Análise da composição das imagens RTM para empilhamento com redução de ruído: Estudo de caso no Pré-sal Brasileiro

João B. Mello (GISIS/UFF), Sérgio Luiz E.F. da Silva (GISIS/DOT/UFF), Felipe T. da Costa (GISIS/DOT/UFF), Roger M. Moreira (GISIS/DOT/UFF), Jorge Lopez (Shell), Marco Cetale (GISIS/DOT/UFF).

Copyright 2024, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica.

Este texto foi preparado para a apresentação no X Simpósio Brasileiro de Geofísica, Salvador, 08 a 10 de outubro de 2024. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do X SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.

Resumo

Neste trabalho, investigamos a importância da amostragem ótima na supressão de ruídos em imagens RTM do pré-sal brasileiro, utilizando uma abordagem de empilhamento de imagens RTM baseada na raiz do valor quadrático médio (RMS). Tal abordagem consiste em explorar valores dos desvios quadráticos médios normalizados (NRMSD) associados aos RMSs para obter pesos de similaridade/dissimilaridade, a fim de combinar imagens sísmicas geradas pela abordagem do RTM primário e espelhado. Considerando dados sintéticos, a análise comparativa de diferentes cenários de amostragem revelou a influência do tamanho da janela sobre a qualidade das imagens sísmicas obtidas. O estudo de caso do pré-sal brasileiro, utilizando dados de nós de fundo oceânico (OBN), revelou a eficácia da amostragem ótima em destacar características geológicas tanto rasas quanto profundas, evidenciando a relevância de considerar o tamanho da janela utilizada na amostragem das seções sísmicas.

Introdução

Nos últimos anos, as operações de exploração de petróleo e gás em águas profundas têm experimentado um crescimento expressivo na região do pré-sal brasileiro, apesar dos grandes desafios inerentes. No entanto, avanços significativos em tecnologias para coletar dados sísmicos em campos *offshore* através do uso de sensores no fundo do oceano têm permitido a obtenção de boas imagens sísmicas dos reservatórios do pré-sal brasileiro (Jouno et al., 2019; Cypriano et al., 2019; da Silva et al., 2024a). O uso de dados sísmicos registrados em águas profundas através do uso de, por exemplo, nós de fundo oceânico (OBN) pode gerar duas imagens da subsuperfície independentes, analisando separadamente os campos de ondas associados às reflexões primárias e aqueles associados às primeiras múltiplas na camada de água. Neste contexto, o empilhamento/combinação de imagens sísmicas obtidas a partir dos métodos de migração reversa no tempo (RTM) primário e espelhado pode resultar em uma representação mais precisa do subsolo (Hatchell et al., 2012).

A combinação de duas ou mais sessões sísmicas pode ser altamente benéfica por diversos motivos, como a redução de ruídos aleatórios. Diversas metodologias podem ser empregadas, como a simples soma das seções ou até mesmo o cálculo da média entre elas. Essa etapa, conhecida como empilhamento no processamento sísmico, permite destacar pontos comuns e aprimorar a imagem de forma integral. Robinson (1970) propôs um modelo estatístico para ponderar os registros sísmicos no processo de empilhamento, visando melhorar a relação sinal-ruído. Liu et al. (2009) investigaram uma técnica de empilhamento que incorpora correlação local como fator de ponderação, resultando em melhorias significativas na relação sinal-ruído e na qualidade da imagem sísmica resultante. Hatchell et al. (2012; 2015) destacaram a eficácia de combinações ponderadas, mostrando como a integração de migrações de ondas ascendentes e descendentes pode reduzir substancialmente os ruídos ruído 4D. da Silva et al. (2024c) demonstraram que a combinação de imagens RTM utilizando um peso de similaridade/dissimilaridade baseado na análise da relação sinal-ruído de pico melhora a qualidade da imagem sísmica resultante no mapeamento sísmico de reservatórios de águas profundas. No entanto, em várias situações, a seleção das subseções sísmicas a serem amostradas para o empilhamento é crucial. Contudo, as dimensões ideais dessas subseções têm sido frequentemente negligenciadas ou pouco discutidas pela maioria dos estudos presentes na literatura.

Neste trabalho, consideramos o empilhamento de imagens RTM baseado na raiz do valor quadrático médio (RMS ou *root mean square* em inglês), conforme descrito por Hatchell et al. (2012; 2015), no contexto de aquisições com a tecnologia OBN. Esta metodologia tem sido bem-sucedida na análise de sísmica 4D (Kiyashchenko et al., 2020). Em particular, focalizamos na investigação dos efeitos da amostragem nas subseções sísmicas destinadas ao empilhamento, examinando como diferentes tamanhos das amostras podem influenciar a qualidade da imagem RTM resultante do empilhamento sísmico ponderado por RMS. Após uma investigação em ambiente controlado utilizando dados sintéticos, examinamos imagens RTM obtidas através de dados reais coletados em um levantamento OBN realizado em uma região do pré-sal brasileiro.

