta seção pelas falhas F3 e F4. É observado um espessamento de seção da Fm. Barra Velha onde, provavelmente, também há uma alta intercalação de fácies. Segundo Wright e Barnett (2015) e Wright e Rodriguez (2018), as fácies na Fm. Barra Velha estão associadas com uma variação relativa do nível de base do lago. Portanto, a grande variação dos valores de I_p encontrados nessa região podem estar associadas com essas mudanças relativas do nível de base. Também, não se pode descartar a presença de rochas ígneas intrusivas na Fm. Barra Velha, como é observado em alguns poços da área de estudo.

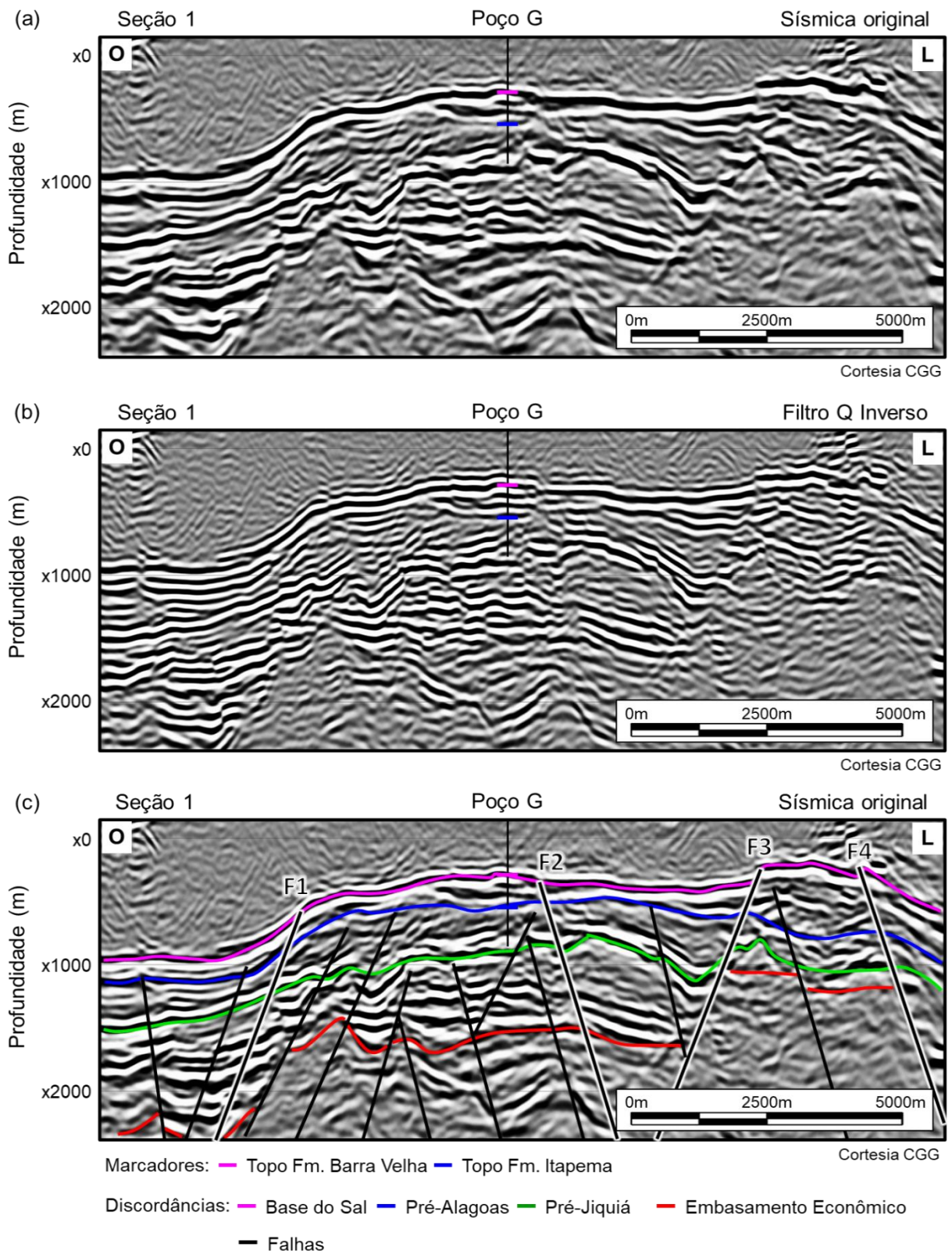


Figura 40. Seção 1, que passa pelo poço G. (a) Dado sísmico original; (b) Resultado da filtragem Q inversa; (c) Sísmica original interpretada.

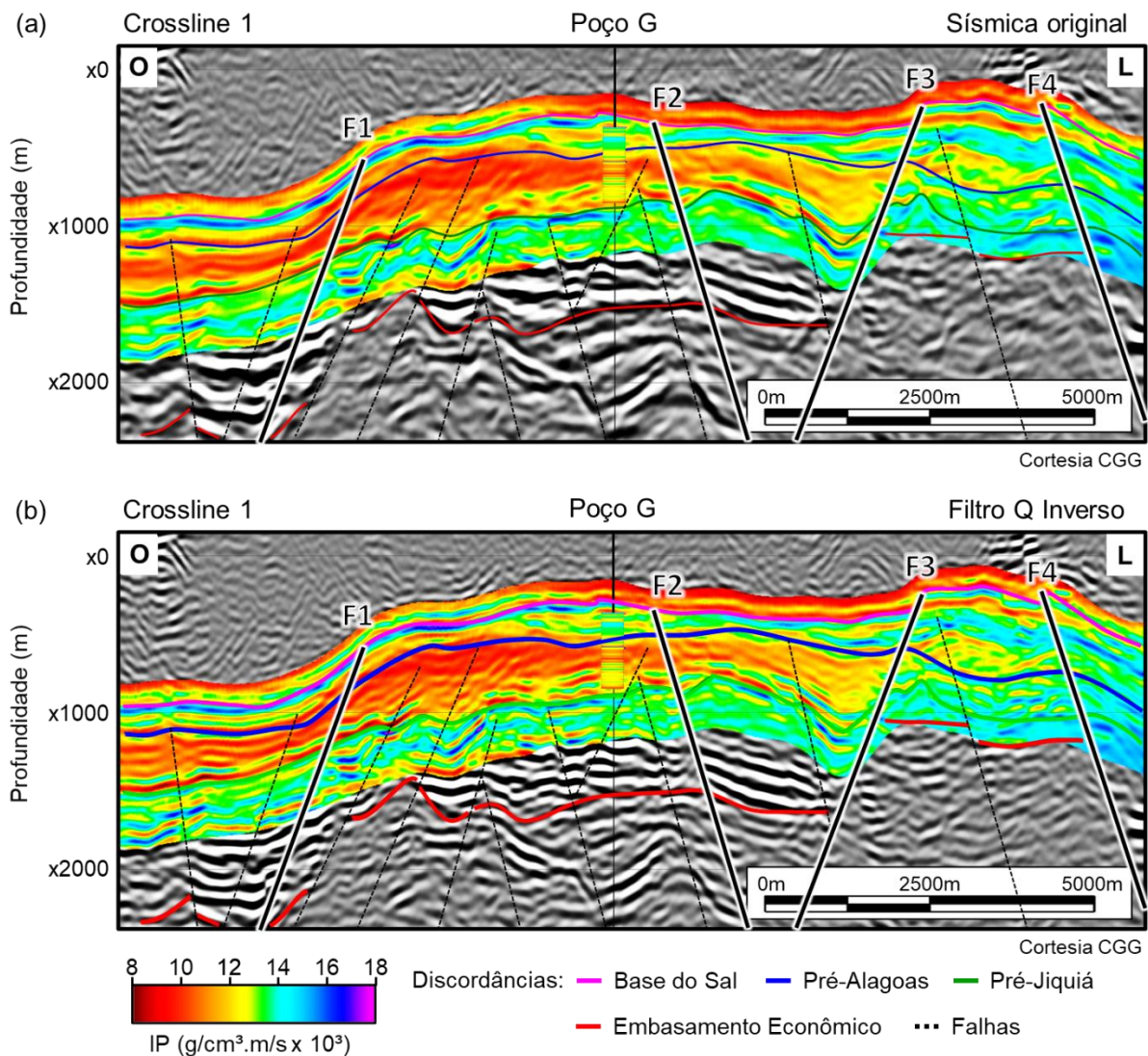
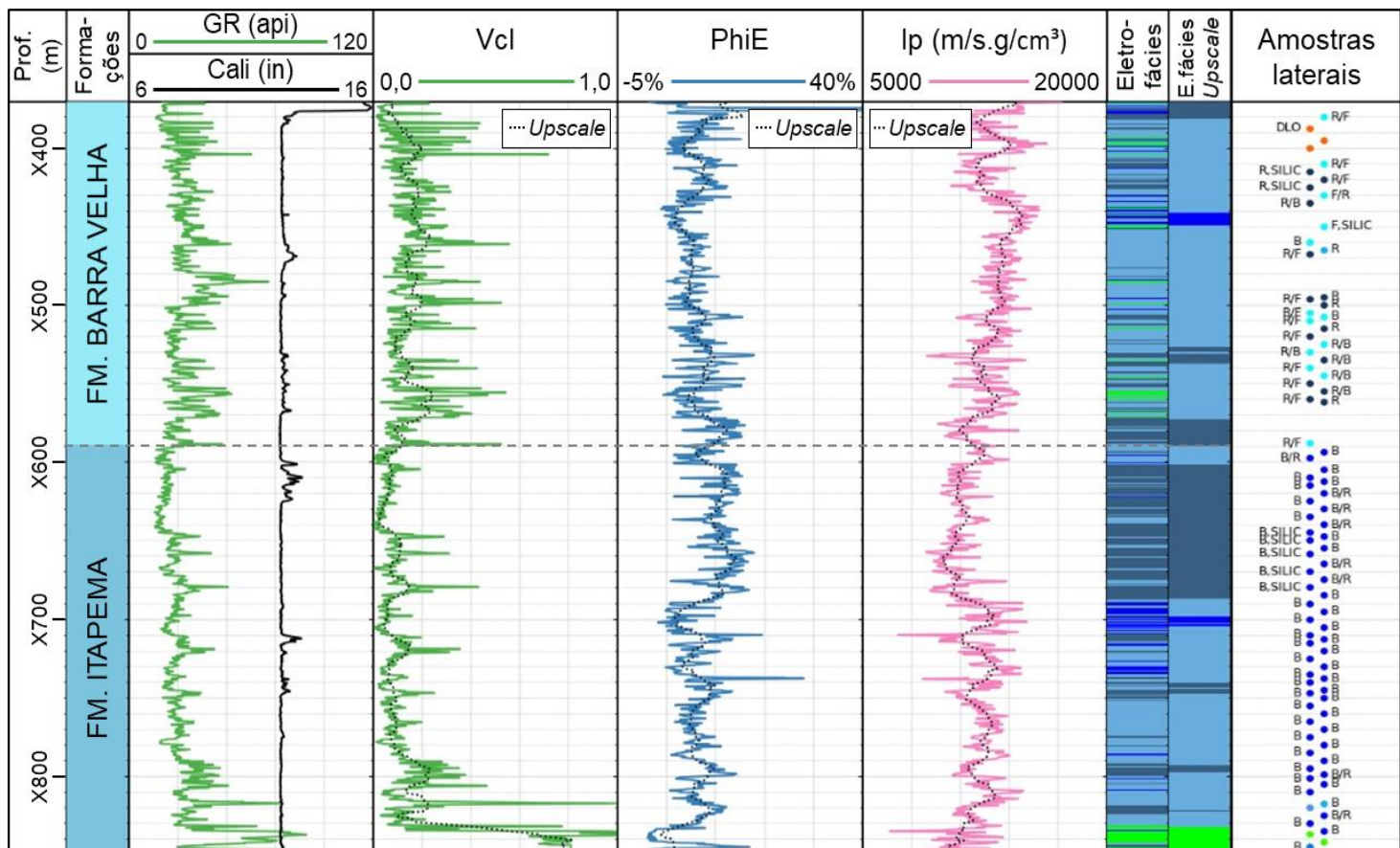


Figura 41. Seção sísmica 1, que corta a área de estudo passando pelo poço G, com o resultado de impedância acústica sobreposta. (a) Resultado da inversão acústica realizada utilizando o dado sísmico original. (b) Resultado da inversão acústica realizada utilizando o dado pré-condicionado.

É notado que ao longo de toda a seção de I_p , entre as discordâncias Pré-Jiquiá e Base do Sal, obtida usando o dado com o filtro Q inverso (Figura 41-b) foi possível retratar melhor os contrastes de impedância acústica, delineando melhor as camadas delgadas. Enquanto a seção de I_p (Figura 41-a) obtida a partir do volume sísmico original apresenta-se mais homogênea com relação aos valores de I_p , a seção de I_p apresentada na Figura 41-b permite uma melhor identificação da intercalação das camadas internas em ambas as formações. Isto pode ser de grande contribuição na modelagem de porosidade e na classificação de sismofácies, podem assim retratar melhor a complexidade que estes reservatórios possuem.



