



# Uma análise da amarração poço-sísmica automática utilizando Differential Evolution

Rafael da Costa Silva, Luiz Antonio Rozendo, Diego Furtado Silva – Universidade Federal de São Carlos

Marcelus Glaucus de Souza Araújo – Petróleo Brasileiro S.A.

Copyright 2022, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica.

Este texto foi preparado para a apresentação no IX Simpósio Brasileiro de Geofísica, Curitiba, 4 a 6 de outubro de 2022. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do IX 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

O processo de amarração poço-sísmica é etapa importante no contexto da interpretação sísmico-geológica, suportando a etapa subsequente de correlação estratigráfica, baseada em log de poços. Por esta atividade consumir deliberado tempo e ser propensa a erros de interpretação humana, diversos métodos de amarração automática ou semiautomática foram propostos. Neste trabalho, optou-se por verificar a capacidade da adoção da técnica de Differential Evolution (DE) para realizar o alinhamento entre as séries temporais representadas pelo sismograma sintético, em profundidade, e o traço sísmico, na altura do poço, em tempo. Para tanto, foram realizados experimentos em seis poços offshore de uma mesma bacia, cujos resultados foram avaliados segundo os critérios de qualidade (coeficiente de Pearson) e custo operacional (tempo de execução).

## Introdução

Realizar uma boa amarração poço-sísmica representa uma etapa crucial no suporte para as atividades de correlação estratigráfica de poços. Os vários métodos de amarração existentes, em geral, consiste num conjunto de regras empíricas e técnicas seguindo as boas práticas definidas por White & Simm (2003) e Newrick (2012).

A atividade de amarração comumente possui o seguinte conjunto de passos: a) estimar a *wavelet* que caracteriza o traço sísmico na região de interesse; b) construir o sismograma sintético através da convolução da *wavelet* estimada com a série de coeficientes de reflexão do poço (variação da impedância); c) efetuar o alinhamento do traço sintético na melhor localização estimada e; d) calcular da qualidade da amarração baseado no coeficiente de correlação de Pearson, medida de qualidade mais comumente utilizada neste contexto.

Visto que os métodos manuais de amarração poço-sísmica necessitam de várias etapas de interação e interpretação com demasiado consumo de tempo, torna-se difícil manter a reprodutibilidade dos resultados. Este conjunto de fatores propiciam à ocorrência de erros. Na tentativa de minimizar tais problemas, vários autores propuseram diferentes métodos automáticos ou semiautomáticos de amarração (Herrera & van der Baan, 2012; Cui & Margrave, 2015). Usualmente, esses métodos recorrem ao uso do algoritmo *Dynamic Time Warping* (DTW) e suas

variantes (Munoz & Hale, 2012; Wang et al., 2017). No contexto de amarração poço-sísmica, DTW é uma poderosa ferramenta capaz de realizar distorções de *stretch* e *squeezing* no sismograma sintético com alta precisão (Herrera & van der Baan, 2014).

Entretanto, tal abordagem tem como efeito colateral a ocorrência de alinhamento anômalos com velocidades resultante não realistas. Como forma paliativa aplicam-se restrições ao DTW, normalmente uma janela de Sakoe-Chiba, limitando a diferença no eixo do tempo entre pontos a serem amarrados (Herrera et al., 2014).

Neste trabalho foi analisado o método proposto por Gelpi et al. (2020), como ferramenta de amarração semiautomática de poços-sísmica. A abordagem do método baseia-se na utilização do algoritmo de otimização *Differential Evolution* (DE) que tem como premissa a busca de uma função de perturbação e o ângulo de rotação, capaz de alinhar os traços sísmicos, ao mesmo tempo que mantém um controle refinado da distorção aplicada no perfil da velocidade. Na condição de nossos experimentos o método apresenta um baixo desempenho, tal fato é relacionado a grande profundidade dos poço, diferente dos poços utilizados no originalmente.

