



Efeito da correção do perfil de densidade na amarração Poço-Sísmica

Thiago Pereira Prestes* (CPGf-Universidade Federal do Pará, Brasil), José J. S. de Figueiredo (CPGf-Universidade Federal do Pará, Brasil & INCT-GP, Brasil) e Isadora A. S. de Macedo (CPGf-Universidade Federal do Pará, Brasil)

Copyright 2021, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, held in Rio de Janeiro, Brazil, 16-19 August 2021.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 17th International Congress of The Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of The Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

The well tie is very importance to seismic interpretation in the oil & gas industry, as it helps in the phase adjustment of seismic data, in the identification of stratigraphic markers in the seismic and in the well, in the verification of the amplitude as a function of the offset in the seismic (AVO) and seismic wavelet extraction as the case of wavelet estimation techniques. In this work, two techniques to estimate the wavelet were used: the minimization of least squares with zero-order quadratic regularization (L2 Norm) and the sparse-spike deconvolution (L1 Norm Regularization). Such techniques served to compare which one resulted in a better well tie. Furthermore, one of the problems that can be encountered for well tie is the collapse of regions in the well during drilling. This problem implies an erroneous density profile. However, some density profile correction techniques can be applied, such as the geometric factor theory of Doll (1949). The objective of this work is to analyze the influence of the wavelet estimates (L1 and L2 Norms) and the density correction of the geometric factor in well tie. The results and analyzes performed were applied to the Viking Graben field dataset in the North Sea.

Introdução

O well tie relaciona a resolução vertical dos perfis de poços com a resolução horizontal dos dados sísmicos, isso permite a identificação de marcadores estratigráficos na seção sísmica e a estimativa correta da wavelet sísmica. Portanto, o well tie pode ser considerado uma ferramenta importante para a inversão sísmica ou modelagem e para a interpretação (Simm and Bacos, 2014). Assim, os dados sísmicos reais podem ser invertidos para refletividade ou impedância, com uma wavelet apropriada. O well tie, basicamente, consiste em calcular um traço sísmico sintético e compará-lo com o traço sísmico real. O coração da maioria dos procedimentos de well tie é o modelo convolucional, pois este estabelece uma relação entre a série de refletividade calculada a partir dos dados de perfis de poço, a wavelet sísmica e o traço sísmico sintético.

Os fatores principais que controlam a precisão do well tie são a wavelet sísmica, uma relação tempo-profundidade coerente (adquirida de dados de VSP (Vertical Seismic Profile) ou check-shot) e a precisão em dados elásticos

de perfis de poço. A wavelet sísmica pode ser estimada através de vários métodos, divididos em métodos determinísticos e métodos estatísticos (White and Simm, 2003). Neste trabalho, foram implementados em MATLAB dois métodos determinísticos: Minimização de Mínimos Quadrados com Regularização Quadrática de Ordem Zero, conhecida como Norma L2 (Sacchi, 1997) e a Deconvolução Sparse-Spike conhecida como Regularização da Norma L1.

A mudança no diâmetro do poço ao longo da perfuração é um fator que pode afetar as medidas realizadas pelas ferramentas de perfilagem. Portanto, correções precisam ser aplicadas para preservar o significado dos valores registrados (Ellis and Singer, 2007). A estabilidade da parede do poço é controlada durante o processo de perfuração, entretanto, a formação pode desmoronar sem que isso seja previsto e isso muda a distribuição das propriedades físicas ao redor da parede do poço. Consequentemente, valores anômalos são lidos no perfil de caliper nas regiões onde a formação entrou em colapso. Assim, valores incorretos para o perfil de densidade podem aparecer devido o alargamento do poço, e isso pode gerar um well tie impreciso. A Teoria do Fator Geométrico de Doll (1949) é uma técnica de correção do perfil de densidade implementada neste trabalho.

Por fim, com a obtenção do perfil de densidade corrigido pela técnica do fator geométrico de Doll (1949), é possível calcular um well tie que é diferente do well tie sem correção na densidade, visto que a densidade é um dos principais fatores que influencia no resultado do well tie. Assim, o grande objetivo deste trabalho é comparar os dois resultados diferentes do well tie através da correlação e avaliar a mudança no well tie com a técnica de correção de densidade e os métodos de estimativa da wavelet (Normas L1 e L2). Para verificar a confiabilidade da metodologia proposta, foram utilizados os dados do campo Viking Graben, no Mar do Norte.