POÇO G

Eletrofácies:

- Reservatório 1 ($6% < \phi_e < 12%$)
- Reservatório 2 ($\phi_e > 12%$)
- Carbonato fechado
- Fácies lamosas

Amostras laterais:

- F – Porosidade Fechada
- R – Porosidade Regular
- B – Porosidade Boa
- VUG – Porosidade Vugular
- QUA – Cimento Quartzoso
- DLO – Cimento Dolomítico
- SILIC – Silicificação

- Calcário
- Coquina
- Shrebs
- Esferulítico
- Laminito
- Marga

Figura 42. Perfis do poço G para auxiliar nas discussões das seções de impedância acústica. Da esquerda para a direita: profundidade; formações; cáliper (CAL) e raios gama (GR); volume de argila (Vcl); porosidade efetiva da ressonância magnética nuclear ($\phi_{e,NMR}$); impedância acústica (I_p); eletrofácies originais do poço; eletrofácies após o upscale; litologias das amostras laterais, porosidades aparentes, cimento e silicificação. Os perfis Vcl, $\phi_{e,NMR}$ e I_p são apresentados na escala original e usando o *upscale*, considerando uma frequência de corte igual a 100Hz e uma taxa de amostragem de 5m.

A Figura 43 mostra a seção sísmica 2, que passa pelo poço C, com a amplitude sísmica antes (Figura 43-a) e após (Figura 43-b) a aplicação do filtro Q inverso. A seção interpretada é apresentada na Figura 43-c. As seções de impedância acústica resultantes são mostradas na Figura 44, onde é notado uma boa correlação com o perfil de I_p do poço C. Para auxiliar nas discussões dos resultados obtidos e compreender melhor as distribuições de fácies na seção sísmica 2, os perfis de cáliber, de GR, de volume de argila, de porosidade efetiva, de impedância acústica e de eletrofácies são apresentados na Figura 45, juntamente com as litologias das amostras laterais e as descrições de porosidade aparente e se existe silicificação e/ou dolomitização.

O poço C apresenta-se entre duas falhas normais (F5 e F6, destacadas na Figura 43-c) de direção NE-SW onde se percebe uma fácies sísmica com padrão progradante sigmoidal-oblínua, relacionada a um ambiente de alta energia. Este poço foi perfurado próximo ao limite do banco de coquinas principal da área de estudo. Contudo, na Fm. Itapema, diferentemente do poço G, as amostras laterais do poço C descrevem uma maior quantidade de tipos de fácies (grainstones e calcários recristalizados, dolomitizados e silicificados) com alta intercalação de folhelhos e carbonatos lamosos (por exemplo, *mudstone*).

Já na Fm. Barra Velha, algumas amostras são descritas como brechas carbonáticas, estrutura sedimentar que sugere exposição subárea, e no topo da formação existe a presença de uma rocha ígnea intrusiva (diabásio) com uma espessura de 85m. Nesta formação, muitas amostras são descritas com silicificação, dolomitização, presença de pirita, com porosidade aparente regular a fechada e também algumas amostras na base da formação com porosidade do tipo *vug*. No perfil de porosidade efetiva é observado uma diminuição da base para o topo (Figura 45). Essa diminuição de porosidade e grande presença de sílica e dolomitização possivelmente estão associadas com processos digenéticos, indicando ter sido mais intensos na proximidade à base da intrusão ígnea, no qual é observado uma mudança de eletrofácies reservatório para eletrofácies carbonato fechado.

A alta heterogeneidade observada nas amostras laterais e nos perfis, também é notada nas seções de I_p (Figura 44) na região do poço. Na Fm. Itapema, a seção de I_p (Figura 44.b) obtida após aplicação do filtro Q inverso conseguiu

representar bem melhor as intercalações do perfil de I_p do poço C. Já na Fm. Barra Velha é notado um aumento de I_p da base para o topo no poço C e nos resultados da inversão sísmica (Figura 44), o que possui uma excelente correlação inversa com o perfil de porosidade (Figura 45).

As diferentes características observadas no corpo ígneo nos perfis do poço C são melhores representadas na Figura 44.b, onde é possível ver uma transição entre os valores menos altos de I_p (cor azul escuro) para os mais altos de I_p (cor rosa). Isto não é possível de ser observado na Figura 44-a. O conduto principal para essa intrusão ígnea pode ter sido a falha F6, nota-se que o corpo ígneo acompanha a base do sal por aproximadamente 5.000m a oeste dessa falha. A leste do poço C é notado um *horst*, onde a seção sísmica (Figura 43) se apresenta com poucas reflexões e a seção de I_p apresenta valores mais baixos. Esta região possivelmente se apresenta com melhores condições de reservatórios do que a região onde o poço C se encontra.

Por fim, novamente, pode-se constatar que a inversão após a aplicação do filtro Q inverso conseguiu produzir um modelo de I_p de maior resolução, com um melhor delineamento de camadas finas.

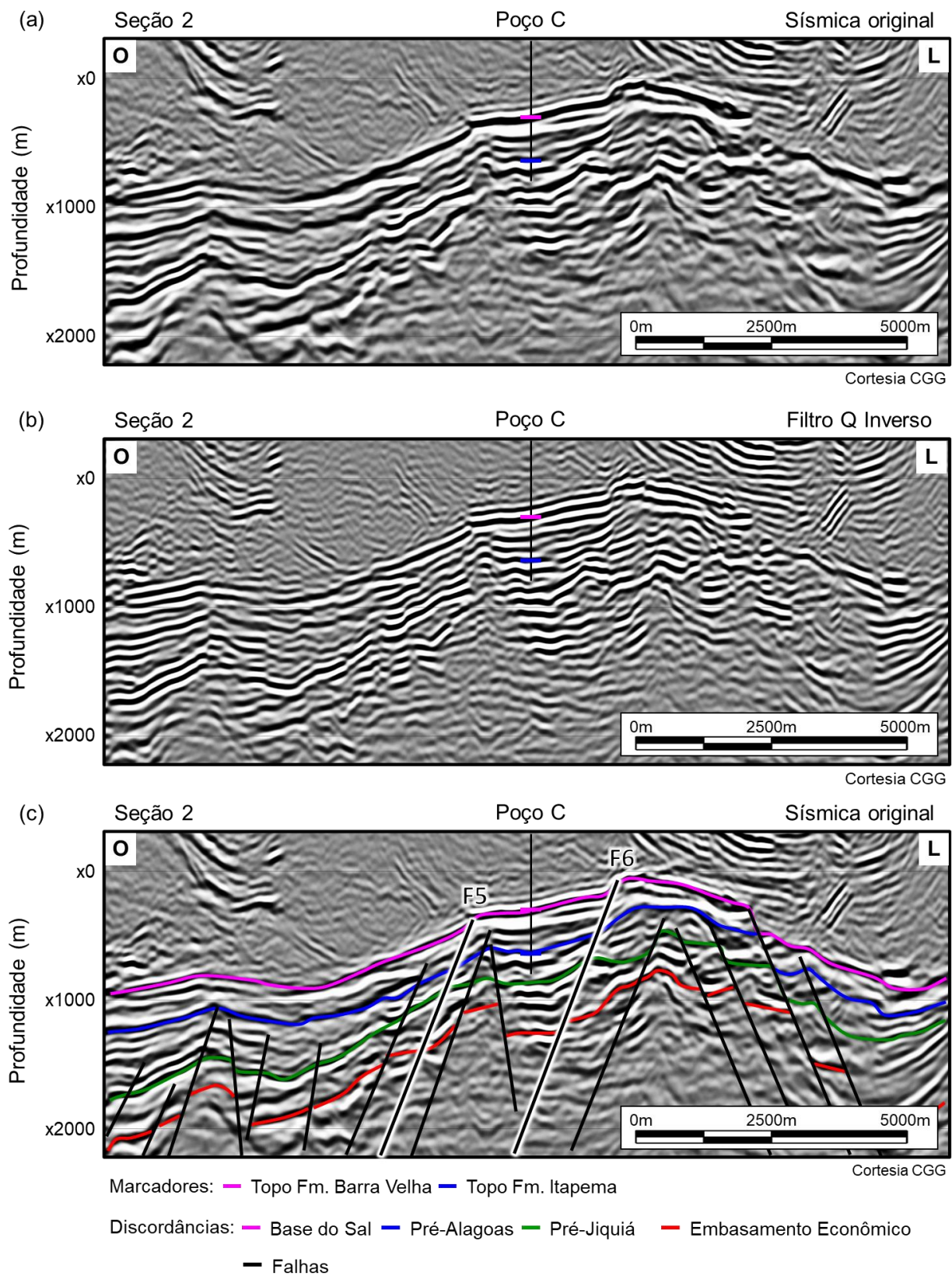


Figura 43. Seção sísmica 2, que passa pelo poço C. (a) Dado sísmico original; (b) Resultado da filtragem Q inversa.

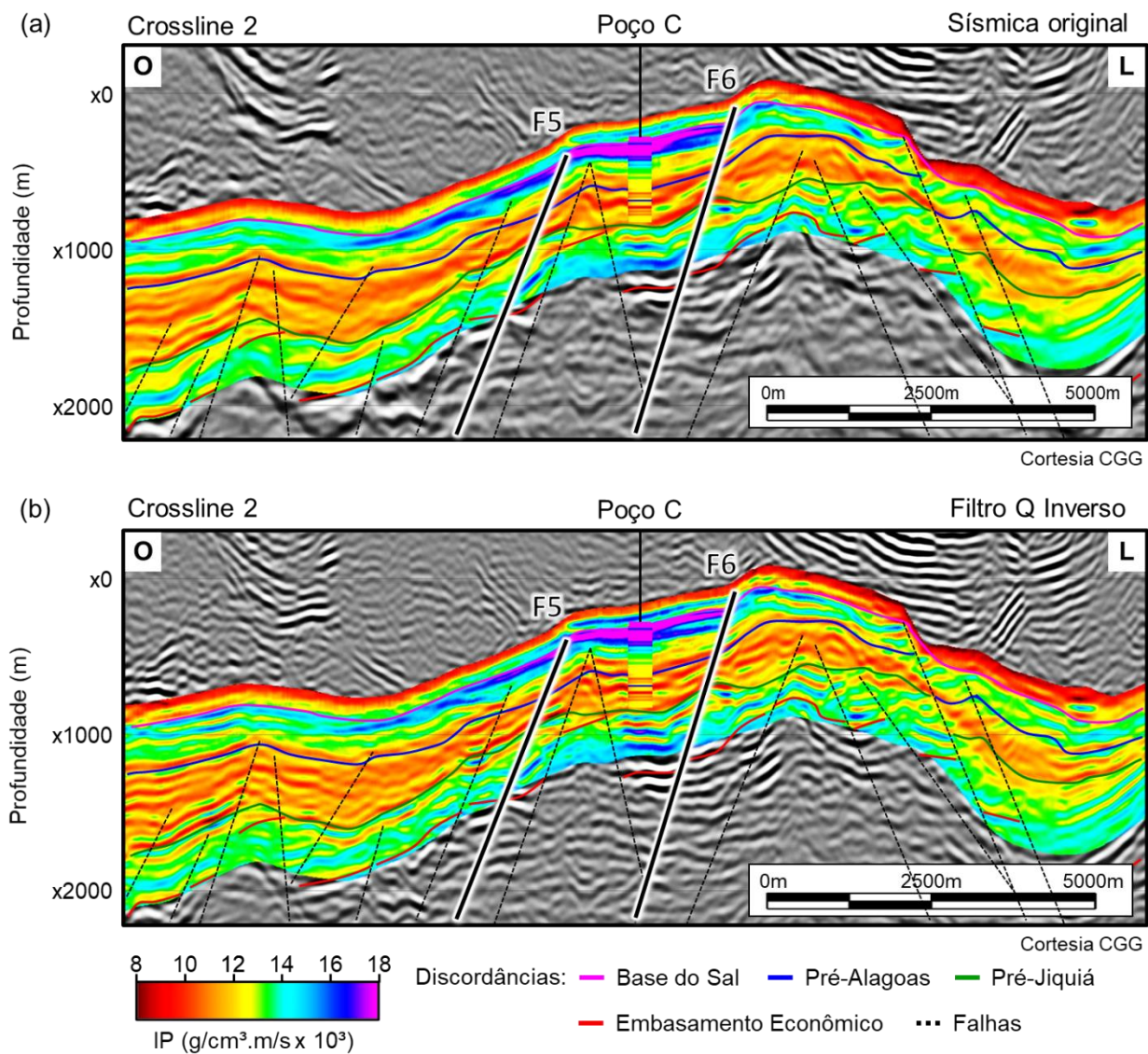


Figura 44. Seção sísmica 2 com o merge da impedância acústica passando pelo poço C. Resultados da inversão acústica: utilizando o dado sísmico original (a) e o dado sísmico pré-condicionado (b).