## Metodologia/Problema Investigado

O método proposto por Gelpi et al. (2020) consiste em corrigir o perfil da velocidade e a fase da *wavelet* até que a correlação do sismograma correspondente atinja seu ponto máximo. Através da velocidade observada,  $v_{\text{obs}}(z_i), i = 1, \dots, N$ , derivada do perfil sônico, podemos obter a velocidade perturbada:

$$v_{\text{per}}(z_i) = v_{\text{obs}}(z_i) \times [1 + p(z_i)] \quad (1)$$

onde  $p(z)$  é a função de perturbação construída pelo interpolador *spline* cúbico monotônico aplicado a um número fixo de nós,  $M$ , sendo  $M \ll N$  de forma que  $-P \leq p(z) \leq P$ .  $P$  é um parâmetro definido pelo usuário e representa a distorção máxima permitida da velocidade. O DE visa otimizar, de forma iterativa, a amplitude de cada nó e estimar o ângulo de rotação da *wavelet*.

Para estimar o ângulo a cada iteração, aplica-se uma rotação constante na *wavelet* por meio da transformada de Hilbert:

$$w_{\text{rot}} = \cos(\theta)w_0 + \sin(\theta)Hw_0 \quad (2)$$

sendo  $\theta$  a rotação de fase desconhecida,  $w_0$  uma *wavelet* com zero fase, e  $H\{.\}$  a transformada de Hilbert.  $w_0$  pode

ser escolhida ad hoc ou estatisticamente estimada a partir de dados sísmicos adjacentes.

Portanto, o processo de amarração poço sísmica é reduzido a encontrar  $M$  valores dos nós da função de perturbação, no intervalo  $[-P, P]$ , e a fase  $\theta$  que maximiza o coeficiente de correlação entre o sismograma sintético e o sismograma observado. Para obter tais valores define-se a função custo do DE como:

$$J = 1 - \gamma \quad (3)$$

onde  $\gamma$ ,  $-1 \leq \gamma \leq 1$ , é o coeficiente de correlação de Pearson entre o sismograma sintético  $\hat{s} = (\hat{s}_1, \dots, \hat{s}_N)$  e o sismograma observado  $s = (s_1, \dots, s_N)$ . O passo a passo do método segue o seguinte fluxo:

1. Fixar o número de  $M$  nós a ser utilizado e as  $z$ -coordenadas correspondente.
2. Definir o intervalo de perturbação da velocidade  $[-P, P]$  para os nós e o intervalo de busca da fase  $\theta$ .
3. Para cada iteração do DE:
  - Perturbar o registro da velocidade (eq. 1).
  - Criar um novo registro de impedância no domínio da profundidade vertical.
  - Calcular e aplicar a curva tempo-profundidade.
  - Construir a série de reflectividade.
  - Rotacionar a *wavelet* (eq. 2).
  - Atualizar o sismograma sintético.
  - Calcular o coeficiente de correlação  $\gamma$ .
  - Avaliar a função custo (eq. 3).
  - Verificar critério de parada ou convergência.

#### Construção do traço sintético

Neste trabalho, foram utilizados seis poços de áreas diferentes dentro de uma mesma bacia. Os dados de poços são compostos pelos perfis sônico compressional, densidade e profundidade vertical. O perfil da velocidade foi derivado do perfil sônico compressional. Associado a cada poço temos o sismograma observado, acompanhado do tempo de trânsito duplo.

Os perfis sônico e de densidade foram pré-processados utilizando um filtro de mediana, para remoção de *spikes*, seguido de um filtro de média, ambos com janela de 51 amostras. O objetivo desta etapa é eliminar as alta frequência do sismograma sintético afim de que ele se aproxime do conteúdo de frequência do traço sísmico. Em todos os poços, o sismograma sintético foi construído utilizando a *wavelet* de Ricker com frequência de 25Hz, figura 1.

Após estimar o topo e base do poço manualmente, aplicou-se um *bulk shift* amarrando a primeira amostra do sismograma sintético ao topo estimado do traço sísmico. Isso possibilita que todo o processo de amarração seja desenvolvido utilizando somente o trecho do sintético onde o poço originalmente apresenta medições do perfil sônico.

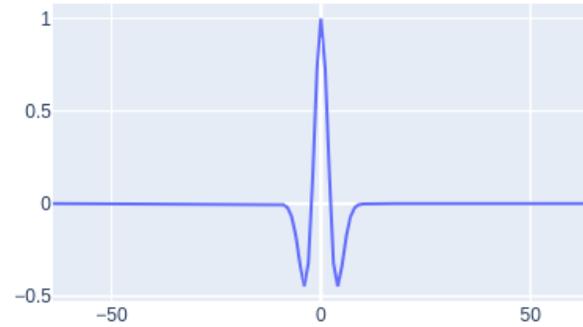


Figura 1 – Wavelet Ricker com frequência de 25Hz, utilizada na construção do sismograma sintético.