Metodologia

Nesta seção, discutimos os fundamentos teóricos e o formalismo matemático do empilhamento de imagens RTM baseado na raiz do valor quadrático médio (RMS), proposto por Hatchell et al. (2012; 2015). A este respeito, dadas duas imagens RTM, U e D, em que a primeira está

associada à imagem RTM primária, enquanto a segunda corresponde à imagem RTM espelhada, a imagem RTM resultante, I, do empilhamento é determinada por (Hatchell et al., 2012, 2015):

$$I = (U + D)\,\frac{W}{2}, \tag{1}$$

onde W é a função da ponderação que varia de 0 a 1.

A função de ponderação, W, depende do desvio quadrático médio normalizado (NRMSD, do inglês *normalized root mean square deviation*), e consequentemente, do RMS, como segue:

$$W = 1 - \mathrm{NRMSD}/2, \tag{2}$$

com

$$\mathrm{NRMSD} = \frac{2\ \mathrm{RMS}(U - D)}{\mathrm{RMS}(U) + \ \mathrm{RMS}(D)}. \tag{3}$$

É importante ressaltar que o fator de ponderação W varia de 0 a 1, correspondendo à variação do valor de NRMSD de 0 a 2. Um valor de $W = 1$ ($NRMSD = 0$) indica uma alta similaridade entre as imagens RTM, enquanto $W = 0$ ($NRMSD = 2$) indica uma baixa similaridade entre as imagens.

Se compararmos as imagens RTM ponto-a-ponto, os valores de RMS para cada elemento da imagem sísmica serão os próprios valores (absoluto) do modelo naquele ponto analisado. Desse modo, a obtenção do empilhamento ponto-a-ponto requer uma amostragem em torno da região em análise. No entanto, não está claro na literatura como a amostragem nas subseções sísmicas destinadas ao empilhamento influencia no resultado final. Por este motivo, o nosso principal objetivo é investigar como diferentes tamanhos de amostras podem influenciar a qualidade das imagens RTM resultantes do empilhamento sísmico ponderado por RMS. Neste sentido, consideramos um processo de amostragem que consiste em utilizar um valor específico de amostragem a cada iteração. Especificamente, uma janela intervalar de três por três resulta em um quadrado no qual todos os valores são utilizados para o cálculo do RMS em torno de um ponto central, conforme ilustrado na Fig. . Posteriormente, o algoritmo avança para a próxima iteração, deslocando a janela de amostragem um valor para baixo, calculando assim o valor RMS para o novo ponto até que todos os dado seja percorrido.

Dessa forma, visto que estamos lidando com imagens RTM em duas dimensões, considere essas imagens representadas pelas matrizes $\mathbf{U} = [u_{ij}]_{n_x \times n_z}$ e $\mathbf{D} = [d_{ij}]_{n_x \times n_z}$. Considerando a definição na Eq.(1), a imagem RTM resultante do empilhamento é determinada pela seguinte combinação:

$$\mathbf{I}_{\mathrm{w}} = \left(\mathbf{U} \oplus \mathbf{D}\right) \odot \mathbf{W}, \tag{4}$$

onde $\oplus$ e $\odot$ representam as operações de soma e produto elemento por elemento, enquanto $\mathbf{W} = \{w_{ij}\}_{n_x \times n_z}$, com $w_{ij} \in [0,1]$ é uma matriz de pesos, definida como:

$$\mathbf{W} = \mathbf{1} \ominus \frac{\mathbf{NRMSD}}{2}, \tag{5}$$

onde $\ominus$ representa a operações de subtração elemento por elemento e $\mathbf{1} = \mathbf{1}_{n_x \times n_z}$ é uma matriz $n_x \times n_z$ formada por

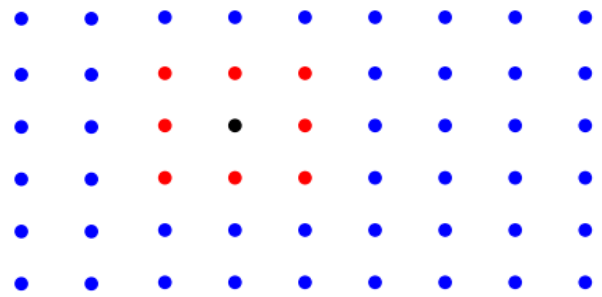

Figura 1 – Ilustração do processo de amostragem (pontos vermelhos) para avaliar a similaridade entre duas imagens RTM em um ponto específico (representado em preto). Os pontos representam os píxeis de uma imagem RTM discretizada em relação ao eixo X e Z.