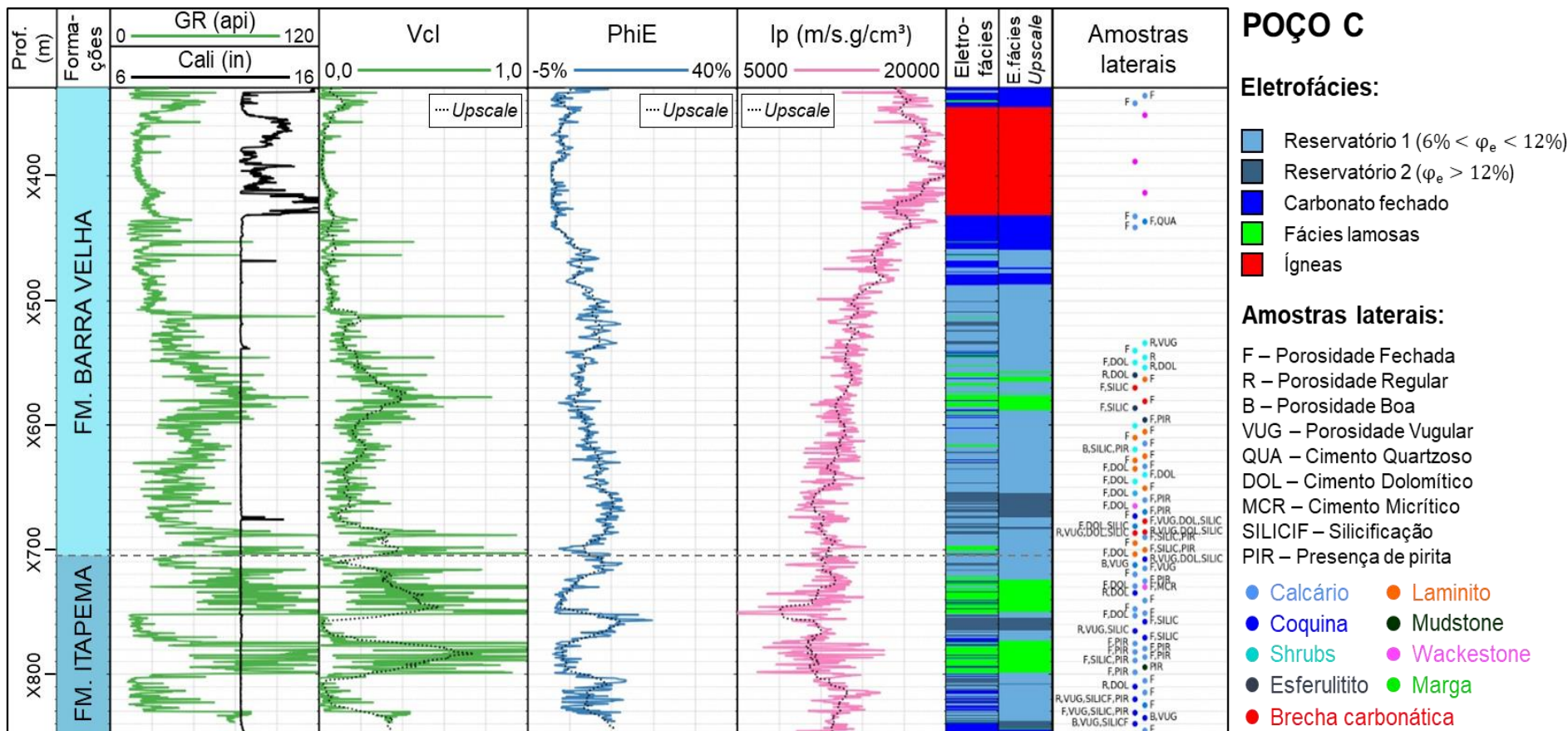


Figura 45: Perfis do poço C para auxiliar nas discussões das seções de impedância acústica. Da esquerda para a direita: profundidade; formações; cáliper (CAL) e raios gama (GR); volume de argila (Vcl); porosidade efetiva da ressonância magnética nuclear ($\varphi_{e,NMR}$); impedância acústica (I_p); eletrofácies originais do poço; eletrofácies após o upscale; litologias das amostras laterais, porosidades aparentes, cimento e silicificação. Os perfis Vcl, $\varphi_{e,NMR}$ e I_p são apresentados na escala original e usando o *upscale*, considerando uma frequência de corte igual a 100Hz e uma taxa de amostragem de 5m.

A Figura 46 mostra a seção arbitrária, que passa pelos poços I, F, C, G e E, com a amplitude sísmica antes (Figura 46-a) e após (Figura 46-b) a aplicação do filtro Q inverso. A seção arbitrária interpretada é apresentada na Figura 46-c. As seções de I_p resultantes da inversão são mostradas na Figura 47 e Figura 48. Ao longo do reservatório, tanto a Fm. Itapema quanto a Fm. Barra Velha apresentam grande variação tanto de espessura quanto de valores de I_p .

A seção arbitrária é de orientação praticamente Sul-Norte, e corta quase toda a plataforma carbonática, onde estão localizados os poços I, F, C e G. Esta plataforma carbonática está situada no alto estrutural principal da área de estudo. Já, mais ao norte, existe um segundo *horst* importante, condicionado pelas falhas normais F7 e F8 (destacadas na Figura 46-c). Neste *horst* pode-se observar uma estrutura do tipo *mound*, onde foi perfurado o poço E.

Na Figura 47 e na Figura 48, é observado que a Fm. Itapema é menos espessa na região dos poços I, F e C, apresentando predominantemente valores baixos de I_p , com algumas intercalações de valores mais altos. Ao redor do poço C há camadas de maior espessura com valores de impedância de médios (cores verde e azul) na base da Fm. Itapema, possivelmente relacionados a coquinas menos porosas, como descrito anteriormente.

Ao norte do poço C, a Fm. Itapema aumenta de espessura e volta a apresentar valores baixos de I_p , com algumas camadas de valores mais altos de I_p próximas à base. Esta região de maior espessura é interpretada como o banco de coquinas, sendo o poço G o principal que o corta nesta seção. Mais ao Norte, no *horst* secundário do reservatório, onde foi perfurado o poço E, a Fm. Itapema volta a ter menor espessura, com valores médios (cor verde) de I_p em sua base e valores mais baixos apenas no topo, próximo à discordância Pré-Alagoas.

A Fm. Barra Velha se comporta de forma muito heterogênea ao longo do reservatório. Na região do poço I, ela é bastante espessa, contendo valores de I_p predominantemente baixos. Na região do poço F, há uma sutil diminuição de espessura, com a predominância de valores médios (cor verde) de I_p , com apenas algumas camadas finas com baixa I_p . Na região do poço C, a Fm. Barra Velha fica mais espessa e apresenta dois comportamentos: a parte inferior possui valores baixos (cor vermelha) de I_p e, à medida que se aproxima da Base do Sal, a I_p aumenta. No limite da Base do Sal, há uma camada espessa de valores altíssimos,

já vista anteriormente na Figura 43 e na Figura 44, que corresponde à ígnea intrusiva encontrada no poço C.

À medida que se aproxima do poço G, a Fm. Barra Velha diminui de espessura, e atinge o seu mínimo. Nesta região, a Fm. Barra Velha apresenta intercalações de camadas com I_p baixas (cor vermelha) e médias (cor verde). Finalmente, na região do poço E, a Fm. Barra Velha volta a ser bastante espessa, e apresenta dois comportamentos com relação à I_p . Na parte inferior, os valores de I_p são altos (cor azul escura) o que corresponde a intercalações de ígneas intrusivas que foram constatadas pelo poço E.

Já a parte superior, onde se caracteriza uma estrutura do tipo *mound* tem valores baixos (cor vermelha) de I_p , correlacionados com a alta porosidade identificada no perfil de porosidade do poço E. Este comportamento de baixa impedância acústica e alta porosidade, associado com um alto fraturamento, em *mounds* carbonáticos da Bacia de Santos também foi observado nos trabalhos de Ferreira *et al.* (2019), Jesus *et al.* (2019) e Ferreira *et al.* (2021). Os *mounds* carbonáticos são considerados importantes reservatórios e com boas condições permo-porosas na área do pré-sal.

O filtro inverso Q, no geral, possibilitou uma melhor definição das intercalações das impedâncias acústicas e realçou zonas fraturadas nas duas formações que compreendem os reservatórios da área de estudo. Outra grande contribuição foi na delimitação da rocha ígnea na base do sal, centrada no poço C, que se estende por uma grande área do reservatório. Com o dado sísmico pré-condicionado, a inversão acústica pôde identificar com maior precisão tanto a extensão lateral quanto a espessura deste corpo ígneo.

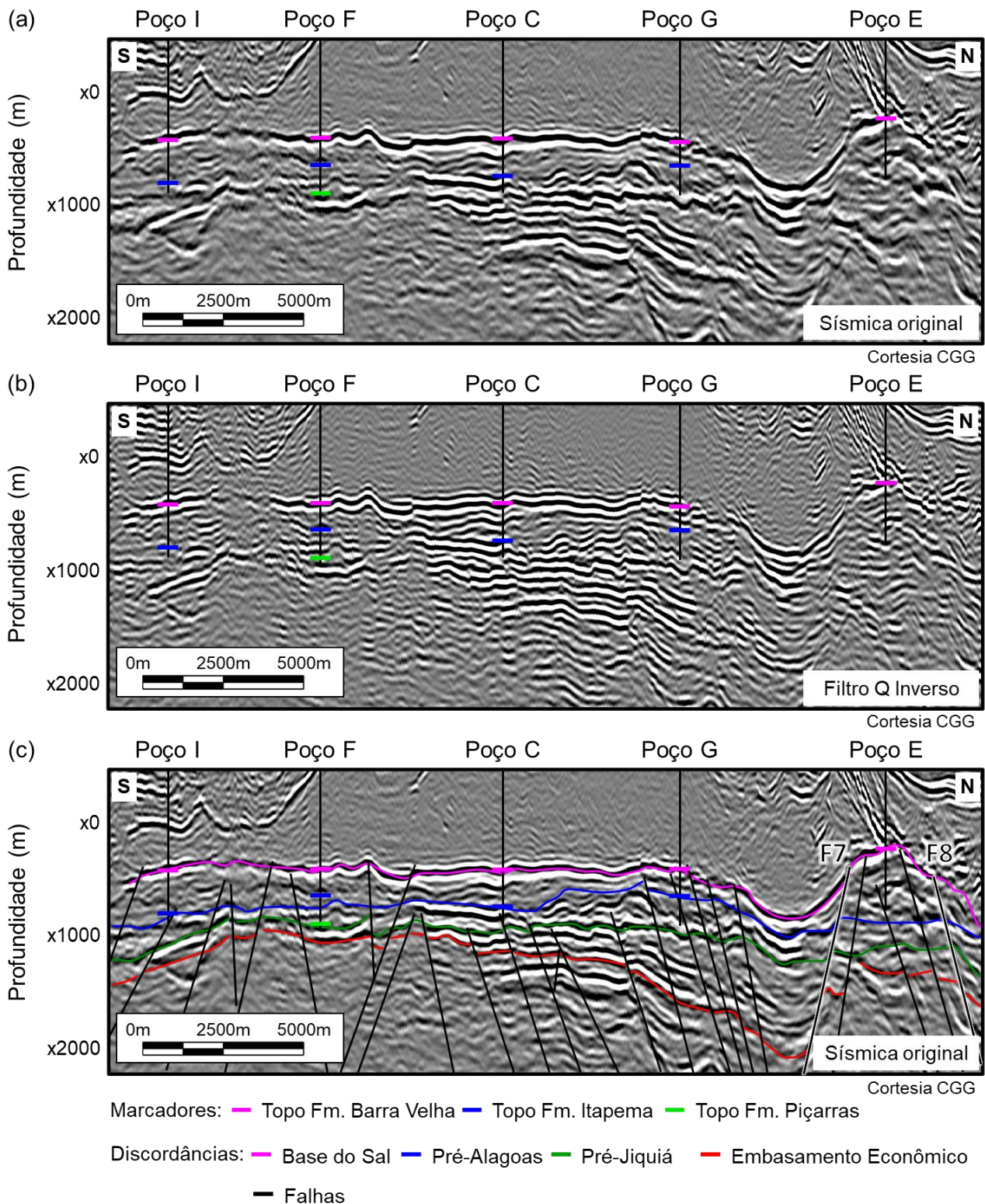


Figura 46. Seção arbitrária, que passa pelos poços I, F, C, G e E. (a) Dado sísmico original; (b) Resultado da filtragem Q inversa; (c) Dado sísmico original com a interpretação das principais discordâncias e falhas.