#### Resultados

Para verificar a viabilidade de se incorporar a metodologia apresentada por Gelpi et al. (2020) no fluxo de trabalho de especialista. Selecionou-se um conjunto de 6 poços, designados neste trabalho de  $\{ A, B, C, D, E, F \}$ . Para cada poço buscou-se encontrar os parâmetros que resultassem na máxima correlação entre as séries temporais e tempo de execução exequível para uso em produção.

A princípio, a priori, não é possível estimar qual o melhor parâmetro para cada poço. Assim, optou-se por testar diferentes combinações entre o vetor de números de nós,  $m = [3, 5, 7, 10, 15]$ , e intervalos de distorção da velocidade,  $p = [5\%, 10\%, 15\%, 20\%]$ , definidos empiricamente pela relação número de nós e tempo de execução.

Já no quesito rotação de fase, foram analisados cenários distintos, com e sem rotação. No primeiro cenário todo o processo foi executado sem a etapa de rotação da *wavelet* presente do fluxo de amarração. Nos testes em que foi realizada a rotação, estipulou-se intervalo de  $[-90^\circ, 90^\circ]$  como a rotação máxima permitida. Para todos os testes, definiu-se como critério de parada a convergência da função custo ou o número máximo de 1,000 gerações calculadas.

Na figura 2, podemos visualizar o coeficiente de correlação de todos os testes executados no poço A. Dentre todas as combinações testadas, a que apresentou o melhor desempenho utilizou 15 nós e uma perturbação de 20% da velocidade, resultando numa correlação 0.65, com rotação de  $-24^\circ$  da fase. Esta foi a correlação mais alta obtida dentre todos os poços, com tempo de execução de 19 minutos.

Pelas outras configurações, nota-se que, apesar de existir uma tendência linear e positiva em relação ao número de nós e intervalo de perturbação, não houve ganhos expressivos na correlação obtida a partir de sete nós com um intervalo de perturbação acima de 5%. Em contrapartida, a figura 3 nos mostra o crescimento exponencial no tempo de execução, limitando o número de nós a serem utilizados. Assim sendo, o ganho da correlação final do alinhamento não compensa o

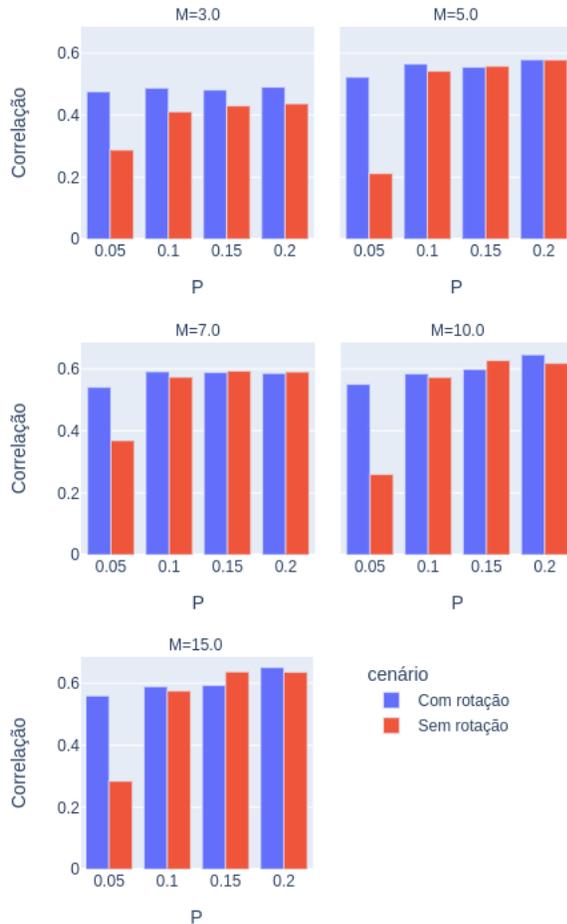


Figura 2 – Correlação obtida em todas as configurações testadas no poço A.