Metodologia

Fluxograma do Well Tie

O Well-Tie pode ser ilustrado pelo fluxograma da Figura 1 abaixo. O primeiro well-tie, denominado *seismic-to-well-tie*, a esquerda na Figura 1, indica que a refletividade é calculada a partir dos perfis de velocidade e densidade do poço, e que por sua vez, o dado de VSP (Vertical Seismic Profile) ou de *check-shot* podem ser utilizados para converter a refletividade em profundidade para tempo; o traço sísmico real é a coleta de um CMP da seção sísmica real, assim, este traço é utilizado, juntamente, com a refletividade para estimar a wavelet através da Norma L2; por fim, a wavelet estimada é convoluída com a refletividade para obter-se o traço sísmico sintético, que

por sua vez será comparado com o traço sísmico real através de alguma medida de comparação (neste trabalho, utilizou-se a correlação). Para o segundo well-tie, a direita na Figura 1, é utilizado a seção sísmica real, juntamente da wavelet que fora estimada no primeiro well-tie, para calcular-se a refletividade recuperada da seção sísmica através da Norma L1; assim, convoluindo a refletividade recuperada com a wavelet estimada, obtém-se a seção sísmica sintética, que por fim é correlacionada com a seção sísmica real para fins de verificação da qualidade do well-tie.

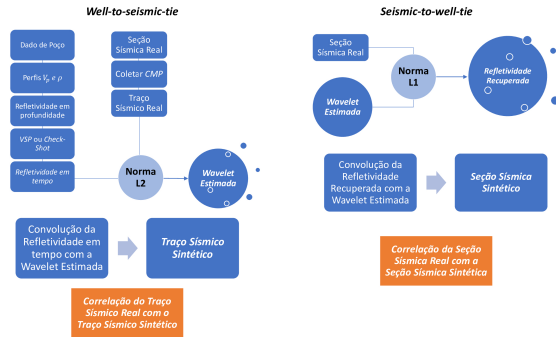


Figura 1: Fluxograma do Well-Tie.

Estimando a Wavelet e Recuperando a Refletividade - Normas L2 e L1

Norma L2: Minimização de Mínimos Quadrados com Regularização Quadrática de Ordem Zero

De acordo com o modelo convolucional clássico da Terra, é possível calcular o sismograma através de uma convolução entre a wavelet e a refletividade. Adicionando ruído aleatório neste cálculo, temos a Equação 1, abaixo:

$$t_s(t) = R_r(t) * w(t) + n(t). \quad (1)$$

Expressando a Equação 1 na forma matricial e sem a presença do ruído, temos:

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{s}, \quad (2)$$

onde \mathbf{x} é a forma vetorial da wavelet, \mathbf{s} é a forma vetorial do sismograma e \mathbf{A} é a forma matricial da refletividade. No geral, a matriz \mathbf{A} é mal condicionada, o dado de entrada \mathbf{s} é ruidoso e a solução \mathbf{x} não existe. Uma abordagem para solucionar a Equação 2 é através da minimização por mínimos quadrados,

$$\|\mathbf{Ax} - \mathbf{s}\|^2 \rightarrow \min_{\mathbf{x}}, \quad (3)$$

cuja solução \mathbf{x} é alcançada pelas equações normais:

$$\mathbf{A}^T \mathbf{Ax} = \mathbf{A}^T \mathbf{s}. \quad (4)$$

Como o sistema de equações é muito sensível ao ruído presente no sismograma, a solução de mínimos quadrados causa enormes oscilações na estimativa de \mathbf{x} . Assim, uma inversão direta desse sistema não pode produzir uma solução estável. Como o problema é instável, uma

pequena perturbação nos dados de entrada \mathbf{s} pode levar a uma grande diferença no dado de saída \mathbf{x} . Para produzir uma solução mais estável, é adicionado um regularizador ao funcional 3. Quando o regularizador adicionado é quadrático, este é chamado de Regularização de Tikhonov:

$$\|\mathbf{Ax} - \mathbf{s}\|^2 + \alpha \|\mathbf{Lx}\|_2^2 \rightarrow \min_{\mathbf{x}}, \quad (5)$$

onde \mathbf{L} é uma matriz quadrada real. A relação expressada em 5 pode ser reescrita como:

$$\|\mathbf{Ax} - \mathbf{s}\|^2 + \alpha \|\mathbf{Lx}\|_2^2 = \|\mathbf{Cx} - \mathbf{h}\|^2, \quad (6)$$

onde

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} \\ \sqrt{\alpha} \mathbf{L} \end{bmatrix} \quad (7)$$

$$\mathbf{h} = \begin{bmatrix} \mathbf{s} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix}. \quad (8)$$