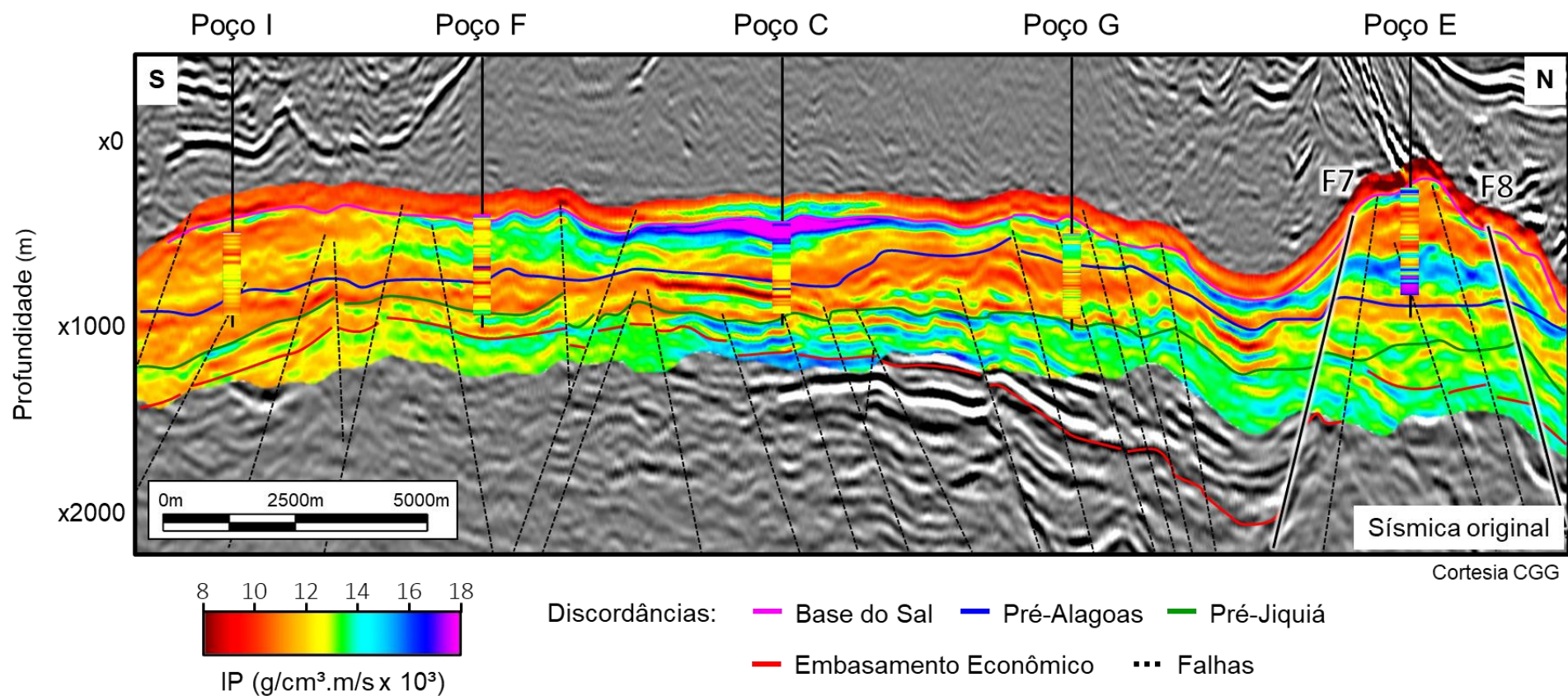


Figura 47. Seção arbitrária com o merge do resultado de impedância acústica, que passa pelos poços I, F, C, G e E, que possibilita uma análise mais abrangente do reservatório. Resultado da inversão acústica realizada utilizando o dado sísmico original. Tanto a Fm. Itapema quanto a Barra Velha apresentam grande variação.

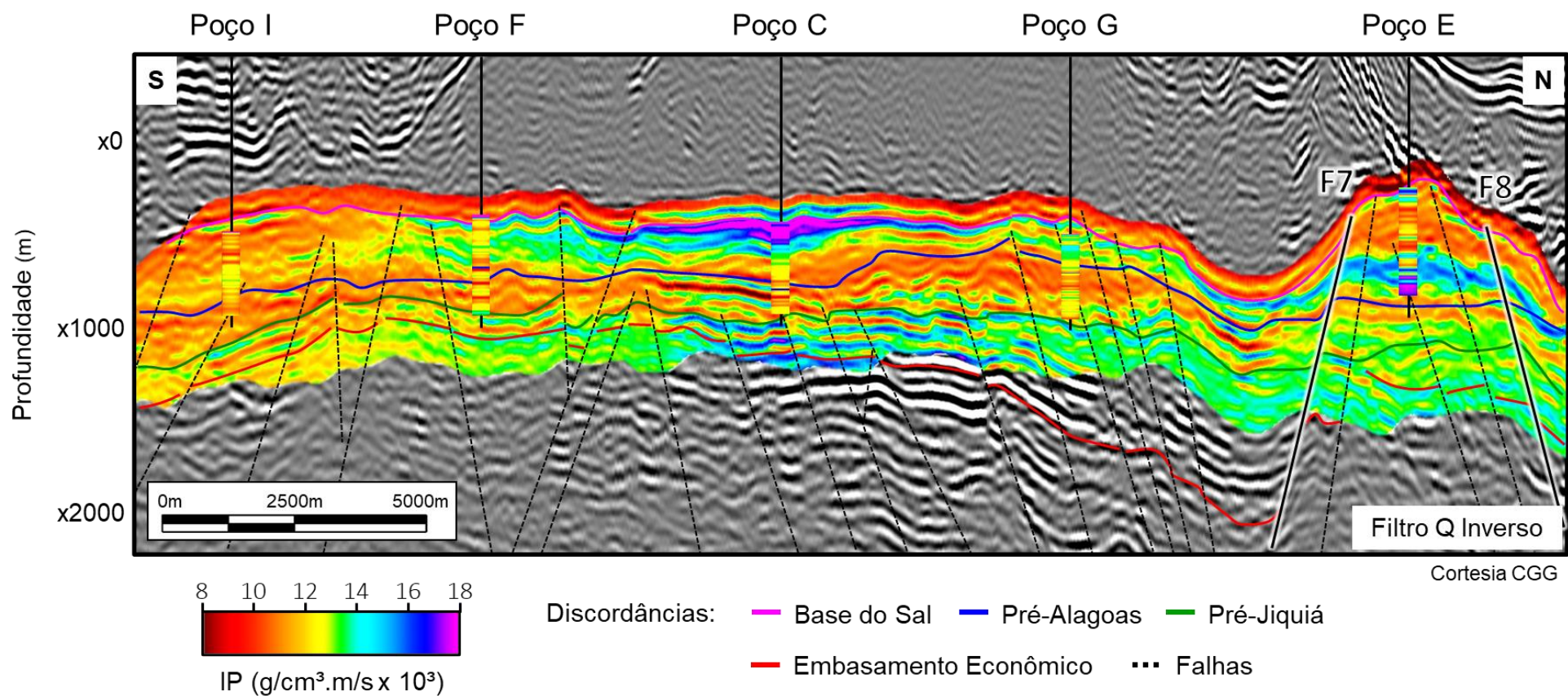
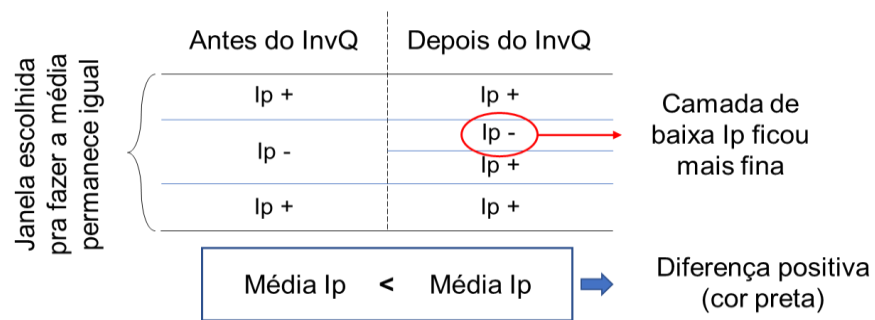


Figura 48. Seção arbitrária com o merge do resultado de impedância acústica, que passa pelos poços I, F, C, G e E, que possibilita uma análise mais abrangente do reservatório. Resultado da inversão acústica realizada utilizando o dado pré-condicionado. Tanto a Fm. Itapema quanto a Barra Velha apresentam grande variação. Com o dado sísmico pré-condicionado, a inversão acústica pôde identificar melhor tanto a extensão lateral quanto a espessura deste corpo ígneo com maior precisão.

7.2.2 Análise dos mapas de amplitude

A Figura 50 mostra os mapas de impedância acústica extraídos na parte superior da Fm. Itapema. Para mostrar as diferenças dos valores de I_p obtidos da inversão acústica usando o dado sísmico original (Figura 50-a) e com o dado sísmico após o filtro Q inverso (Figura 50-b), é mostrado na Figura 50-c o mapa da diferença entre esses dois resultados. No sentido de auxiliar o entendimento da interpretação das diferenças observadas nos mapas é mostrado um esquema ilustrativo na Figura 49 de variações de I_p .

Fm. Barra Velha e “ígneas” na Fm. Itapema em torno do poço D:



Ígnea na Base do Sal e intercalações com valor mais alto de I_p na Fm. Itapema:

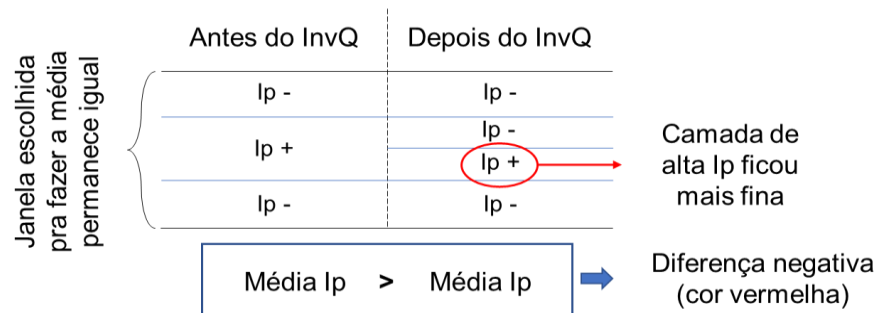


Figura 49. Esquema ilustrativo das variações de I_p para auxiliar no entendimento da interpretação dos mapas. Se o filtro Q inverso define melhor camadas de baixa I_p que se encontram entre camadas de alta I_p , a tendência é que a média calculada aumente, o que é identificado com valores positivos no mapa de diferença. Se o contrário ocorre, a tendência é que a média calculada diminua, o que é identificado com valores negativos no mapa de diferença.

Ambos os mapas de impedância acústica (Figura 50-a e -b) mostram que a Fm. Itapema apresenta grande variação nos valores de I_p . Os poços A, B, C, F, G, H e I se encontram na parte oeste do mapa que é o alto estrutural principal da área de estudo. Nota-se que, nesta região, a Fm. Itapema apresenta em grande parte valores baixos (cor vermelha) de I_p , destacando-se a região noroeste, onde está localizado o banco de coquinas, próximo aos poços A, C e G. Vale lembrar que o

poço C foi perfurado próximo ao limite do banco de coquinas principal da área de estudo e, como discutido anteriormente, existe muita intercalação de fácies folhelhos, coquinas e de calcários neste poço (Figura 44 e Figura 45).

Ao redor do poço H, e se estendendo até próximo ao poço F, são encontrados valores médios (cor verde), o que pode indicar uma região menos porosa. Na parte leste do mapa é possível observar uma área com valores baixos de I_p ao redor do poço E, onde se encontra o *horst* separado do alto principal (Figura 46). Já ao redor do poço D, os valores de I_p são os mais altos (cores azul escuro e rosa) observados na Fm. Itapema, o que indica ser uma região de baixíssima porosidade. Esta região é um baixo estrutural onde foram constatadas muitas rochas ígneas no poço D.

Analisando estes mapas em conjunto com o mapa da diferença entre eles (Figura 50-c), nota-se que houve tanto variação positiva (cor preta) quanto negativa (cor vermelha) ao longo da Fm. Itapema, indicando que, em algumas áreas desta formação, os valores de I_p diminuíram com a aplicação do filtro Q inverso, e em outras áreas a I_p aumentou. Destaca-se a região próxima aos poços A, B e G, na porção noroeste do mapa, onde houve maior variação negativa. Isto pode estar relacionado à melhor resolução das camadas com menores valores de impedância, intercaladas às coquinas, que puderam ser melhor resolvidas nesta região da Fm. Itapema, como pôde ser observado na Figura 41. Esta é a região do reservatório onde a Fm. Itapema é mais espessa, e onde se encontra o principal banco de coquinas, como foi observado na Figura 47 e na Figura 48.

Outra região de destaque é ao sul do poço D, onde há grande variação positiva (preto), o que significa que os valores de I_p aumentaram consideravelmente com a aplicação do filtro Q inverso. Esta região pode ser identificada na Figura 50-b, onde o mapa mostra altíssimos valores de I_p que não apareceram na Figura 50-a. Isto pode indicar uma melhor delimitação e caracterização das rochas ígneas que são encontradas próximas a região do poço D.