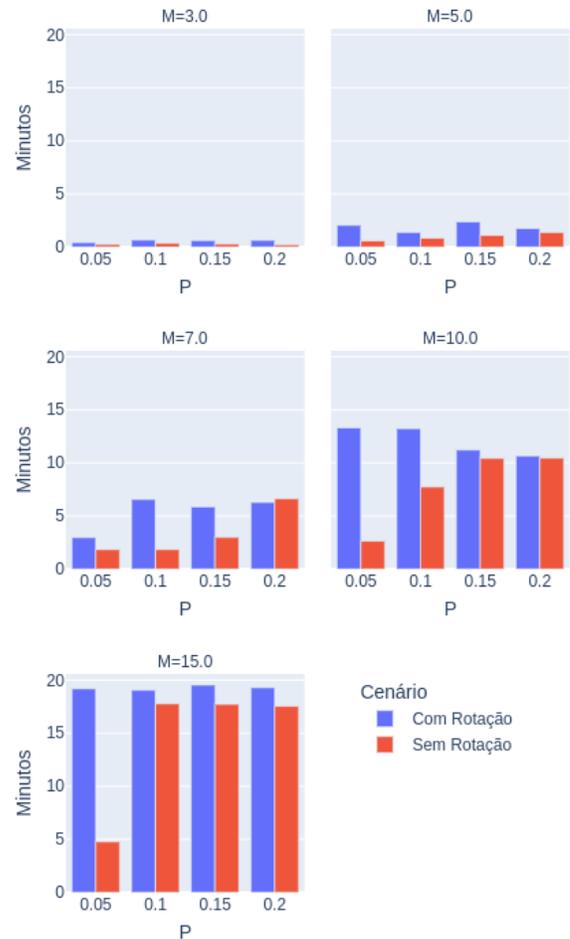


Figura 3 – Tempo de execução de todas as configurações testadas no poço A.

incremento do tempo de processamento.

Ao analisar o comportamento da fase nos testes com rotação, figura 4, verificamos a existência de uma região onde os resultados se concentram, com ângulos próximos a  $-50^\circ$ . Porém, principalmente nos resultados com 5, 7, e 10 nós, ocorre uma grande variação entre os ângulos encontrados.

Tratando-se do impacto da rotação de fase na correlação, 5 poços apresentaram resultados semelhantes ao visualizado no poço A, sem diferenças significativas na correlação com perturbações superiores a 10%. Apenas o poço C desenvolveu um comportamento diferente. A figura 5 detalha bem esta situação, em que praticamente não ocorreu um alinhamento nos testes sem uso de rotação de fase e com perturbação inferior a 20%. Isso indica que ao rotacionar a fase da *wavelet* o método se torna mais robusto.

Devido à impossibilidade de detalhar os resultados obtidos em cada poço, as execuções foram sumarizadas na tabela 1, que apresenta a média da correlação e do tempo de execução de cada poço. Os poços com menor tempo de execução também apresentaram a menor

média de correlação. Essa situação se mantém quando analisamos a melhor configuração encontrada para cada poço, apresentadas na tabela 2. Nota-se que, para os poços C e D, as melhores configurações foram aquelas em que não se utilizou a rotação de fase.

### Discussão e Conclusões

Nos testes realizados, buscou-se analisar a possibilidade de incluir o método como ferramenta de amarração automática no fluxo de trabalho de especialistas. As análises quantitativas a partir do coeficiente de Pearson demonstram que, em geral, o método não apresentou desempenho satisfatório. Além do mais, tem se como agravante o tempo elevado de processamento, principalmente em situações que seja necessário realizar a busca pela melhor configuração dos parâmetros do DE.

De toda maneira alguns resultados se destacaram. Os poços A, E e F obtiveram os melhores resultados, sendo que o poço A é aquele que possui uma região de topo e base melhor definida (enquanto nos demais utilizou-se