Portanto, minimizar 5 é o mesmo que minimizar

$$\|\mathbf{Cx} - \mathbf{h}\|^2 \rightarrow \min_{\mathbf{x}}, \quad (9)$$

cuja solução pode ser dada por

$$\mathbf{C}^T \mathbf{Cx} = \mathbf{C}^T \mathbf{h}, \quad (10)$$

que também pode ser reescrita como:

$$(\mathbf{A}^T \mathbf{A} + \alpha \mathbf{L}^T \mathbf{L}) \mathbf{x} = \mathbf{A}^T \mathbf{s}. \quad (11)$$

A regularização de Tikhonov de ordem zero ou regularização quadrática de ordem zero é alcançada quando a matriz quadrada real \mathbf{L} é a matriz identidade \mathbf{I} . Nesse caso, o sistema 11 assume a forma

$$(\mathbf{A}^T \mathbf{A} + \alpha \mathbf{I}) \mathbf{x} = \mathbf{A}^T \mathbf{s}, \quad (12)$$

que pode ser reescrito, de acordo com Sacchi (1997), na forma

$$\mathbf{x} = (\mathbf{R} + \alpha \mathbf{I})^{-1} \mathbf{g}. \quad (13)$$

Isso é equivalente a adicionar uma perturbação na diagonal da matriz de autocorrelação \mathbf{R} . Este procedimento também é chamado de *pre-whitening* e é uma forma de estabilizar o problema de deconvolução. O parâmetro de regularização pode agir como *pre-whitening* (regularização quadrática de ordem zero) ou agir de forma a controlar a esparsidade da solução (regularização da Norma L1).

A Norma L2 pressupõe uma solução suave, visto que na etapa de derivação do funcional com o regularizador de segunda ordem (derivar a Equação 5), os termos quadráticos caem para primeira ordem, revelando assim, uma solução linear, ou seja, solução suave.

Regularização da Norma L1

Outra forma para estabilizar a solução do Funcional 3 é adicionando uma regularização da Norma L1:

$$\|Ax - s\|^2 + \alpha \|x\|_1 \rightarrow \min_x. \tag{14}$$

De acordo com Sacchi (1997), é possível encontrar uma solução para a Equação 14 na forma:

$$x = (R + \alpha Q)^{-1}g, \tag{15}$$

onde Q é uma matriz diagonal cujos elementos para uma regularização da Norma L1 tomam a seguinte forma:

$$Q_{ii} = \frac{1}{|x_i|}, x_i \neq 0. \tag{16}$$

A solução para x na Equação 15 é obtida por meio dos mínimos quadrados reponderados iterativamente, que busca encontrar iterativamente uma solução para x atualizando a matriz diagonal de pesos Q representada na Equação 16 em cada interação.

Teoria do Fator Geométrico de Doll

O fator geométrico de Doll é utilizado para corrigir o perfil de densidade para o alargamento do poço através de leituras do perfil de caliper. A densidade medida pela ferramenta de perfilagem é semelhante à densidade correta da formação, quando a formação na vizinhança do poço é homogênea e não há zonas de lavagem. Porém, a densidade aparente medida pela ferramenta representa uma combinação das densidades das diferentes formações que existem em torno do poço, isso quando a formação é heterogênea. O sinal medido é representado pela soma de cada sinal gerado por cada formação, visto que a influência de cada formação pode ser considerada separadamente. Três suposições são necessárias para utilizar a teoria do fator geométrico aparente para o perfil de densidade, tais suposições são:

Suposição 1: Diferentes zonas ao redor do poço são concêntricas e, portanto, têm uma simetria de rotação.

Suposição 2: A geometria do poço é um cilindro de raio semelhante ao da broca.

Suposição 3: O diâmetro do poço mantém o seu tamanho durante o procedimento de perfuração.