.

todos os elementos iguais a 1, e $\mathbf{NRMSD} = \{\mathrm{NRMSD}_{ij}\}_{n_x \times n_z}$ é uma matriz cujos elementos (NRMSD_{ij}) são obtidos através do cálculo do NMRSD.

Vale salientar que o NRMSD definido na Eq. (3) fornece apenas um valor para toda a imagem RTM. No entanto, o nosso foco está em destacar características geológicas locais considerando as características das regiões vizinhas. Dessa forma, determinamos a matriz de pesos **W** a partir do NRMSD de uma janela deslizante, em que os seus elementos são obtidos como segue:

$$\mathrm{NRMSD}_{ij} = \frac{2\,RMS\ (\hat{u}_{ij} - \hat{d}_{ij})}{RMS(\hat{u}_{ij}) + RMS(\hat{d}_{ij})}, \tag{6}$$

onde $\hat{u}_{i,j} \in \hat{\mathbf{U}} \subset \mathbf{U}$, $\hat{d}_{i,j} \in \hat{\mathbf{D}} \subset \mathbf{D}$, e

$$RMS(\hat{u}_{i,j} - \hat{d}_{i,j}) = \sqrt{\frac{\sum_{k=i-q_i}^{i+q_i} \sum_{l=j-q_j}^{j+q_j} \left(u_{kl} - d_{kl}\right)^2}{(2q_i + 1)\,(2q_j + 1)}}, \tag{7a}$$

$$RMS(\hat{u}_{i,j}) = \sqrt{\frac{\sum_{k=i-q_i}^{i+q_i} \sum_{l=j-q_j}^{j+q_j} \left(u_{kl}\right)^2}{(2q_i + 1)\,(2q_j + 1)}}, \tag{7b}$$

$$RMS(\hat{d}_{i,j}) = \sqrt{\frac{\sum_{k=i-q_i}^{i+q_i} \sum_{l=j-q_j}^{j+q_j} \left(d_{kl}\right)^2}{(2q_i + 1)\,(2q_j + 1)}}, \tag{7c}$$

com $(k,l) \in (i - q_i : i + q_i, j - q_j : j + q_j)$ representando uma região retangular centrada em (i,j) com largura $(2q_i + 1)$ e $(2q_j + 1)$ nas direções de linha e coluna.

Por exemplo, o esquema apresentado na Fig. refere-se a $q_i = q_j = 1$, ou seja, um ponto para cada lado do ponto de interesse, tanto lateralmente quanto verticalmente, formando uma janela com largura de $(2q_i + 1) = 3$ pontos por $(2q_j + 1) = 3$ pontos (ou seja, 9 pontos amostrados). Esses pontos estão associados ao modelo discretizado (imagens RTM, no nosso caso). Se, por exemplo, o modelo for discretizado com um espaçamento de dh_x e dh_z, as larguras das janelas serão de $2dh_x$ pontos por $2dh_z$ unidades de comprimento.

Resultados

Nesta seção, apresentamos a análise de dois conjuntos de dados. O primeiro consiste na análise de dados sintéticos gerados a partir de um modelo de referência representativo do pré-sal brasileiro. O segundo envolve a aplicação da abordagem proposta para mostrar como a amostragem ótima influencia na obtenção de boas imagens sísmicas, suprimindo artefatos, a partir de dados reais OBN obtidos em uma região do pré-sal brasileiro. Vale salientar que realizamos todas as análises apresentadas em 2D. No entanto, podemos estender essa análise para o caso 3D sem perda de generalidade. Assim, as lições aprendidas em 2D são aplicáveis a dados de campo 3D.

- Caso de estudo sintético

Para investigar os efeitos da amostragem nas subseções sísmicas destinadas ao empilhamento e determinar uma amostragem ótima, consideramos um modelo de velocidade da onda P representativo da região do pré-sal brasileiro como modelo referência (da Silva et al., 2021), utilizando uma aquisição do tipo OBN. Este modelo compreende uma camada de água com profundidade média de 2 km, seguida por sedimentos do pós-sal, um corpo salino de espessura variável, uma seção pré-sal e uma base rochosa abaixo, como ilustrado na Fig. 2(a). Além disso, consideramos uma geometria de aquisição OBN convencional, que envolve 43 OBNs espaçados a cada 400 m (linha branca na Fig. 2), além de uma linha com 420 fontes sísmicas (linha verde na Fig. 2) espaçadas a cada 50 m.