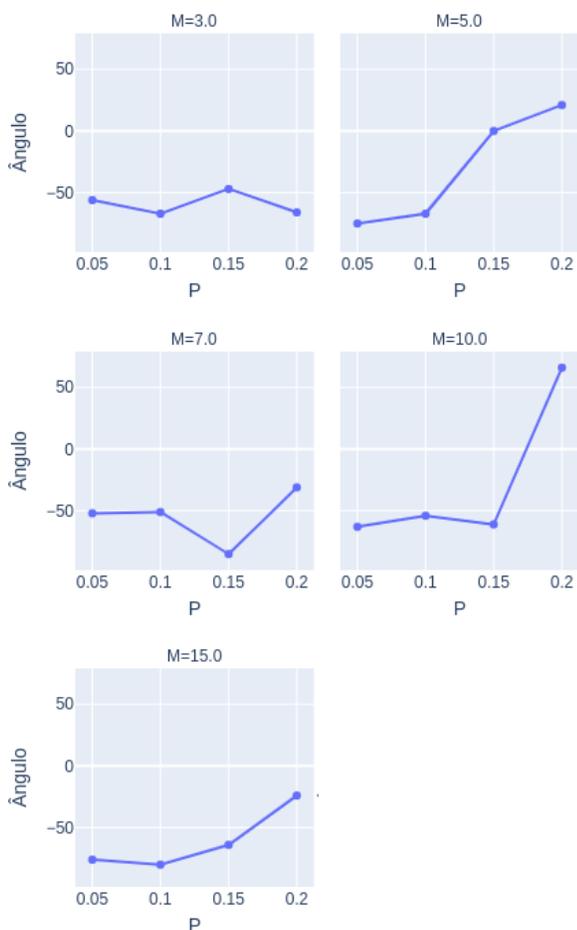


Figura 4 – Ângulo de rotação da wavelet obtida em todas as configurações testadas no poço A.

apenas uma região estimada). Os poços E e F são aqueles com os menores tamanhos de séries temporais, sendo um deles com tamanho mais próximo ao utilizado no trabalho de referência (Gelpi et al., 2020).

Na análise dos melhores resultados demonstra que a rotação de fase não representa diferença significativa na qualidade dos resultados. Portanto, caso o especialista já tenha estimado a fase da wavelet a priori não representará um problema para o método. Conforme demonstrado para o poço C, rotacionar a fase aumentou a robustez do método.

Realizar a amarração de poços através do método discutido neste trabalho tem como fator limitante o tamanho da série temporal a ser analisada. Quanto maior o tamanho da série maior a quantidade de nós para manter a proporção nós por número de amostras. Um número maior de nós implica numa maior capacidade de correção da velocidade. Em contrapartida, incrementará o tempo de execução para realização da tarefa, restringindo o potencial uso desta ferramenta.

Comparando os resultados deste estudo com o trabalho de Gelpi et al. (2020), verificamos que há discrepâncias

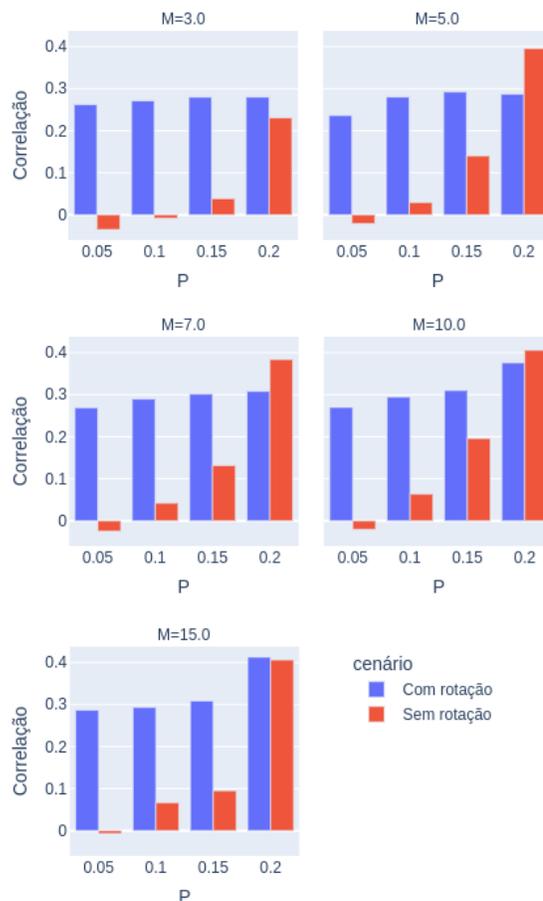


Figura 5 – Poço C - Correlação obtida em todas as configurações testadas.

Poço	Com Rotação		Sem Rotação	
	Correlação	Minutos	Correlação	Minutos
A	0.561	7.8	0.489	5.4
B	0.316	3.0	0.303	2.3
C	0.295	2.2	0.126	1.4
D	0.301	1.9	0.306	2.4
E	0.425	7.6	0.428	6.0
F	0.468	5.0	0.467	4.8

Tabela 1 – Média da correlação e tempo de execução obtidos em cada poço.