A vizinhança do poço é composta pela formação rochosa e pela lama de perfuração. Conforme proposto por Doll (1949) para perfilagem de indução, a medição da densidade também pode ser obtida a partir de uma média ponderada das densidades de lama e formação na Equação 18 como consequência do fator geométrico aparente que satisfaz a condição

$$G_b + G_{mud} = 1, \tag{17}$$

e

$$\rho_a = G_b \rho_b + G_{mud} \rho_{mud}, \tag{18}$$

onde G_{mud} é o coeficiente da lama, $0 \leq G_{mud} \leq 1$; G_b é o coeficiente da rocha de formação, $0 \leq G_b \leq 1$; ρ_{mud} é a densidade da lama em g/cm^3 ; ρ_a é a densidade aparente em g/cm^3 ; e ρ_b é a densidade de bulk em g/cm^3 . Se houver expansão significativa do diâmetro do poço, todos os valores são representados pela densidade da lama. De acordo com as Equações 17 e 18, se $G_{mud} = 1$ e $G_b = 0$, então $\rho_a = \rho_{mud}$; em contraste, se a ferramenta de perfilagem mantém contato com uma parede regular do poço, então $G_{mud} = 0, G_b = 1, \rho_a = \rho_b$. Portanto, em termos de estimativa de erro devido à expansão do poço, G_{mud} e ρ_{mud} são parâmetros fundamentais que precisam ser investigados.

Para determinar os verdadeiros valores de densidade que representam as formações em subsuperfície, obtemos das Equações 17 e 18 a seguinte expressão:

$$\rho_b = \frac{\rho_a - G_{mud} \rho_{mud}}{1 - G_{mud}}, \tag{19}$$

que indica o valor corrigido da densidade aparente, em termos de densidade aparente, densidade da lama e fator geométrico aparente da lama. O método utilizado para analisar como o efeito do poço afeta os resultados do Well Tie consiste na busca de um valor para G_{mud} e ρ_{mud} usando a Equação 19 para investigar os valores adequados da densidade de formação (ρ_b).

É realizado a correção no registro de densidade em cada ponto em profundidade, criando uma relação linear entre os valores mínimo e máximo do registro do caliper com os valores mínimo e máximo do fator geométrico aparente da lama G_{mud} . Da equação 18, pode-se notar que quando $G_{mud} = 0$, a densidade aparente corrigida é igual à densidade aparente medida. A escolha do valor máximo de G_{mud} , relacionado ao valor máximo do registro do caliper, deve ser baseada na profundidade de investigação da ferramenta de medição de densidade. Para criar um registro dos valores de G_{mud} em profundidade para prosseguir com a correção do registro da densidade aparente em cada ponto em profundidade, uma relação linear entre o registro do caliper e os valores de G_{mud} é estabelecida de acordo com as equações descritas abaixo e o gráfico da Figura 2.

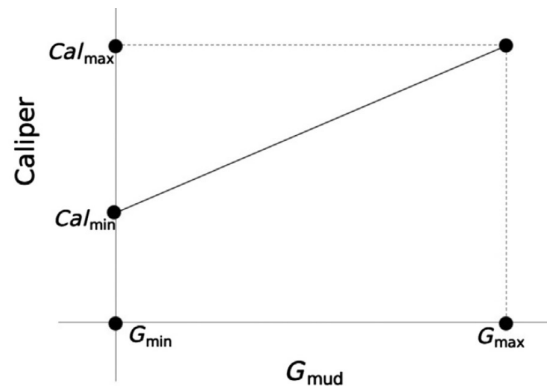


Figura 2: Relação linear entre o fator geométrico aparente G_{mud} e o registro do caliper, de acordo com seus valores máximo e mínimo. Fonte: I. A. S. Macedo and de Sousa (2020).

Conforme o diâmetro do poço aumenta, o valor de registro

de densidade diminui; pelo contrário, os valores de registro de densidade aumentam conforme os diâmetros do poço se aproximam dos níveis normais. Isso significa que nas porções do registro de densidade onde ocorre o alargamento do poço, os valores do registro de densidade são subestimados. Portanto, a correção para a geometria do furo de poço deve aumentar os valores do registro de densidade nessas porções. Para corrigir o registro de densidade para a geometria do poço, calcula-se a inclinação e a interceptação da linha da Figura 2:

$$m = \frac{Cal_{\max} - Cal_{\min}}{G_{\max} - G_{\min}}, \quad (20)$$

e

$$b = Cal_{\min} - mG_{\min}, \quad (21)$$

onde Cal_{\max} e Cal_{\min} representam o valor máximo e mínimo do registro do caliper, e G_{\max} e G_{\min} representam o valor máximo e mínimo do fator geométrico aparente da lama G_{mud} , com o valor mínimo sendo zero e o valor máximo dependendo da geologia e a ferramenta de registro. Para o conjunto de dados Viking Graben (os dados reais usados neste trabalho), foi definido $G_{\max} = 0.35$ e $\rho_{mud} = 1.2g/cm^3$.