Neste caso de estudo, realizamos a análise de dois cenários distintos. O primeiro cenário consiste na geração de imagens RTM a partir de um conjunto de dados obtidos através do modelo de referência (Fig. 2(a)), sendo esses dados migrados no próprio modelo de referência. Em outras palavras, neste caso, estamos gerando a melhor imagem RTM possível com os parâmetros de aquisição sísmica considerados neste estudo. No segundo cenário, as imagens RTM são geradas a partir dos dados obtidos pelo modelo de referência, mas migradas em um modelo de subsuperfície gerado pela técnica de FWI. Este modelo é apresentado na Fig. 2(b). Em todos os cenários, as formas de onda foram modeladas considerando uma fonte sísmica do tipo Ricker, com uma frequência máxima de 15 Hz.

As Figs. 3(a) e 3(b) mostram as imagens RTM obtidas através da análise das reflexões primárias para os primeiro e segundo cenários, respectivamente. Já as Figs. 3(c) e 3(d) apresentam as imagens RTM obtidas através da análise das múltiplas para os primeiro e segundo cenários. Vale salientar que há diversos artefatos nas imagens geradas a partir do modelo obtido via análise FWI (Figs. 3(b) e 3(d)), especialmente no topo e nas estratificações do corpo de sal, assim como no fraco delineamento das camadas mais profundas da região do pré-sal (profundidade maiores que $\approx$ 6 km).

Após construir as imagens RTM primárias e espelhadas, combinamos essas imagens usando a Eq. (5). No entanto, antes disso, realizamos uma análise da distribuição estatística dos valores de **W**. Para cada largura de janela, calculamos a matriz **W**. Em seguida, removemos todos os elementos iguais a 1 e calculamos o desvio padrão associado aos valores de **W**. Removemos os elementos unitários, pois a grande maioria deles está associada à camada d'água (considerada como valores zerados), além das regiões sem iluminação sísmica, associadas as bordas e regiões mais profundas dos modelos. Fizemos isso porque tais regiões indicam uma falsa perfeita similaridade. Vale ainda salientar, que em todos os casos, consideramos janelas quadradas ($q_i = q_j$). A Fig. 4 mostra o número de amostras em função do desvio padrão dos valores de **W**, onde os pontos pretos correspondem ao primeiro cenário, o qual é o caso ideal, enquanto os pontos vermelhos correspondem ao segundo cenário, o qual é o caso realista. Observa-se que em ambos os casos, o desvio padrão de **W** possui um mínimo global, ao qual verificamos estar associado à amostragem ótima para combinar as imagens RTM. Gostaríamos de destacar a boa concordância entre os casos de referência e aqueles provenientes da análise FWI, mostra que a variância mínima das distribuições dos valores de **W** é capaz de identificar a quantidade ótima de amostras.

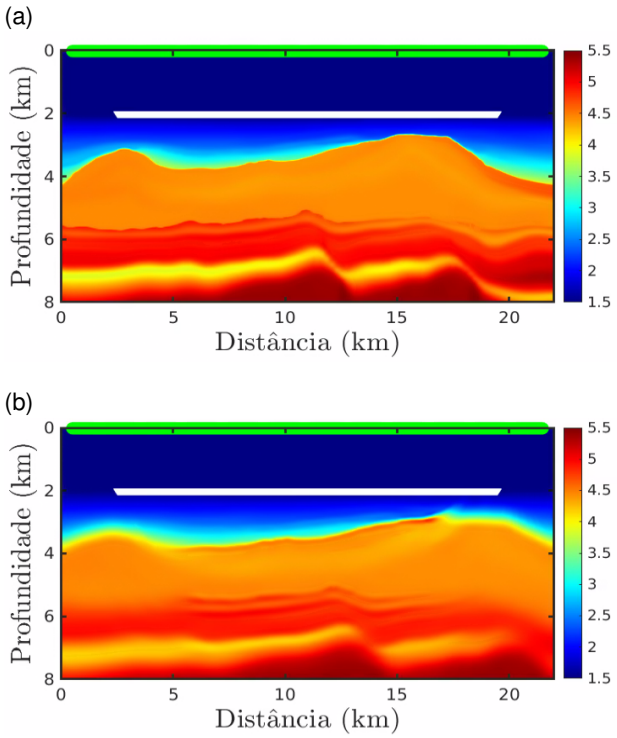

Figura 2 – (a) Modelo realístico representando o pré-sal brasileiro, utilizado como referência no nosso estudo, compreendendo camadas de água, sedimentos do pós-sal, sal, pré-sal e leito rochoso. A geometria OBN é representada pelas localizações das fontes sísmicas e dos nós através das linhas verde e branca, respectivamente. (b) Modelo reconstruido via análise FWI, com estruturas semelhantes ao modelo de referência.