A Figura 51 mostra os mapas de impedância acústica extraídos na Fm. Barra Velha. As impedâncias acústicas absolutas resultantes da inversão acústica no dado sísmico original e no dado sísmico após o filtro Q inverso são mostradas, respectivamente, nas Figura 51-a e Figura 51-b. Já a diferença entre esses dois mapas é apresentada na Figura 51-c. Em ambos os mapas de impedância acústica

absoluta é observado três áreas principais onde a Fm. Barra Velha apresenta baixos valores de I_p . No alto estrutural principal, parte oeste do mapa, a Fm. Barra Velha mostra três comportamentos distintos. Na região do poço I, os valores de I_p são baixos (cor vermelha), se estendendo até próximo ao poço F. Na parte central, há um aumento brusco de I_p , entre os poços F, H e C. Nos poços H e C são observados os valores mais altos (cor azul escura) de I_p e ao Norte do poço C, a I_p volta a diminuir, até a região ao redor dos poços A, B e G.

Na parte leste dos mapas da Fm. Barra Velha (Figura 51) pode-se observar, em concordância com o mapa da Fm. Itapema (Figura 50), uma região de baixos (cor vermelha) valores de I_p ao redor do poço E, que se encontra no *horst* separado do alto estrutural principal. Estes valores baixos estão associados às altas porosidades dos carbonatos encontrados no *mound* presente nesta região da Fm. Barra Velha. Também em concordância com a Fm. Itapema, na região do poço D a Fm. Barra Velha apresenta altos valores de I_p , correlacionados à presença de rochas ígneas neste baixo estrutural, como foi constatado por este poço.

Analisando os mapas de impedância acústica absoluta em conjunto com o mapa da diferença entre eles (Figura 51-c), nota-se que houve maior variação negativa (cor preta) de I_p na Fm. Barra Velha como um todo. Isto indica que os valores de impedância aumentaram com a aplicação do filtro Q inverso nesta formação (Figura 49). Isto é mais fácil de ser notado principalmente onde se encontram os poços A, B, C, G e H. Na região onde se encontram os poços A, B e G, a Figura 51-b mostra uma área menor com valores baixos de I_p , quando comparado à Figura 51-a. Já ao redor dos poços C e H, a Figura 51-b apresenta uma área maior com valores altos (cor azul escura) de I_p , quando comparado à Figura 51-a.

A Figura 52 mostra os mapas de impedância acústica extraídos abaixo da Base do Sal considerando a inversão acústica no dado sísmico original (Figura 52-a) e no dado sísmico com o filtro Q inverso (Figura 52-b). A diferença entre esses dois mapas é apresentada na Figura 52-c. Na parte oeste de ambos os mapas de I_p , a Base do Sal apresenta valores médios (cor verde) a altos (cores azul-escura e rosa), exceto ao redor do poço I, onde há valores baixos (cor vermelha) de I_p . Destaca-se a região central, próximo aos poços C e H, onde há valores altíssimos (cor rosa) de I_p , correlacionados à presença de rochas ígneas intrusivas, que foram

constatadas nesta profundidade nos poços C e H (Figura 44). Na parte leste do mapa da Figura 52, o *horst* separado do alto principal apresenta valores baixos (cor vermelha) de I_p , possivelmente ainda existindo o *mound* carbonático nesta profundidade. Na região do poço D, localizado em um baixo estrutural, há novamente valores altos de I_p , correlacionados à presença de intercalações ígneas constatadas neste poço.

Ao se analisar os mapas de I_p em conjunto com o mapa da diferença entre eles (Figura 52-c), nota-se que houve majoritariamente variação negativa (cor vermelha) ao longo do reservatório, abaixo da Base do Sal. Isto indica que, em geral, os valores de impedância diminuíram com a aplicação do filtro Q inverso nesta profundidade. Destaca-se a região próxima aos poços C e H, onde houve ainda maior variação negativa, indicando que os valores de impedância acústica diminuíram consideravelmente com a aplicação do filtro Q inverso. É fácil perceber na Figura 52-b que a extensão lateral das altas I_p que caracterizam o corpo ígneo diminui consideravelmente após o filtro Q inverso, quando comparado ao mapa de I_p original.

Esta variação nos valores de I_p nos resultados da inversão acústica após a aplicação do filtro Q inverso tem grande impacto na construção de modelos 3D estáticos e dinâmicos de propriedades de reservatório. Por exemplo, na Fm. Barra Velha, se o resultado da inversão do dado sísmico original (Figura 51-a) – que apresenta menores valores de I_p – for utilizado como *constraint* em uma modelagem de porosidade, esta mostraria porosidades superestimadas, quando comparadas a uma modelagem que use o resultado da inversão após a aplicação do filtro Q inverso (Figura 51-b) que apresenta maiores valores de I_p . O contrário ocorreria para a região da Base do Sal, onde um modelo 3D que utilize como *constraint* o resultado da inversão do dado sísmico original (Figura 52-a) – que apresenta maiores valores de I_p – pode subestimar os valores de porosidade, quando comparados a uma modelagem que use o resultado da inversão após a aplicação do filtro Q inverso (Figura 52-a) – que apresenta menores valores de I_p .

Portanto, ao se utilizar o volume de I_p obtido após a aplicação do filtro Q inverso como variável para interpolar lateralmente a porosidade por meio de ferramentas geoestatísticas, pode-se criar modelos de reservatórios mais realistas e assim auxiliar as equipes de ativos no processo de tomada de decisão.

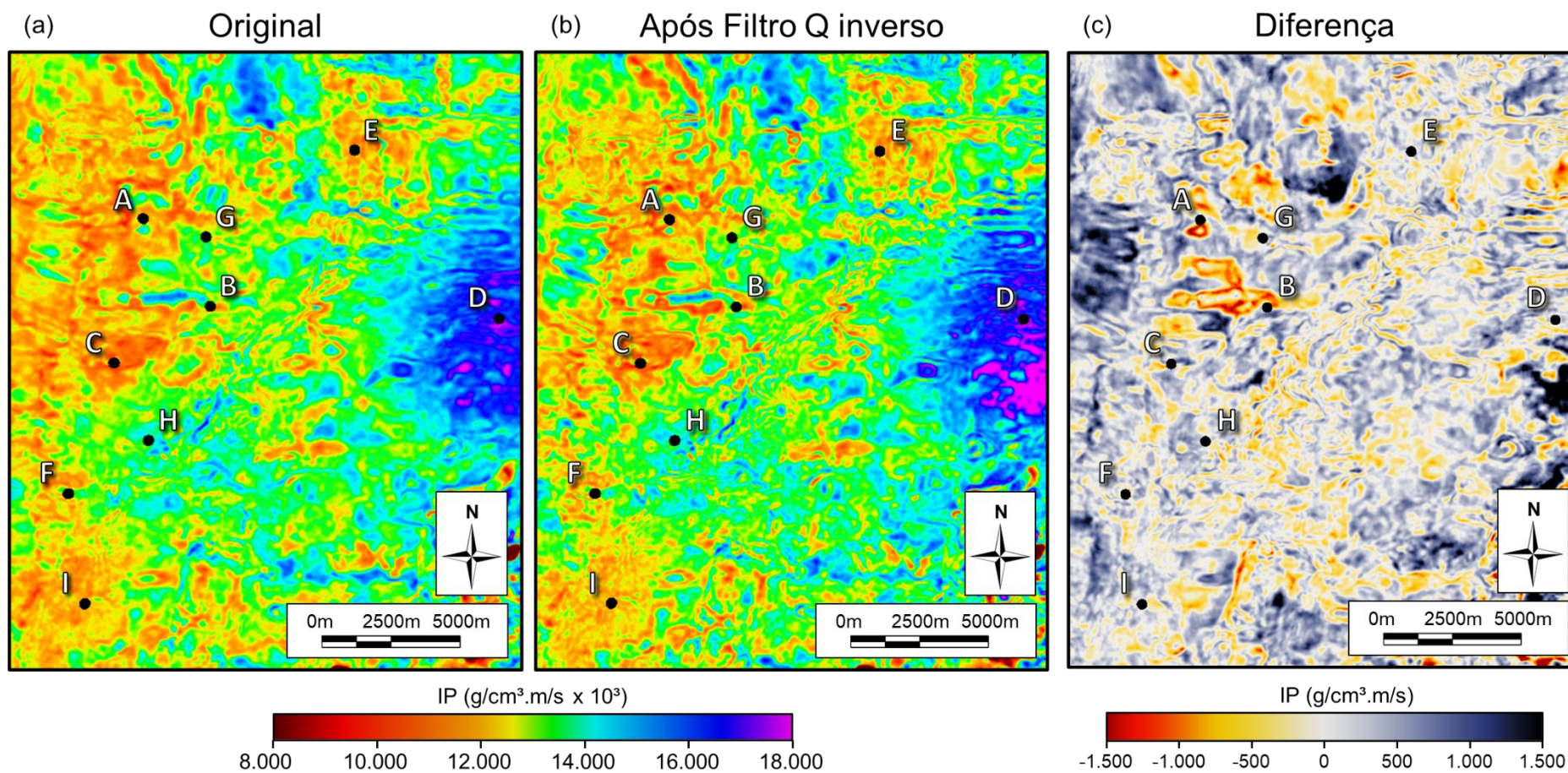


Figura 50. Mapa de impedância acústica média da parte superior da Fm. Itapema. Inversão acústica realizada com o dado sísmico (a) original e (b) pré-condicionado. (c) Diferença entre (a) e (b).

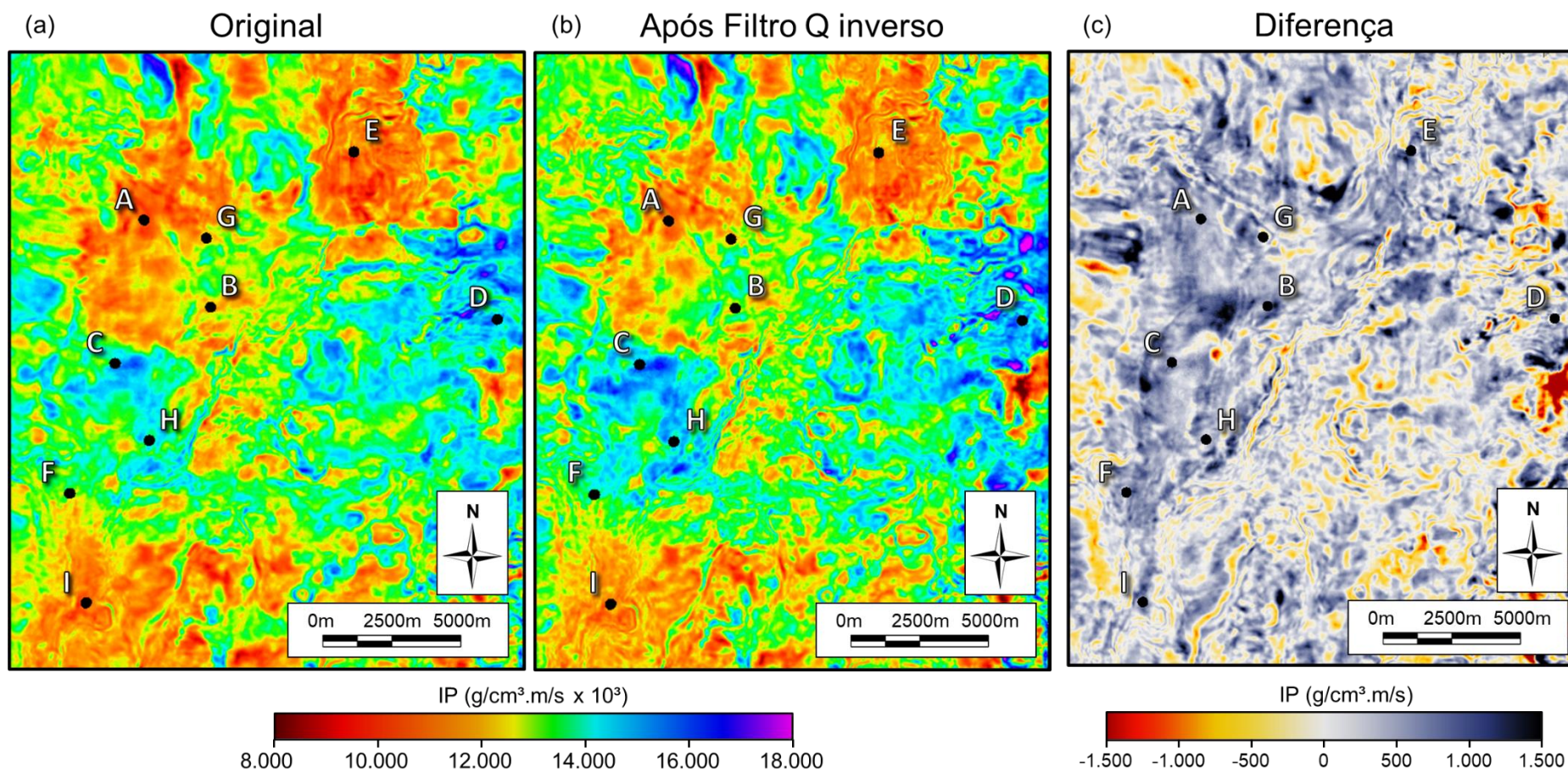


Figura 51. Mapa de impedância média da Fm. Barra Velha. Inversão acústica realizada com o dado sísmico (a) original e (b) pré-condicionado. (c) Diferença entre (a) e (b).