Assim, o perfil de G_{mud} é criado por meio da Equação

$$G_{mud} = \frac{Cal - Cal_{\min}}{m} + G_{\min}, \quad (22)$$

onde Cal representa cada valor do registro do caliper em profundidade e G_{mud} é cada valor de G_{mud} criado ao longo do eixo de profundidade. Ao aplicar a Equação 22 na Equação 19, geramos a relação que usamos para corrigir o valor de densidade aparente para cada ponto na profundidade (Equação 23):

$$\rho_b = \frac{\rho_a - [(Cal - Cal_{\min})/m + G_{\min}]\rho_{mud}}{1 - [(Cal - Cal_{\min})/m + G_{\min}]}. \quad (23)$$

Na situação em que não há alargamento do poço (quando o registro do caliper está estável), $m = 0$ e a Equação 23 torna-se

$$\rho_b = \frac{\rho_a - G_{\min}\rho_{mud}}{[1 - G_{\min}]}. \quad (24)$$

Além disso, nesta situação, o valor mínimo do fator geométrico aparente da lama é $G_{\min} = 0$. Portanto, quando o perfil do caliper está estável e o diâmetro do poço mantém seu tamanho durante a perfuração, não há necessidade de corrigir a densidade aparente medida, pois $\rho_b = \rho_a$. O procedimento para realizar a correção no perfil de densidade é mostrado no fluxograma da Figura 3.

Resultados e Discussões

Os seguintes resultados dizem respeito a aplicação das técnicas de estimativa da wavelet (Normas L1 e L2), aplicação da correção de densidade da teoria do fator geométrico de Doll (1949) e análise da influência dessas técnicas no well tie. O conjunto de dados utilizados neste trabalho vem do Viking Graben. Os resultados a seguir estão separados em tópicos para melhor compreensão e organização dos mesmos.

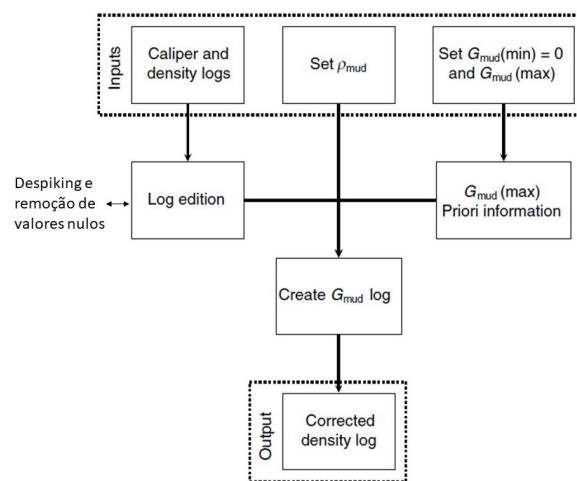


Figura 3: Procedimento para correção do perfil de densidade para o alargamento do poço. Os primeiros passos são editar (despiking e remoção de valores nulos) os perfis, definir um valor usual para o ρ_{mud} , definir o valor mínimo de G_{mud} como zero e definir o valor máximo de G_{mud} de acordo com as informações a priori e profundidade de investigação da ferramenta. Com essas informações, é possível criar o perfil de G_{mud} que será usado para corrigir o perfil de densidade para o alargamento do poço para cada ponto em profundidade. Fonte: I. A. S. Macedo and de Sousa (2020).