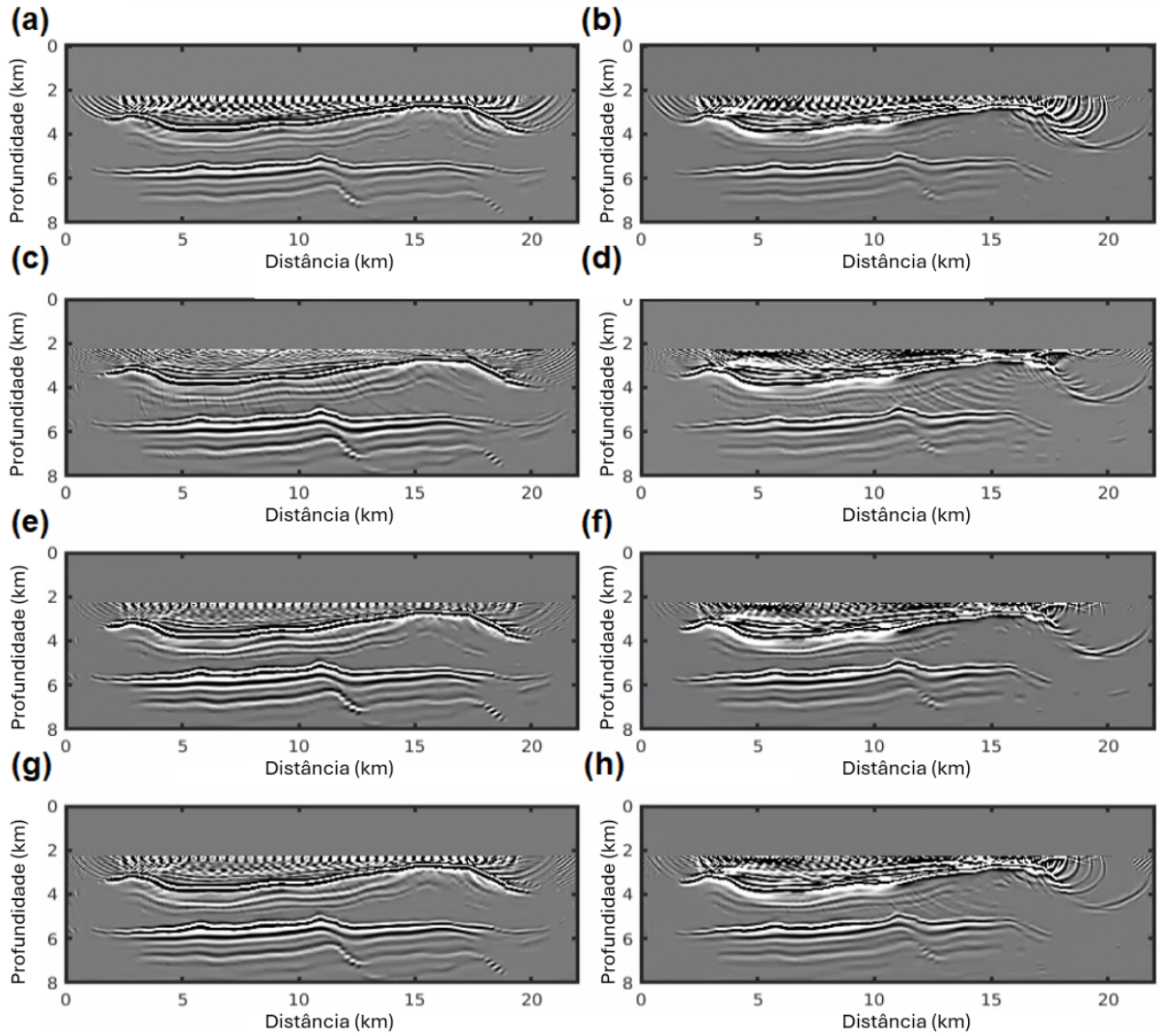

Figura 3 – Painéis (a) e (b) mostram as imagens RTM obtidas através da análise das reflexões primárias, enquanto (c) e (d) mostram as imagens RTM obtidas através da análise das múltiplas. Painéis (e), (f), (g) e (h) mostram as imagens RTM resultantes das combinações variando o tamanho da janela q_i, em que os painéis (e) e (f) refere-se ao caso com largura de janela $q_i = 10$, enquanto (g) e (h) refere-se ao caso $q_i = 70$.