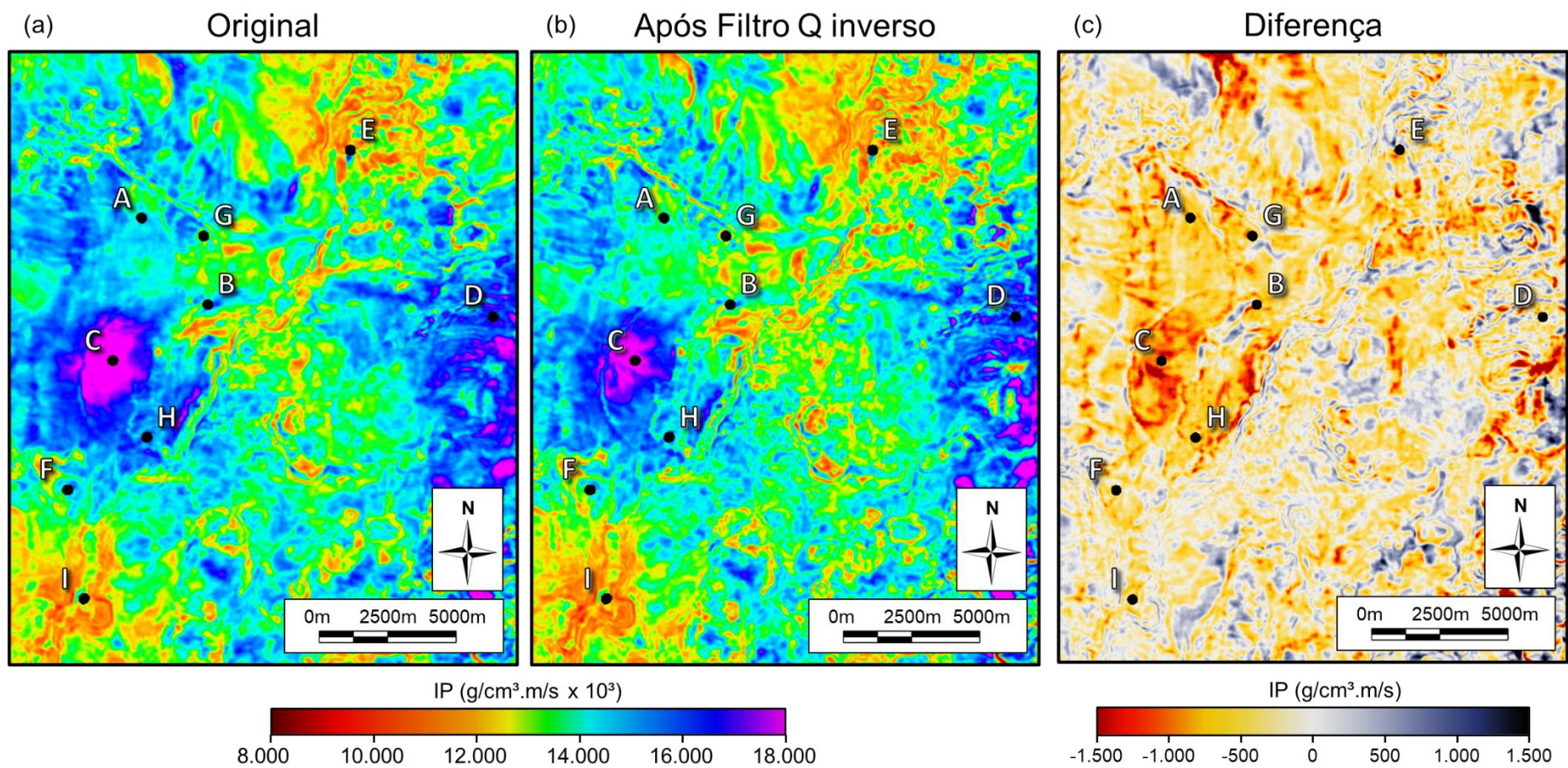


Figura 52. Mapa de impedância média abaixo da Base do Sal. Inversão acústica realizada com o dado sísmico (a) original e (b) pré-condicionado. (c) Diferença entre (a) e (b).

7.3 Avaliação dos *cross-plots* e funções de densidade de probabilidade

Para analisar a relação entre a impedância acústica e a porosidade, foram construídos gráficos de correlação cruzada (*cross-plots*) e funções de densidade de probabilidade (PDF) a partir dos perfis de poço. O *upscale* dos dados de poço foi feito utilizando a média de Backus considerando uma frequência de corte igual a 100Hz e uma taxa de amostragem de 5m. Os *cross-plots* são apresentados na Figura 53 contendo os dados dos 10 poços usados neste trabalho. Para a construção das PDFs também foram utilizados os dados de todos os poços, e elas são mostradas na Figura 54.

Ao se analisar o *cross-plot* com os dados de ambas as formações Itapema e Barra Velha (Figura 53-a) observa-se uma boa correlação entre a impedância acústica (I_p) e porosidade efetiva ($\varphi_{e,NMR}$), quando se considera as eletrofácies ígneas, carbonato fechado e reservatório. Por outro lado, as eletrofácies lamosas atrapalham esta correlação. É observado que as eletrofácies reservatório e lamosas se encontram em um intervalo entre 8.000 e 12.000 ($m/s.g/cm^3$) de impedância acústica, o que torna um grande desafio do uso de técnicas de modelagem de porosidade e classificação de fácies baseados tendo como *constrain* o volume de I_p . Esta sobreposição dos valores de I_p nos carbonatos do pré-sal entre rochas reservatório e não reservatório também foram reportados nos trabalhos de Teixeira *et al.* (2017); Castro e Lupinacci (2019); Dias *et al.* (2019); Mello (2020); Penna e Lupinacci (2020); Penna e Lupinacci (2021).

Um comportamento similar ocorre nos *cross-plots* de porosidade e impedância acústica da Fm. Barra Velha (Figura 53-b) e da Fm. Itapema (Figura 53-c). Porém, é possível fazer algumas análises importantes com relação ao tipo de litologia a partir dos diferentes valores observados de I_p nas fácies lamosas e nas fácies ígneas entre as duas formações. Na Fm. Itapema, os valores de I_p para as fácies lamosas são menores e estão associadas aos folhelhos, enquanto a Fm. Barra Velha apresenta valores maiores de I_p para essas fácies, e são carbonatos argilosos como, por exemplo, laminitos. Ao analisamos as rochas ígneas, na Fm. Barra Velha os valores de I_p são maiores e elas são classificadas como diabásio a partir de intrusões ígneas, enquanto na Fm. Itapema I_p possui valores menores e as fácies são descritas como basaltos.

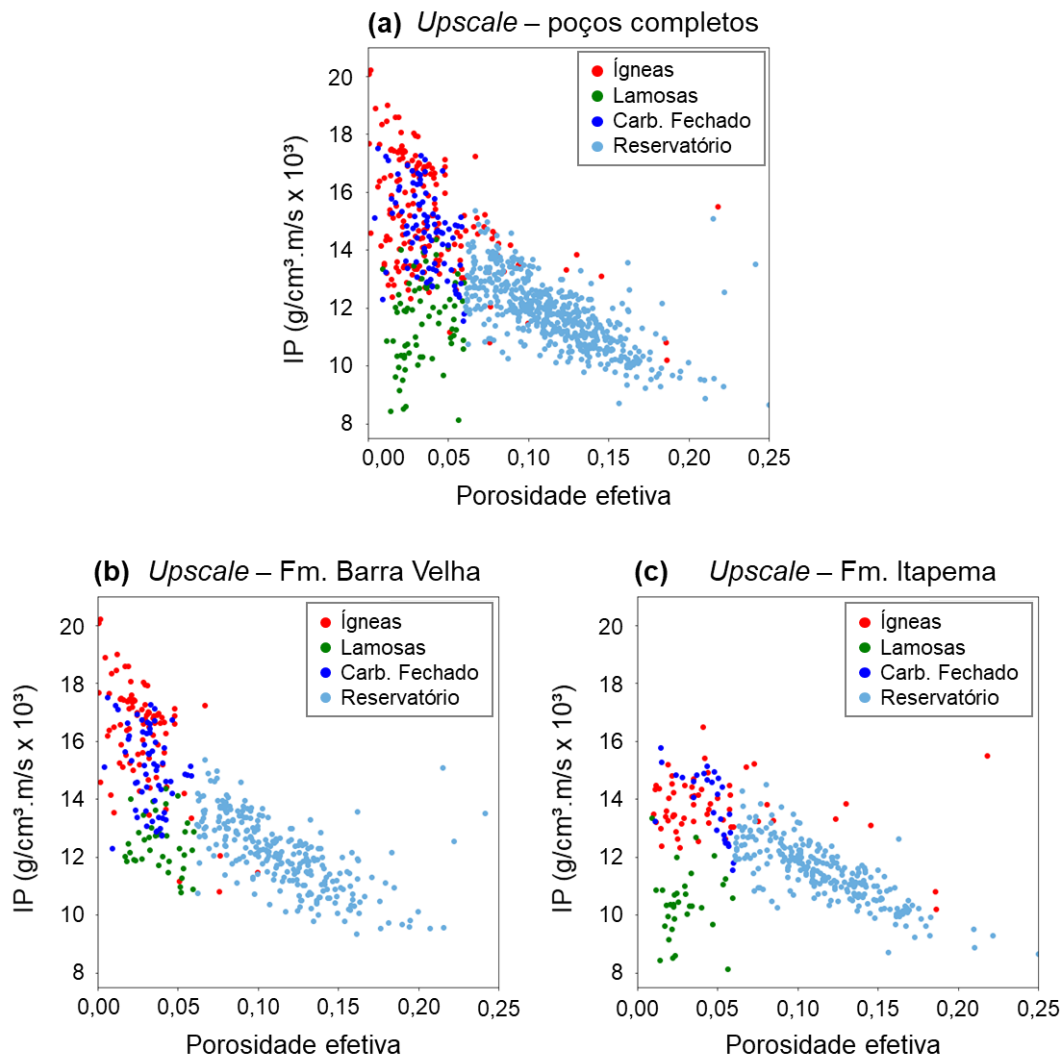


Figura 53. *Cross-plots* de impedância acústica (IP) vs. Porosidade efetiva utilizando os dados de todos os poços simultaneamente. (a) Poços completos. (b) Fm. Barra Velha. (c) Fm. Itapema.

As PDFs (Figura 54) nos permitem avaliar até que ponto é possível separar as diferentes eletrofácies com base, por exemplo, em uma classificação Bayesiana a partir da impedância acústica. As PDFs com os poços completos (Figura 54-a) apresentam sobreposições das eletrofácies de reservatório com as fácies lamosas e das eletrofácies carbonato fechado com as ígneas. A sobreposição entre as eletrofácies carbonato fechado e ígneas acaba não sendo tão problemática quanto no primeiro caso, pois ambas se mostraram como não reservatório, devido à baixa porosidade que se apresentam no *upscale* realizado.

Na Fm. Barra Velha (Figura 54-b) há uma melhor separação das eletrofácies de carbonato fechado e ígneas, pois as ígneas apresentam maiores valores de I_p neste intervalo. Nesta formação é mais difícil separar as eletrofácies lamosas e de

reservatório, como já observado no *cross-plots* da Figura 53-b. Por outro lado, a Fm. Itapema (Figura 54-c) mostra uma melhor separação entre as PDFs das eletrofácies de reservatório e fácies lamosas (folhelhos), pois as fácies lamosas apresentam menor valor de I_p . Já as PDFs das eletrofácies ígneas e de carbonato fechado possuem maior sobreposição, nesta formação, sendo possível identificar um comportamento bimodal nos carbonatos fechados. Este comportamento bimodal também é observado na Fm. Barra Velha, e é associado a grande heterogeneidade dos carbonatos do pré-sal devido aos processos digenéticos, onde muitas amostras e perfis geoquímicos apresentam alta silicificação e/ou dolomitização. Mello (2020) mostra como a composição mineralógica dos carbonatos da Fm. Barra Velha impactam nos parâmetros elásticos dessas rochas, onde é constatado que rochas com maior presença de dolomita apresentam valores dos parâmetros elásticos maiores do que rochas com presença de quartzo.

A sobreposição das PDFs de I_p , principalmente das eletrofácies reservatório e fácies lamosas, é um desafio para a modelagem de fácies do reservatório quando esta é feita apenas utilizando o volume de impedância acústica. Quando a sobreposição é muito grande, torna-se impossível definir quais valores de I_p correspondem a cada fácies. Como alternativa, pode-se condicionar uma modelagem de fácies com informações *a priori*. Para o caso da sobreposição das eletrofácies lamosas e de reservatório na Fm. Itapema, pode-se, por exemplo, considerar que nos baixos estruturais seja mais provável a ocorrência de folhelhos.