Geologia do Viking Graben

Localizado na Bacia do Mar do Norte, está o Viking Graben que é produto do riftiamento durante o final do período Permiano ao Triássico. O Mar do Norte apresenta uma formação de petróleo e gás que está relacionada a uma grande extensão no início do período Jurássico, que fez com que a Pangéia se partisse em dois continentes: Gondwana e Laurasia. Mais informações sobre o Viking Graben podem ser encontradas em Keys and Foster (1998), Madiba and McMechan (2003) e I. A. S. Macedo and Omoboyac (2017). Os dados sísmicos utilizados neste trabalho consistem em uma linha sísmica 2D, orientada de leste à oeste, com 2142 CMPs separados por 12,5 m, cada CMP com 1501 amostras e uma taxa de amostragem de 0,004 s. I. A. S. Macedo and Omoboyac (2017) aplicaram o Well Tie utilizando esses perfis e a mesma seção sísmica, verificando que a melhor correspondência para os dados do poço aqui utilizado é o CMP 809, que foi utilizado como um traço sísmico real. Os registros do poço foram editados através da técnica de *Despiking* para remover picos ruidosos e valores nulos.

Expressando perfis e escolhendo onde aplicar a correção de densidade

A Figura 4 mostra os perfis de densidade e sônico do conjunto de dados reais do Viking Graben apenas com edição para retirada de spikes ruidosos (aplicação da técnica de *Despiking*), além do perfil de caliper e a série de refletividade. Observando as leituras do perfil de caliper na Figura 5, é nítido onde encontra-se a região de desmoronamento, assim, pode-se aplicar a correção de densidade da Teoria do Fator Geométrico de Doll (1949)

somente na região desmornada. No entanto, o gráfico a direita da Figura 5 expressa a correção de densidade do fator geométrico de Doll (1949) aplicada em todo o perfil de densidade. Percebe-se, então, que não é necessário aplicar a correção em todo o perfil, visto que não há grandes diferenças entre os perfis de densidade original e corrigido na região que não desmornou.

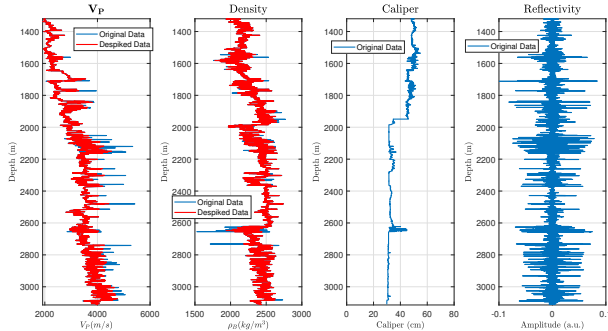


Figura 4: Perfis com dados reais do Viking Graben utilizados no Well Tie com aplicação da técnica de Despiking para retirada de spikes ruidosos.

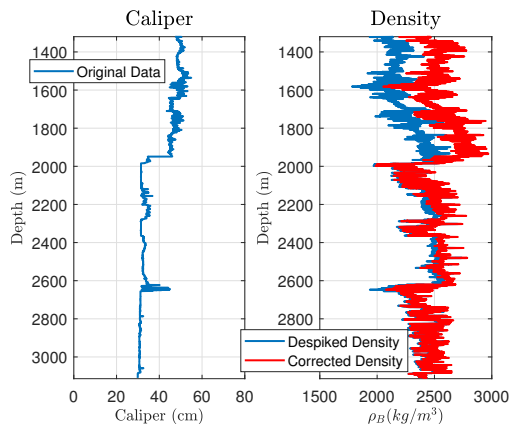


Figura 5: Perfil do caliper à esquerda e aplicação da correção de densidade à direita. A densidade original está em azul e a corrigida em vermelho.

Aplicando as técnicas de estimativa da wavelet: Normas L1 e L2

Nesta etapa foram utilizadas as Normas L1 e L2 para estimar a wavelet sísmica apropriada (Macedo, 2019) para ser usada no Well Tie. A Figura 6 ilustra uma comparação entre as Normas L1 e L2 em dois casos: caso sem a correção de densidade na parte superior da figura e caso com a aplicação da correção de densidade na parte inferior. Observando a Figura 6, nota-se que não há muita diferença entre as wavelets estimadas pelas Normas sem a correção de densidade e com a correção.