Poço	M	P	Correlação	Minutos	Fase
A	15	20%	0.651	19.3	-24º
B	15	20%	0.464	15.1	42º
C	15	20%	0.406	5.7	-
D	15	15%	0.382	9.9	-
E	10	20%	0.530	11.4	-59º
F	15	15%	0.578	18.0	36º

Tabela 2 – Melhor configuração encontrada em cada poço.

significativas nos resultados obtidos. Tais situações são atribuídas ao tamanho das séries analisadas. Experimentos realizados por nós demonstraram que séries menores tem maior velocidade de processamento e maior acuidade nos resultados. Esta linha de investigação é a continuidade desta atividade de pesquisa.

Considerando as perspectivas de melhorias de resultados, ainda acreditamos que este método de amarração automática ainda possui potencial de ser tornar uma ferramenta de trabalho. Principalmente quando olhamos a qualidade do sismograma sintética gerado e o efetivo controle da variação de velocidade, figura 7.

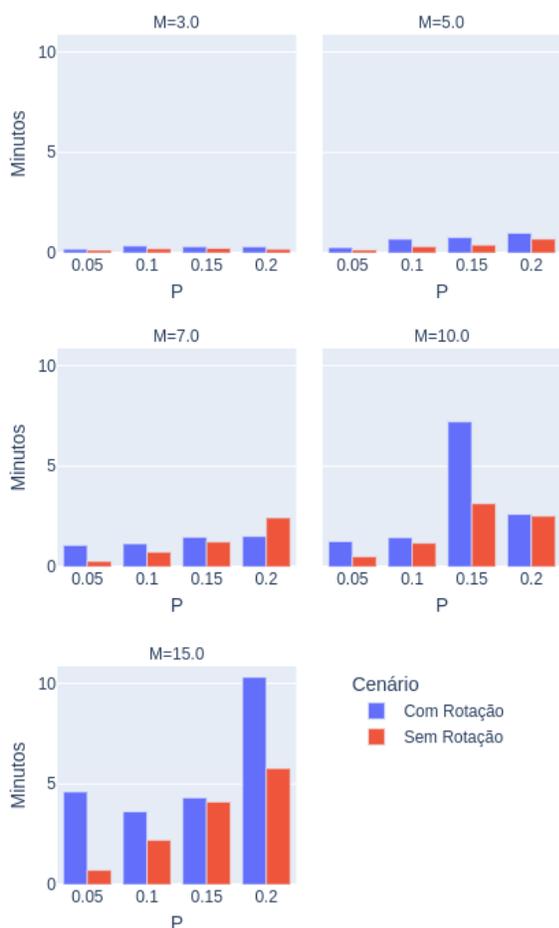


Figura 6 – Poço C - Tempo de execução de todas as configurações testadas.

### Agradecimentos

Esta pesquisa é fruto do termo de cooperação técnica firmado entre a Petrobras e a UFSCar denominado "Algoritmo DTW para correlação de feições geológicas", Nº 13994. Rafael Silva e Luiz Rozendo agradecem pela bolsa PIDICT. Nosso reconhecimento ao CENPES e a FAI.UFSCar pela gestão deste convênio e a gerência executiva de exploração da Petrobras por proporcionar

este desafio técnico.

### Referências

- Cui, T. & Margrave, G. F., 2015. Seismic-to-well ties by smooth dynamic time warping, CREWES Research Report, vol. 27.
- Gelji, G. R., Pérez, D. O. & Velis, D. R., 2020. Automatic well tying and wavelet phase estimation with no waveform stretching or squeezing, *Geophysics*, vol. 85(3): D83–D91.
- Herrera, R. H. & van der Baan, M., 2012. Automated seismic-to-well ties?, in: 74th EAGE Conference and Exhibition incorporating EUROPEC 2012, European Association of Geoscientists & Engineers, cp–293.
- Herrera, R. H. & van der Baan, M., 2014. A semiautomatic method to tie well logs to seismic data, *Geophysics*, vol. 79(3): V47–V54.
- Herrera, R. H., Fomel, S. & van der Baan, M., 2014. Automatic approaches for seismic to well tying, *Interpretation*, vol. 2(2): SD9–SD17.
- Munoz, A. & Hale, D., 2012. Automatically tying well logs to seismic data, CWP-725.
- Newrick, R., 2012. Well tie perfection, *Agile Libre Online*, vol. 52: 106–107.
- Wang, K., Lomask, J. & Segovia, F., 2017. Automatic, geologic layer-constrained well-seismic tie through blocked dynamic warping, *Interpretation*, vol. 5(3): SJ81–SJ90.
- White, R. & Simm, R., 2003. Tutorial: Good practice in well ties, *First break*, vol. 21(10).