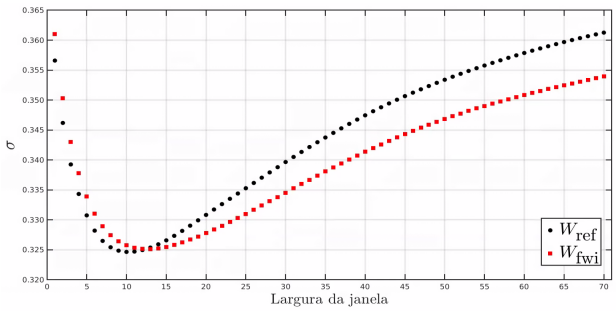

*Figura 4 – Largura da janela (q_i) em função do desvio padrão dos valores de **W**. Os pontos pretos representam o primeiro cenário (caso ideal), enquanto os pontos vermelhos representam o segundo cenário (caso realístico).*

As Figs. 3(e) e 3(f) mostram as imagens RTM resultante da combinação com $q_i = 10$; valor associado ao mínimo global ilustrado na Fig. 4. As Figs. 3(g) e 3(h) mostram as imagens RTM resultante da combinação com largura de janela $q_i = 70$; identificada como o pior caso na Figura 4. Vale ressaltar que em $q_i = 10$ serão 10 píxeis espaçados aproximadamente por 12.48 metros na vertical e 11.36 metros na horizontal. Notavelmente, observamos que o caso com amostragem ótima ($q_i = 10$) apresenta um resultado mais coerente e com menos artefatos em comparação com o caso $q_i = 70$. Isso evidencia que a amostragem ótima determinada pelo mínimo global da distribuição de desvio padrão de W desempenha um papel crucial na qualidade das imagens resultantes. Este achado ressalta a importância de considerar cuidadosamente os

parâmetros de amostragem ao realizar a combinação de imagens RTM para garantir resultados mais precisos e confiáveis.

- Caso de estudo no pré-sal brasileiro

Para validar a eficácia da abordagem proposta, conduzimos uma análise no contexto de um campo pré-sal brasileiro utilizando um conjunto de dados reais de hidrofones OBN e um modelo de velocidades de onda P obtido por meio da técnica de FWI reportado por da Silva et al. (2024a). As formas de ondas foram adequadamente separadas em formas de onda primárias (reflexões primárias) e múltiplas (reflexões múltiplas) relacionadas ao fundo do mar. A separação das reflexões primárias e das múltiplas foi realizada por da Silva et al. (2024b). Convidamos o leitor a consultar da Silva et al. (2024b) para obter mais detalhes. Em seguida, aplicamos um filtro passa-banda de 0 a 15 Hz, e então, construímos as imagens RTM. A primeira linha da Fig. 7 mostras as imagens RTM primária e espelhada.

A Fig. 5 mostra a largura da janela (q_i) em função do desvio padrão dos valores de **W**. Como previsto pelo estudo de caso sintético apresentado anteriormente, observa-se que o desvio padrão de **W** possui um mínimo global, que neste caso ocorre em $q_i = q_j = 10$. A linha inferior da Fig. 7 apresenta as imagens RTM resultantes da combinação com $q_i = 10$ (valor associado ao mínimo global ilustrado na Fig. 5) e da combinação com largura de janela $q_i = 70$. Notavelmente, observamos que o caso com amostragem ótima ($q_i = 10$) apresenta um resultado mais coerente em comparação com o caso $q_i = 70$, ressaltando as similaridades entre as imagens RTM primária e espelhada, resultando em uma imagem sísmica de excelente resolução tanto nas camadas mais rasas como nas estruturas geológicas da região do pré-sal. Este resultado confirma que a amostragem ótima, determinada pelo mínimo global da distribuição do desvio padrão de **W**, desempenha um papel crucial na obtenção de imagens sísmicas de alta qualidade neste contexto.

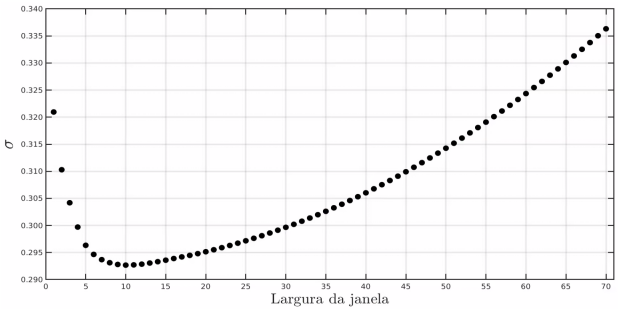

*Figura 5 – Largura da janela (q_i) em função do desvio padrão dos valores de **W**. Observa-se uma redução nos valores do desvio padrão à medida que o tamanho da janela aumenta até atingir o mínimo em $q_i = 10$. Posteriormente, inicia-se um aumento gradual.*

A Fig. 6 mostra o operador de pesos para os casos $q_i = 10$ e $q_i = 70$. A cor do brilho varia continuamente de 0 a 1, onde 0 indica nenhuma similaridade e 1 indica