Detalhes da aplicação da Teoria do Fator Geométrico de Doll

Os resultados do Well Tie aplicados no conjunto de dados do Viking Graben foram adquiridos duas vezes: uma sem a correção de densidade de Doll (1949) e outra com essa correção. A aplicação dessa correção de densidade foi realizada somente na região onde o perfil de caliper indica

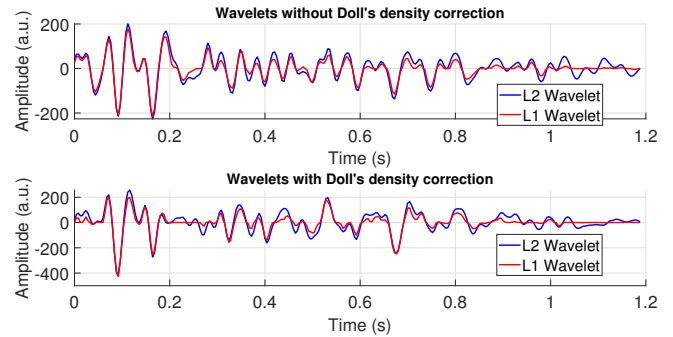


Figura 6: Comparação das estimativas das wavelets (Normas L1 e L2) sem e com a correção de densidade do fator geométrico de Doll (1949).

ser instável, visto que uma compensação na densidade só é necessária na região em que houve desmornamento (I. A. S. Macedo and de Sousa, 2020).

Resultados Esperados: Com a aplicação da correção de densidade através da Teoria do Fator Geométrico de Doll (1949), espera-se que a correlação entre os traços sísmicos sintético e real seja maior que a correlação entre estes sem a aplicação da Teoria do Fator Geométrico, ou seja, espera-se um aumento na qualidade do Well Tie após a aplicação da correção de densidade.

Foram testados vários valores para o valor máximo de G_{mud} até ser encontrado o valor final $G_{mud} = 0,35$ para esse caso. Estabelecendo um range de 0 até 0,35 para o G_{mud} , então o fator geométrico da formação G_b terá um range de 0,65 até 1. De acordo com Ellis and Singer (2007), 90% da resposta da ferramenta de densidade é influenciada pelos primeiros 4in de profundidade de investigação, o que significa que há uma forte sensibilidade da ferramenta para a zona próxima a parede do poço, devido a invasão da lama de perfuração. Por causa disso, é necessário adicionar um peso maior às zonas mais longes da parede do poço, onde o verdadeiro valor de densidade pode ser medido. Os pesos para o fator geométrico da formação (0,65 até 1) são sempre maiores que o pesos estabelecidos para o G_{mud} (0 até 0,35), o que configura uma compensação para a alta sensibilidade da ferramenta de densidade na região próxima a parede do poço. Ou seja, estabelecendo esses valores, garante-se que o perfil de densidade correto mantém sua consistência geológica.

Análise do well tie com as Normas L1 e L2 sem e com a correção de densidade

Well tie para Norma L1: Os gráficos da Figura 7 mostram os resultados do Well Tie para o CMP 809 dos dados do Viking Graben, sem e com a correção de densidade da Teoria do Fator Geométrico de Doll (1949) somente para o caso da Norma L1. O gráfico superior da Figura 7 ilustra a correlação entre os traços sísmicos real e sintético sem a correção de densidade, e pode-se ver uma correlação de 81,7%; enquanto o gráfico inferior da mesma figura ilustra a correlação entre os traços real e sintético com a correção de densidade, e uma correlação de 88,6%. Esses resultados indicam que a correlação melhorou após a correção de densidade, assim como o esperado.

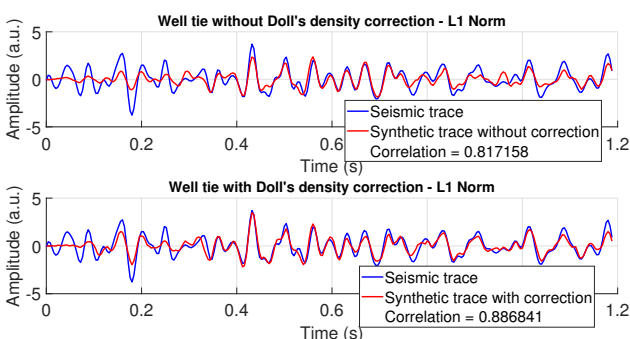


Figura 7: Well-to-seismic Tie usando estimativa da wavelet através da **Norma L1** e efeito no Well Tie devido a correção do perfil de densidade com o fator geométrico de Doll (1949).

Well tie para Norma L2: Os gráficos da Figura 8 mostram os resultados do Well Tie, sem e com a correção de densidade somente para o caso da **Norma L2**. Percebe-se que houve uma melhora nas correlações de 84,0% sem a correção de densidade para 91,5% com a correção. Assim como para o caso da Norma L1, aqui também houve uma melhora no well tie com a aplicação da Teoria do Fator Geométrico de Doll (1949). Vale ressaltar também que as correlações para a Norma L2 aumentam em relação a Norma L1, o que indica que a Norma L2 é superior a Norma L1 quando utilizada para estimar a wavelet aplicada no well tie.