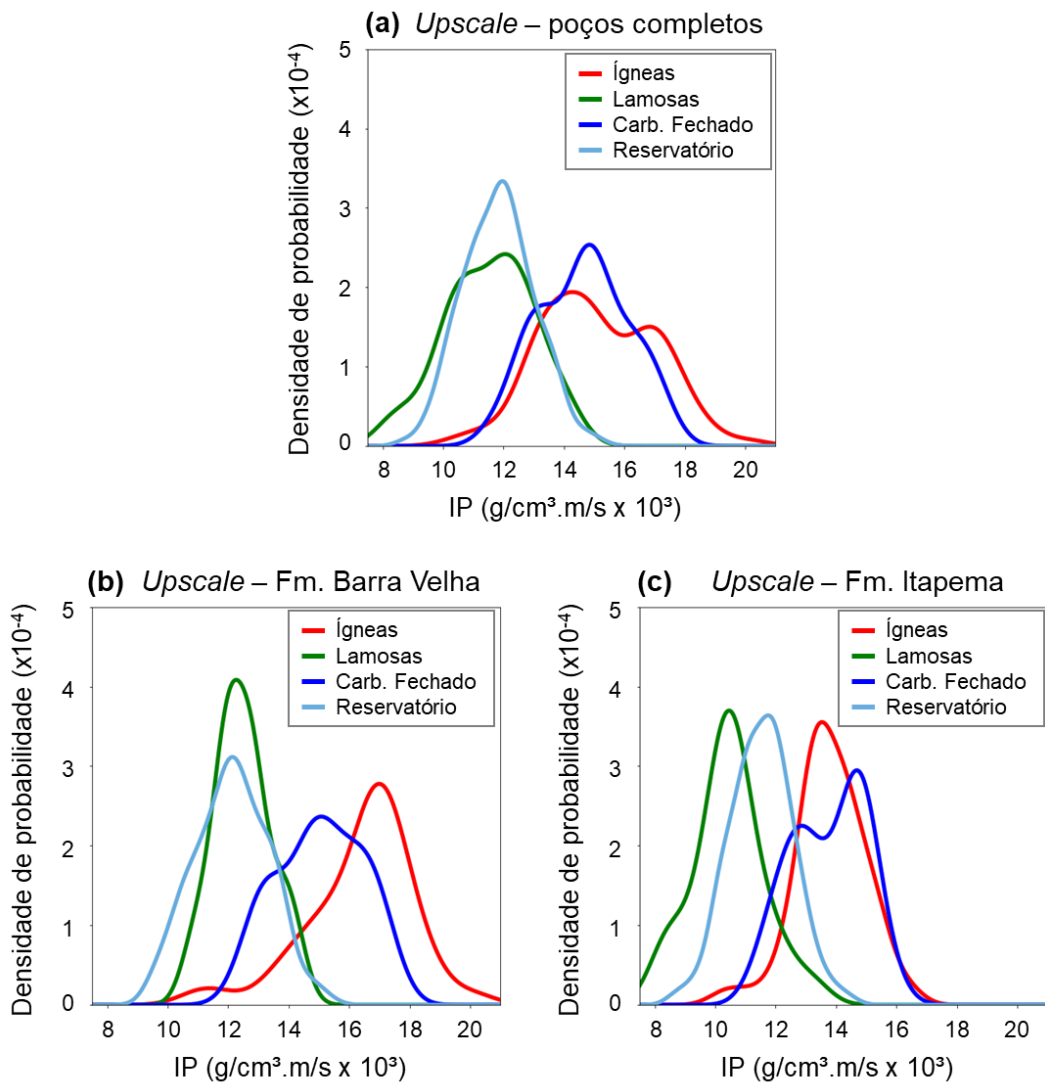


Figura 54. Funções de densidade de probabilidade utilizando os dados de todos os poços simultaneamente. (a) Poços completos. (b) Fm. Barra Velha. (c) Fm. Itapema.

8 Conclusões

A presente dissertação mostrou a importância da integração de dados de sísmica e perfis de poço para uma melhor compreensão das características dos reservatórios carbonáticos das formações Itapema e Barra Velha, em termos de impedância acústica, porosidade e eletrofácies. Este trabalho mostra um avanço de técnicas de pré-condicionamento e inversão acústica aplicadas em reservatórios carbonáticos do pré-sal da Bacia de Santos.

A análise qualitativa do aumento de resolução obtido pelo filtro Q inverso identificou uma melhor continuidade lateral dos refletores relacionados às principais discordâncias do pré-sal, principalmente a discordância Pré-Alagoas. A aplicação do filtro Q inverso também foi essencial para identificar com maior precisão falhas e fraturas. Além disso, por meio da sua aplicação, foi possível identificar diversos refletores que não podiam ser distinguidos no dado original, como, por exemplo, um refletor interno no intervalo da rocha ígnea que possui aproximadamente 85m de espessura, se encontra logo abaixo da Base do Sal e possui diferentes características de velocidade e densidade, como constatado pelo poço C. Os resultados demonstram que o filtro Q inverso teve grande impacto na performance da inversão acústica e na definição da extensão lateral deste corpo.

A análise quantitativa do ganho de resolução após a aplicação do filtro Q inverso mostrou um aumento de 40% na frequência de pico do dado sísmico. Isto se traduziu em uma diminuição nas espessuras de tuning calculadas para as velocidades referentes às diferentes litologias encontradas nos dados de poço. As estimativas de espessura de tuning feitas a partir de um modelo de cunha que simula um reservatório de coquinas no meio de rochas carbonáticas fechadas se mostrou condizente com os resultados encontrados a partir do cálculo direto de $\lambda/4$. Ainda assim, muitas vezes é difícil caracterizar interfaces com contexto geológico complexo como, por exemplo, a interface da Base do Sal, onde é comum observar uma variação da espessura da anidrita, com cerca de 15m a 30m, sendo também frequente a presença de intrusões ígneas com diferentes espessuras.

A partir da interpretação sísmica e da inversão acústica foi possível ter um melhor entendimento e do comportamento da impedância acústica ao longo das formações Itapema e Barra Velha na área de estudo. A Fm. Itapema apresenta valores baixos de impedância acústica, principalmente na região do banco de

coquinas, localizado na parte norte do alto estrutural da plataforma carbonática, indicando possivelmente altas porosidades. Nos poços C e E, há camadas com valores de impedância acústica mais altos na base da Fm. Itapema, relacionadas a coquinas menos porosas.

A Fm. Barra Velha apresenta comportamento muito heterogêneo com relação aos valores de impedância acústica. Ao redor do poço I, há a predominância de valores baixos desde a discordância Pré-Alagoas até próximo à Base do Sal. Próximo ao poço F, há intercalações entre valores baixos e médios de I_p . Mais a Norte, encontra-se uma espessa rocha ígnea próximo à Base do Sal, constatada pelo poço C. Na região do poço G, há novamente intercalações entre valores baixos e médios de I_p . No horst separado do alto estrutural principal, a Fm. Barra Velha é bastante espessa e apresenta dois comportamentos: na parte inferior, há a predominância de valores altos de I_p , correlacionados a rochas ígneas que foram constatadas no poço E, e na parte superior há um mound carbonático, com valores baixos de I_p .

Os mapas de impedância acústica ajudaram a entender a distribuição dos valores de I_p de forma mais abrangente, além de possibilitar uma melhor avaliação do impacto que o filtro Q inverso teve na performance da inversão, em termos de variação de valores de I_p em decorrência do aumento de resolução. Para as três zonas do reservatório onde os mapas de I_p foram extraídos (Base do Sal, meio da Fm. Barra Velha e topo da Fm. Itapema) foram calculadas as diferenças entre os resultados da inversão acústica realizada antes e após a aplicação do filtro Q inverso.

A visualização em mapas destas diferenças, em conjunto com os mapas de I_p , ajudam a entender qual foi o impacto da aplicação do filtro Q inverso no processo de inversão acústica. Quando a diferença é positiva, isto significa que a inversão realizada após o filtro Q inverso produziu valores mais baixos de I_p , que é o caso visto no mapa extraído na Base do Sal. Neste caso, o filtro Q inverso impactou significativamente na extensão lateral das altas I_p que caracterizam o corpo ígneo na região central do alto estrutural.

Por outro lado, quando a diferença é negativa, isto significa que a inversão realizada após o filtro Q inverso produziu valores mais altos de I_p , que é o caso visto no mapa extraído no meio da Fm. Barra Velha. Neste caso, o filtro

Q inverso impactou nas áreas de baixos valores de I_p , diminuindo a sua extensão lateral. O impacto do filtro Q inverso na performance da inversão acústica influencia diretamente na construção de modelos 3D estáticos e dinâmicos de propriedades de reservatório, e em abordagens de classificação de sismofácies multi-atributo. Com estes resultados é possível criar modelos de reservatórios mais realistas e assim auxiliar nas tomadas de decisão de técnicas de EOR (Enhanced Oil Recovery).

A análise dos cross-plots auxiliou no entendimento da correlação de impedância acústica e de porosidade efetiva. As eletrofácies ígneas, carbonato fechado e reservatório apresentaram boa correlação entre I_p e porosidade efetiva. As eletrofácies lamosas possuem porosidades menores que 6% e atrapalharam esta correlação, pois seus valores de I_p se encontram dentro do mesmo intervalo que os valores de I_p da fácies reservatório. Isto resulta em um grande desafio para o uso de técnicas de modelagem de porosidade e classificação de fácies que têm como constrain um volume de I_p .

As funções de densidade de probabilidade de impedância acústica das eletrofácies, juntamente com os cross-plots, ajudaram em um melhor entendimento do comportamento das eletrofácies no intervalo de estudo. Ao considerar as formações Itapema e Barra Velha simultaneamente, as PDFs mostraram sobreposições das eletrofácies de reservatório com as fácies lamosas e das eletrofácies carbonato fechado com as ígneas. Separadamente, as duas formações mostraram comportamentos distintos. Na Fm. Itapema, as PDFs referentes às fácies lamosas têm valores mais baixos de I_p , e por isso são mais facilmente separadas das eletrofácies de reservatório. Já na Fm. Barra Velha, é mais difícil separar as PDFs referentes às eletrofácies lamosas e de reservatório, devido aos valores muito próximos de I_p . Esta sobreposição é um desafio para a modelagem de fácies do reservatório, pois torna-se difícil definir quais valores de I_p correspondem a cada fácies. Como alternativa, pode-se condicionar uma modelagem de fácies com informações *a priori*.

Em suma, o presente trabalho apresentou uma metodologia para a caracterização de reservatórios carbonáticos do pré-sal, que consistiu no pré-condicionamento de dados sísmicos, inversão acústica e análise conjunta dos resultados com dados de poço. Ambos os fluxos de filtro Q inverso e de inversão

acústica se baseiam na Transformada Wavelet Contínua. Os resultados mostraram que a aplicação do filtro Q inverso aumentou a resolução do dado sísmico, melhorando a continuidade lateral dos refletores e a delineação de falhas e fraturas. O volume de impedância acústica gerado a partir do dado com a aplicação do filtro Q inverso conseguiu resolver melhor camadas mais finas, como mostrado na análise conjunta com os dados de poços. Os cross-plots e as PDFs construídas para as eletrofácies a partir dos dados com o upscale mostraram que a correlação entre os valores de impedância acústica e porosidade efetiva é boa entre as eletrofácies de reservatório, carbonato fechado e ígneas, mas é difícil a distinção entre as fácies lamosas e de reservatório.

Como continuidade para este trabalho, sugere-se a realização da interpretação quantitativa através das seguintes sugestões:

- Aplicação de fluxos para modelagem de fraturas usando o dado sísmico com a aplicação do filtro Q inverso;
- Realização de classificação Bayesiana de fácies usando o volume de I_p gerado neste trabalho;
- Modelagem 3D de propriedades de reservatório, como porosidade e permeabilidade, utilizando o volume de I_p gerado neste trabalho;
- Classificação de sismofácies tendo o volume de I_p , atributo estratigráfico, como entrada em algoritmos de redes neurais;
- Construção de *geobodies* das rochas ígneas usando o volume de I_p como *constrain*.

9 Referências

ANP, (2020). <http://www.anp.gov.br/noticias/5905-producao-no-pre-sal-ultrapassa-70-pela-primeira-vez>.

Addison, P. S. (2002). *The illustrated wavelet transform handbook: Introductory theory and application in science, engineering, medicine and finance*. Napier University, 6–14. ISBN 0750306920.

Aster, R. C.; Borchers, B.; Thurber, C. (2012). *Parameter estimation and inverse problems*, 2nd ed.: Academic Press. ISBN 0123850487.

Avseth, P.; Mukerji, T.; Mavko, G. (2005). *Quantitative Seismic Interpretation*. Cambridge University Press. ISBN 10 0-521-81601-7.

Azevedo, L.; Soares, A. (2017). *Geostatistical Methods for Reservoir Geophysics*. Springer International Publishing. ISBN 978-3-319-53201-1.

Backus, G. (1962). Long-wave elastic anisotropy reduced by horizontal layering. *Journal of Geophysical Research*, 67, 4427–4440.

Braga, I. L. S.; Moraes, F. S. (2013). High-resolution gathers by inverse Q filtering in the wavelet domain. *Geophysics*, 78, no. 2, V53–V61, doi: 10.1190/geo2011-0508.1.