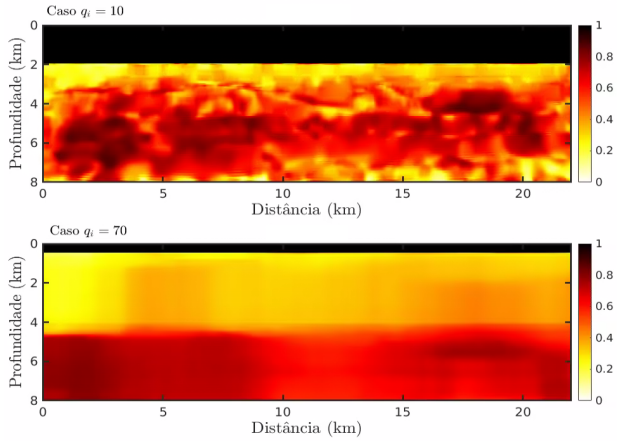

*Figura 6 – Operador de pesos **W** para os casos $q_i = 10$ (painel superior) e $q_i = 70$ (painel inferior).*

alta similaridade. Para o caso $q_i = 10$, a área do pós-sal (2-3 km de profundidade) está associada aos pesos menos elevados; isso se deve ao mascaramento dessas regiões pela alta correlação cruzada em torno dos OBNs no processamento RTM, como pode ser visto no painel do canto superior esquerdo da Fig. 7. Além disso, valores variáveis de peso são perceptíveis na região do pré-sal (6–8 km de profundidade), sendo estes os mais pronunciados. Em contraste, quando o tamanho da janela é muito grande (caso $q_i = 70$), o operador **W** não parece ter relação com as características geológicas, como mostrado no painel inferior da Fig. 6.

Conclusões

Os casos de estudo que apresentamos neste trabalho demonstram a importância da amostragem ótima na supressão de ruídos em imagens RTM no contexto do pré-sal brasileiro. Investigando os efeitos da amostragem nas subseções sísmicas destinadas ao empilhamento, observamos como a escolha adequada da amostragem pode influenciar significativamente a qualidade das imagens obtidas, evidenciando a relevância de considerar o tamanho da janela utilizada na amostragem das seções sísmicas. De fato, os resultados revelam que a análise de amostragem ótima desempenha um papel fundamental na supressão de ruído. Dessa forma, este estudo contribui para o avanço do conhecimento na área de exploração de petróleo e gás em águas profundas, fornecendo intuições valiosas para o aprimoramento das técnicas de processamento de imagens sísmicas. Como perspectivas, pretendemos analisar diferentes formas de amostragem que levem em conta os números de ondas das estruturas geológicas, bem como outras medidas estatísticas além do desvio padrão para determinar a amostragem ótima.