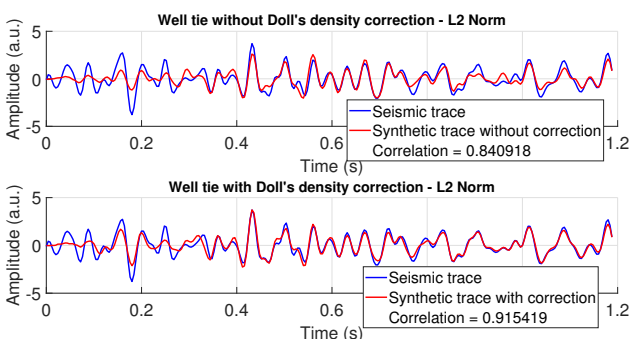


Figura 8: Well-to-seismic Tie usando estimativa da wavelet através da **Norma L2** e efeito no Well Tie devido a correção do perfil de densidade com o fator geométrico de Doll (1949).

Conclusões

Para casos em que há alargamento do poço, pode-se aplicar a Teoria do Fator Geométrico de Doll (1949) para corrigir o perfil de densidade e, assim, utilizar o perfil corrigido nos procedimentos do well tie. Com isso, é possível comparar a correlação entre os traços sísmicos real e sintético sem e com a correção de densidade, utilizando para isso, um conjunto de dados sísmicos do campo de *Viking Graben*, no Mar do Norte.

A wavelet sísmica foi estimada através de duas abordagens determinísticas (em que o traço sísmico e a refletividade são utilizadas): Norma L2 (Sacchi, 1997) e Regularização da Norma L1. Os resultados para a correção de densidade através do fator geométrico

mostraram que o well tie apresentou uma correlação maior que a correlação do well tie sem a correção de densidade, tanto para a Norma L1 quanto para a Norma L2. E também, observou-se que a Norma L2 é melhor do que a Norma L1 para estimar a wavelet, visto que o well tie gerado pela Norma L2 apresentou uma maior correlação.

Agradecimentos

The authors would like to thank CAPES, INCT-GP and CNPq from Brazil and the graduate program at Federal University of Pará for the financial support in this research.

Referências

- Doll, H. G., 1949, Introduction to induction logging and application to logging of wells drilled with oil base mud: *Journal of Petroleum Technology*, **1**, 148–162.
- Ellis, D. V., and J. M. Singer, 2007, *Well logging for earth scientists*, 2 ed.: Springer.
- I. A. S. Macedo, J. J. S. F., and M. C. de Sousa, 2020, Density log correction for borehole effects and its impact on well-to-seismic tie: Application on a north sea data set: *SEG*, **8**, 1–11.
- I. A. S. Macedo, C. B. Silva, J. J. S. F., and B. Omoboyac, 2017, Comparison between deterministic and statistical wavelet estimation methods through predictive deconvolution: Seismic to well tie example from the north sea: *Journal of Applied Geophysics*, 298–314.
- Keys, R. G., and D. J. Foster, 1998, Comparison of seismic inversion methods on a single real data set, open file publications: SEG.
- Macedo, I. A. S., 2019, On the well-to-seismic-tie analysis: effects of the borehole geometry and assumptions on wavelet estimation: PhD thesis, Universidade Federal do Pará.
- Madiba, G. B., and G. A. McMechan, 2003, Processing, inversion, and interpretation of a 2d seismic data set from the north viking graben, north sea: *Geophysics*, 837–848.
- Sacchi, M. D., 1997, Reweighting strategies in seismic deconvolution: *Geophysical Journal International*, 651–656.
- Simm, R., and M. Bacos, 2014, *Seismic amplitude: An interpreter's handbook*: Cambridge University Press.
- Velis, D. R., 2007, Stochastic sparse-spike deconvolution: *Geophysics*, **73**, R1–R9.
- White, R., and R. Simm, 2003, Tutorial: good practice in well ties: *Frist Break*, **21**.
- Yilmaz, O., 2000, *Seismic data analysis: processing, inversion, and interpretation of seismic data*: SEG Books.