Buckley, J. D.; Bosence, D. W.; Elders, C. F. (2015). Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. *Geological Society, London, Special Publications*, 418, p 1–17.

Castro, T. M., (2019). *Avaliação dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no Campo de Búzios, Bacia de Santos*. Dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) - UFF.

Castro, T. M.; Lupinacci, W. M., (2019). Evaluation of fine-grains in pre-salt reservoirs. 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and EXPOGEF.

Chinelatto, G. F., Belila, A. M. P., Basso, M., Souza, J. P. P., Vidal, A. C. (2020). A taphofacies interpretation of shell concentrations and their relationship with petrophysics: A case study of barremian-aptian coquinas in the itapema formation, Santos Basin-Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 104317. doi:10.1016/j.marpetgeo.2020.104317.

Chopra, S.; K. J. Marfurt (2007). *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*, c. 7, p. 153–186. doi: 10.1190/1.9781560801900.ch7.

Chopra, S.; Misra, S.; Marfurt, K. J. (2011). Coherence and curvature attributes on preconditioned seismic data. *The Leading Edge*, 30(4), 386–393. doi:10.1190/1.3575281.

Dias, R. M.; Lupinacci, W. M.; Castro, T. M.; Santos, M. A. C. (2019). Understanding the relationship between acoustic impedance and porosity in the presalt of the Buzios Field Santos Basin. *First EAGE Workshop on Pre-Salt Reservoir: from Exploration to Production*, doi: 10.3997/2214-4609.201982009.

Ferreira, D. J. A.; Lupinacci, W. M. (2018). An Approach for Three-Dimensional Quantitative Carbonate Reservoir Characterization in the Pampo Field, Campos Basin, Offshore Brazil. *AAPG Bulletin*, 102(11), 2267–2282. <https://doi.org/10.1306/04121817352>.

Ferreira, D. J. A.; Lupinacci, W. M.; Neves, I. A.; Zambrini, J. P. R.; Ferrari, A. L.; Gamboa L. A. P. (2019). Unsupervised seismic facies classification applied to a presalt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil. *AAPG Bulletin*, v. 103, no. 4, pp. 997–1012, doi: 10.1306/10261818055.

Ferreira, D. J. A.; Dias, R.M.; Lupinacci, W. M. (2021). Seismic Pattern Classification Integrated with Permeability-Porosity Evaluation for Reservoir Characterization of Presalt Carbonates in the Buzios Field, Brazil. *Journal Petroleum Science and Engineering (em editoração)*.

Gomes, J. P.; Bunevich, R. B.; Tedeschi, L. R.; Tucker, M. E.; Whitaker, F. F. (2020). Facies classification and patterns of lacustrine carbonate deposition of the Barra

Velha Formation, Santos Basin, Brazilian Pre-salt. *Marine and Petroleum Geology*, 104176. doi:10.1016/j.marpetgeo.2019.104176.

Grossmann, A.; Morlet, J. (1984). Decomposition of Hardy Functions into Square Integrable Wavelets of Constant Shape. *SIAM Journal on Mathematical Analysis*, 15(4), 723–736. doi:10.1137/0515056.

Herrmann, F.; Stark, C. (2000). A scale attribute for texture in well and seismic data. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2000*. doi:10.1190/1.1815849.

Herron, D. F. (2011). First Steps in Seismic Interpretation, *Geophysical Monograph Series*, SEG, c.3, p 21–34. doi: 10.1190/1.9781560802938.ch3.

Hill, S. J. (2005). Inversion-based thickness determination. *The Leading Edge*, 24:5, p. 477-480, doi: 10.1190/1.1926799.1.

Honório, B. C. Z.; Correia, U. M. C.; Matos, M. C.; Vidal, A. C. (2017). Similarity attributes from differential resolution components. *Interpretation*, 5(1), T65–T73. doi:10.1190/int-2015-0211.1.

Jesus, C.; Olho Azul, M.; Lupinacci, W. M.; Machado, L. (2019). Multiattribute framework analysis for the identification of carbonate mounds in the Brazilian presalt zone. *Interpretation*, Vol. 7, No. 2; p. T467–T476, doi: 10.1190/INT-2018-0004.

Jesus, C.; Lupinacci, W. M.; Takayama, P.; Almeida, J.; Ferreira, D. J. A. (2020). An approach to reduce exploration risk using spectral decomposition, prestack inversion, and seismic facies classification. *AAPG BULLETIN*, v. 104, p. 1075-1090.

Kaiser, G. (2011). *A Friendly Guide to Wavelets*. doi:10.1007/978-0-8176-8111-1.

Kallweit, R. S.; Wood, L. C. (1982). The limits of resolution of zero-phase wavelets. *Geophysics*, 47(7), 1035–1046. doi:10.1190/1.1441367.

Larionov, W. W. (1969). *Radiometry of boreholes (em russo)*, NEDRA, Moscou.

Latimer, R. B.; Davidson, R.; van Riel, P. (2000). An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data. *The Leading Edge*, 19(3), 242–256. doi:10.1190/1.1438580.

Li, C.-F.; Liner, C. (2008). Wavelet-based detection of singularities in acoustic impedances from surface seismic reflection data. *GEOPHYSICS*, 73(1), V1–V9. doi:10.1190/1.2795396.

Lupinacci, W. M.; Franco, A. P.; Oliveira, S. A. M.; Moraes, F. S. (2017). A combined time-frequency filtering strategy for Q-factor compensation of post-stack seismic data. *Geophysics*, 82, no. 1, V1–V6, doi:10.1190/GEO2015-0470.1.

Lupinacci, W. M.; Gomes, L. M. S.; Ferreira, D. J. A.; Bijani, R.; Freire, A. F. M. (2020). An integrated approach for carbonate reservoir characterization: a case study from the Linguado Field, Campos Basin. *Brazilian Journal of Geology*, (4):1–12, doi: 10.1590/2317-4889202020190103.

Mallat, S.; Zhong, S. (1992). Characterization of signals from multiscale edges. *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, 14(7), 710–732. doi:10.1109/34.142909.

Mallat, S. (2009). *Wavelet Zoom. A Wavelet Tour of Signal Processing: The Sparse Way*. Ch. 6, p.205–261. doi:10.1016/b978-0-12-374370-1.00010-0.

Matos, M. C.; Osorio, P. L.; Johann, P. R. (2007). Unsupervised seismic facies analysis using wavelet transform and self-organizing maps. *Geophysics*, 72(1), P9–P21. doi:10.1190/1.2392789.

Matos, M. C.; Penna, R.; Johann, P.; Marfurt, K. (2014). Relative acoustic impedance from wavelet transform. *Interpretation*, 2(1), SA107–SA118. doi:10.1190/int-2013-0090.1.

Mello, V. L. (2020). *Classificação de Rochas Carbonáticas do Pré-sal com Relação à Composição Mineralógica a partir de Parâmetros Elásticos*. Dissertação (Mestrado em Dinâmica dos Oceanos e Terra) - Universidade Federal Fluminense.

Moreira, J. L. P.; Madeira, C. V.; Gil, J. A.; Machado, M.A.P (2007). Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da Petrobras* 15, p 531–549.

Muniz, M. C.; Bosence, D. W. J. (2015). Pre-salt microbialites from the Campos Basin (Offshore Brazil): image log facies, facies model and cyclicity in lacustrine carbonates. *Geological Society, London, Special Publications*, 418, p 221– 242, <https://doi.org/10.1144/SP418.10>.

Oldenburg, D. W.; Scheuer, T.; Levy, S. (1983). Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms. *Geophysics*, 48(10), 1318–1337. doi:10.1190/1.1441413.

Oppenheim, A. V.; Willsky, A. S.; Nawab, S. H. (1997). *Signals and Systems, Second Edition*, Prentice-Hall. ISBN 0-13-814757-4.

Peçanha, A. A.; Lupinacci, W. M.; Ferreira, D. J. A.; Freire, A. F. M. (2019). A workflow for reservoir characterization applied to presalt coquinas from the Linguado Field, Campos Basin, Brazil: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183, 10645,1 doi: 10.1016/j.petrol.2019.106451.

Penna, R.; Araújo, S.; Geisslinger, A.; Sansonowski, R.; Oliveira, L.; Rosseto, J.; Matos, M. (2019). Carbonate and igneous rock characterization through reprocessing, FWI imaging, and elastic inversion of a legacy seismic data set in Brazilian presalt province. *The Leading Edge*, 38(1), p. 11-19. doi:10.1190/tle38010011.1.

Penna, R.; Lupinacci, W. M. (2020). Decameter-Scale Flow-Unit Classification in Brazilian Presalt Carbonates. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 23(4), doi:10.2118/201235-pa.

Penna, R.; Lupinacci, W. M. (2021). 3D modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian presalt carbonate. *Marine and Geology Petroleum: Volume 124*, 104829, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2020.104829.

Pietzsch, R.; Oliveira, D.M.; Tedeschi, L.R.; Queiroz Neto, J.V.; Figueiredo, M.; Vazquez, J.C.; Souza, R.S. (2018). Palaeohydrology of the Lower Cretaceous pre-

salt lacustrine system, from rift to post-rift phase, Santos Basin, Brazil. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 507, p 60–80.

Popularikas, A. D. (1996). *The Transforms and Applications Handbook*. CRC-Press. ISBN 0849383420.

Ricker, N. (1953). Wavelet contraction, wavelet expansion, and the control of seismic resolution. *Geophysics*, 18(4), 769–792. doi:10.1190/1.1437927.

Russell, B. H. (1988). *An introduction to seismic inversion methods: Course Notes Series. 2*. Society of Exploration Geophysicists, doi: 10.1190/1.9781560802303.

Sheriff, R. E. (1980). *Seismic Stratigraphy*. Boston: IHRDC. ISBN 978-94-011-6395-8.

Silva, A. P. P. (2018). *Estudo de reservatórios carbonatados em dois poços do pré-sal da Bacia de Santos: caracterização faciológica e diagenética, síntese comparativa integrada*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ.

Simm, R.; Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/CBO9780511984501.

Teixeira, L.; Cruz, N.; Silvany, P.; Fonseca, J. (2017). Quantitative seismic interpretation integrated with well-test analysis in turbidite and presalt reservoirs. *The Leading Edge*, 36(11), 931–937. doi:10.1190/tle36110931.1.

Thompson D. L.; Stilwell J. D.; Hall M. (2015). Lacustrine carbonate reservoirs from Early Cretaceous rift lakes of Western Gondwana: pre-salt coquinas of Brazil and West Africa. *Gondwana Res.* 28, p 26–51.

Tedeschi, L.R.; Jenkyns, H.C.; Robinson, S.A.; Sanjinés, A.E.S.; Viviers, M.C.; Quintaes, C.M.S.P.; Vazquez, J.C. (2017). New age constraints on Aptian evaporites and carbonates from the South Atlantic: implications for oceanic anoxic event 1a. *Geology* 45, p. 543–546.

- Tiwary, D. K.; Bayuk, I. O.; Vikhorev, A. A.; Chesnokov, E. M. (2009). Comparison of seismic upscaling methods: From sonic to seismic. *GEOPHYSICS*, 74(2), WA3–WA14. doi:10.1190/1.3054144.
- Torrence, C.; Compo, G. P. (1998). A Practical Guide to Wavelet Analysis. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 79(1), 61–78. doi:10.1175/1520-0477(1998)079<0061:apgtwa>2.0.co;2.
- Tu, C.L.; Hwang, W.L.; Ho, J. (2005). Analysis of Singularities from Modulus Maxima of Complex Wavelets. *IEEE Transactions on Information Theory*, 51(3), 1049–1062. doi:10.1109/tit.2004.842706.
- Wang, Y. (2008). *Seismic inverse Q filtering*. Blackwell Publishing Ltd. ISBN: 978-1-405-18540-0.
- Widess, M. B. (1973). How thin is a thin bed? *Geophysics*, 38(6), 1176–1180. doi:10.1190/1.1440403.
- Winter, W. R., Jahnert, R. J., Franca, A. B. (2007). Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da Petrobras* 15 (2), p 511–529.
- Wright, V. P.; Barnett, A. J. (2015). An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. *Geological Society, London, Special Publications*, 418(1), 209–219. doi:10.1144/sp418.3.
- Wright, V.P.; Tosca, N.J. (2016). A Geochemical Model for the Formation of the Pre-Salt Reservoirs, Santos Basin, Brazil: Implications for Understanding Reservoir Distribution. *AAPG Search and Discovery*, Article #51304.
- Wright, V. P.; Rodriguez K. (2018). Reinterpreting the South Atlantic pre-salt ‘microbialite’ reservoirs: Petrographic, isotopic and seismic evidence for a shallow evaporitic lake depositional model: *First Break*, 36, p 71–77.
- Zhou, H.; Wang, Y.; Lin, T.; Li, F.; Marfurt, K. J. (2015). Value of nonstationary wavelet spectral balancing in mapping a faulted fluvial system, Bohai Gulf, China. *Interpretation*, 3(3), SS1–SS13. doi:10.1190/int-2014-0128.