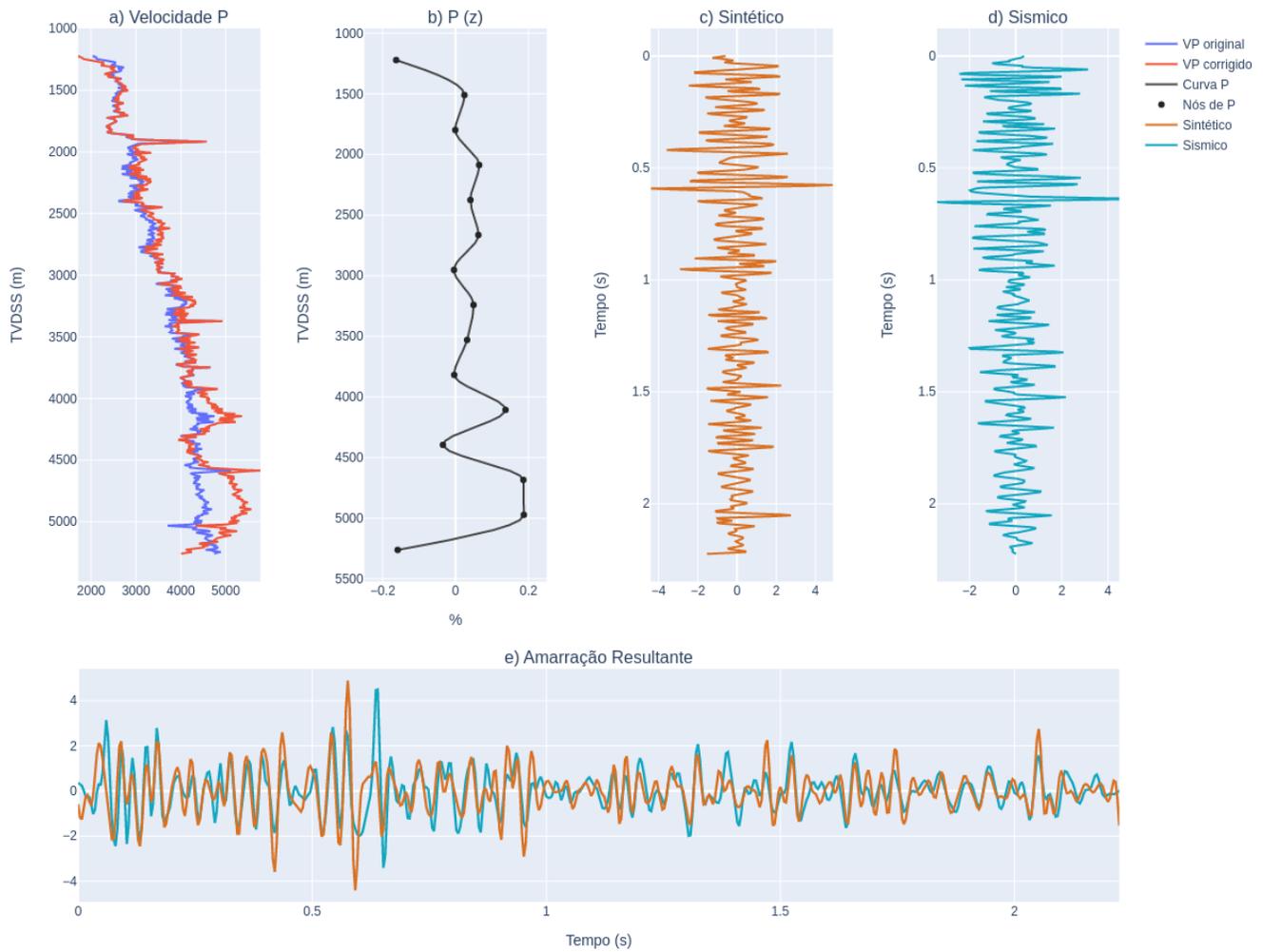


Figura 7 – Amarração do poço A utilizando DE.