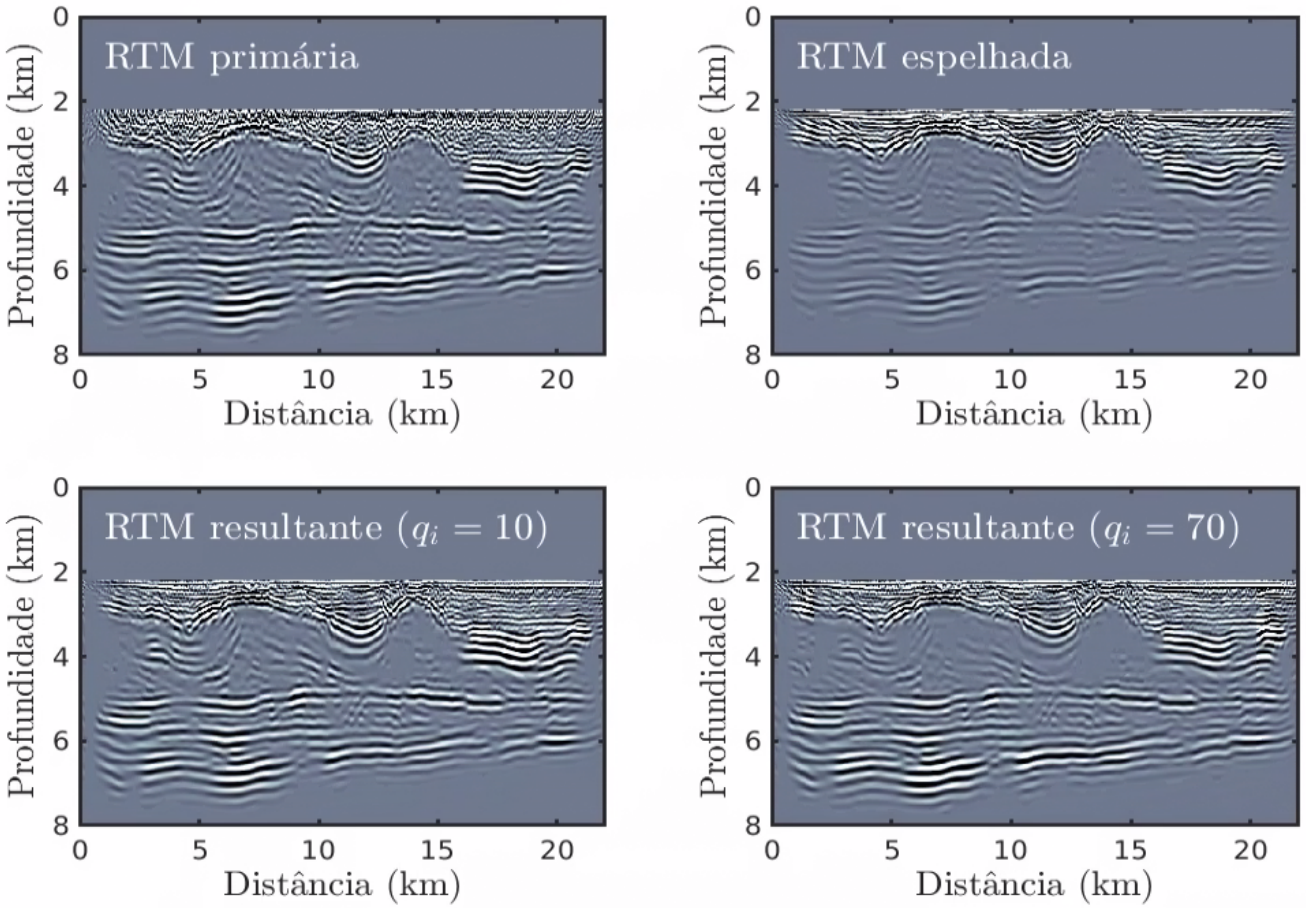

Figura 7 – A linha superior representa as imagens RTM primária e espelhada usadas para realizar a combinação. A linha inferior representa o resultado obtido através dos tamanhos de janela $q_i = 10$ e $q_i = 70$, respectivamente.

Agradecimentos

Os autores da Universidade Federal Fluminense (UFF) agradecem o apoio da Shell Brasil Petróleo Ltda por meio do projeto de P&D "Sísmica de refração para reservatórios do pré-sal" (ANP nº 21727-3). Também é apreciada a importância estratégica da regulamentação da taxa de P&D da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Gostaríamos de agradecer a Rodrigo S. Stern pelo crucial suporte de TI. O primeiro autor também gostaria de agradecer pela bolsa de Iniciação Científica oferecida pela Fundação Euclides da Cunha (FEC) através do convênio entre UFF, FEC e Shell.

Referências

Cypriano, L. et al., 2019. OBN for pre-salt imaging and reservoir monitoring–Potential and road ahead, in: 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society.

da Silva, S. L. et al., 2024a. Research note: Application of refraction full-waveform inversion of ocean bottom node data using a squared-slowness model parameterization, Geophysical Prospecting, vol. 72(3): 1189–1195.

da Silva, S. L. E. et al., 2024b. Refraction FWI of a circular shot OBN acquisition in the Brazilian pre-salt region, arXiv:2405.17330, (physics.geo-ph).

da Silva, S. L. E. F., Lopez, J. L., de Araújo, J. M. & Corso, G., 2021. Multiscale q-FWI applied to circular shot OBN acquisition for accurate presalt velocity estimates, in: First International Meeting for Applied Geoscience & Energy Expanded Abstracts, vol. 2021, 712–716.

da Silva, S. L. E. F. et al., 2024c. Weighted stacking of up- and down-going RTM images using peak signal-to-noise ratio analysis, *Conference paper accepted to publication in: The International Meeting for Applied Geoscience & Energy Expanded Abstracts 2024*.

Hatchell, P., Tatanova, M. & Evans, A., 2012. Suppressing 4D-noise by weighted stacking of up-going and down-going migrations, vol. 2012, 1–5.

Hatchell, P. J., Lopez, J. L. & Hornman, K., 2015. Suppressing 4D-noise by weighted stacking of simultaneously acquired wave-fields, U.S. Patent No. US 2015/0168575 A1.

Jouno, F., Martinez, A., Ferreira, D., Donno, D. & Khalil, A., 2019. Illuminating Santos Basin's pre-salt with OBN data: Potential and challenges of FWI, in: SEG Technical Program Expanded Abstracts 2019, vol. 2019, 1345–1349.

Kiyashchenko, D. et al., 2020. Unlocking seismic monitoring of stiff reservoirs with 4D OBN: A case study from Brazil pre-salt, in: SEG Technical Program Expanded Abstracts 2020, 3759–3763.

Liu, G., Fomel, S., Jin, L. & Chen, X., 2009. Stacking seismic data using local correlation, Geophysics, vol. 74(3): V43–V48.

Robinson, J. C., 1970. Statistically optimal stacking of seismic data, Geophysics, vol. 35(3): 436–446.