

Modelagem de perfis geofísicos sintéticos para possibilitar a amarração sísmica-poço na Bacia do Recôncavo.

Ariadne Amaro Nicácio da Silva¹, Breno Figueiredo Bahia¹, Taíla Crístia Souza Sant'ana¹ e Michael Holz²

¹Graduação em Geofísica – UFBA, ²Professor adjunto – UFBA

Copyright 2015, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 3-6, 2015.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 14th 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

Geophysical profiles are used in the exploration and exploitation of hydrocarbons not only in quantifying physical properties of reservoirs, but also in the field of Seismic Interpretation. The sonic (DT) and density (RHOB) profiles, for example, are used in seismic/well calibration (Meireles, Pinto, Nery, 2012) and its absence is a problem for the interpreter, since it would be possible to produce synthetic seismograms from them. Older exploratory wells accompany this problem, because the profiling was performed only in ranges of interest. Already widespread in literature, some modeling methods can synthesize these properties. Empirical equations and statistical methods may be used in order to model the profiles of interest. This study aims to compare modeling carried out from empirical equations in the Recôncavo Basin wells, like the equation of Wyllie, and hereafter using statistical methods, to define the best way of synthesizing useful petrophysical properties for creating synthetic seismograms.

Introdução

A correlação sísmica-poço desempenha um papel muito importante na interpretação sísmica. Com esta, o intérprete adiciona certeza e confiabilidade ao seu trabalho. Entretanto, os passos realizados no processo de “amarração” entre o dado sísmico e os dados do poço podem ser turbulentos. A amarração entre sísmica e poço é realizada a partir da confecção de um sismograma sintético, produto da convolução de uma *wavelet* com a função refletividade.

Para se obter um sismograma sintético confiável, necessita-se da *wavelet* que mais se aproxime da assinatura da fonte e da função refletividade que represente a geologia em subsuperfície de maneira precisa. A obtenção da *wavelet* não é o foco deste trabalho. A função refletividade é baseada no contraste de impedância acústica das camadas, sendo a impedância acústica definida como o produto entre a velocidade da onda sonora na camada pela densidade da mesma.

A obtenção dos valores correspondentes a estas propriedades físicas é feita a partir dos perfis geofísicos de densidade (RHOB) e sônico (DT). Em condições ideais, os dois perfis básicos para a confecção do sismograma sintético seriam “corridos” em todo o poço, entretanto, especialmente para poços antigos, isto não

ocorre. Antigamente, apenas os intervalos de interesse eram perfilados, o que constitui um problema na amarração sísmica-poço.

De acordo com Bucheb e Rodrigues (1997), admite-se que uma curva de perfil pode ser considerada função de outras variáveis, ou seja, as outras curvas de perfis. Então, o objetivo é modelar densidades e tempos de trânsito em poços onde esses dados reais existem para que possam ser comparados e, após a comparação, expandir esses resultados para poços em que não haja esses dados.

Uma das formas de se alcançar este objetivo é a aplicação de equações empíricas. Uma delas, a equação de Gardner et al (1974), é largamente utilizada na tentativa de se obter as densidades das camadas a partir das velocidades de propagação das ondas sonoras nestas. A utilização indiscriminada das equações empíricas pode não ser eficiente, uma vez que cada uma delas é direcionada a uma certa região, onde o respectivo autor realizou o seu trabalho. Isto, infelizmente, adiciona erros à modelagem numérica baseada neste tipo de equações. Não apenas a equação proposta por Gardner et. al (1974) está susceptível a este fardo, já que todas as outras equações empíricas utilizadas neste trabalho baseiam-se em constantes, as quais se adaptam à região onde foi realizado o estudo do autor, mas não necessariamente à região do presente trabalho. As condições do poço e do reservatório também são extremamente importantes, tendo em vista que estas condições afetarão as medições das propriedades físicas que serão utilizadas nas equações empíricas. Logo, poços com boa integridade serão essenciais para uma melhor modelagem. Entretanto, a integridade do poço pode estar comprometida, a exemplo de desmoronamentos, e isto afeta medida de algumas propriedades.

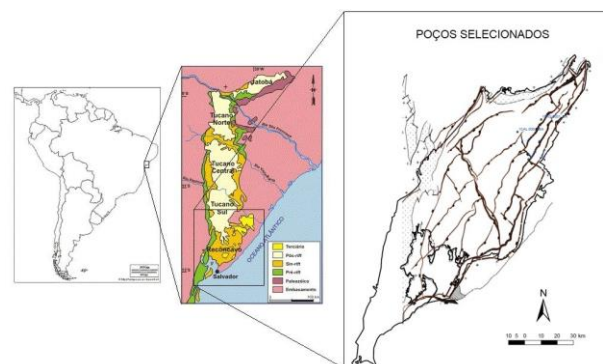


Figura 1 – Localização dos poços utilizados no trabalho, na Bacia do Recôncavo, nordeste do Brasil.

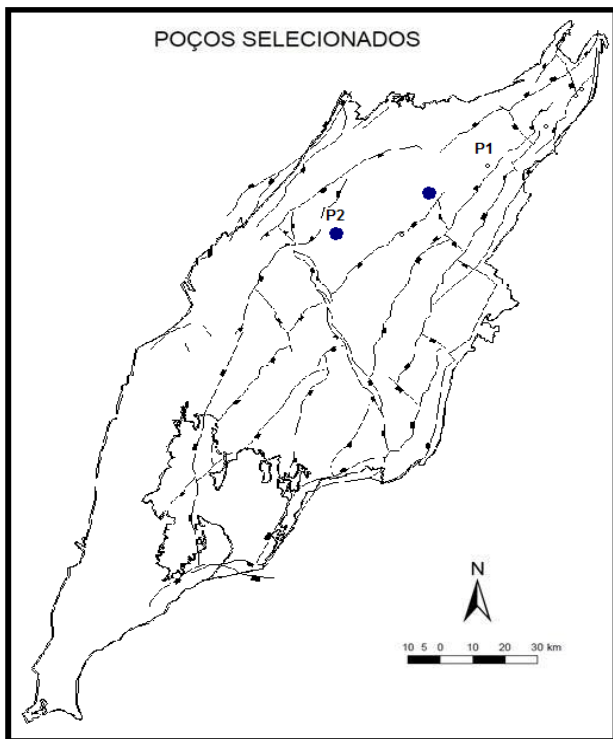


Figura 2 – Localização dos poços utilizados.

Metodologia

Como as medidas dos perfis geofísicos estão susceptíveis a variações devido às condições do poço, diferentes intervalos foram escolhidos para evidenciar a influência destas condições sob a modelagem. A presença da curva que traduz a integridade do poço (*Cáliper*) foi de crucial importância nesta fase da pesquisa. Procurou-se, também, a presença de outras curvas, como as de resistividade, *gamma-ray* e potencial espontâneo, as quais darão suporte às modelagens com base em equações empíricas e em métodos baseados em análise estatística.

A pesquisa está dividida em duas fases; a primeira refere-se à modelagem com base em equações empíricas bastante comuns na literatura, como as de Wyllie et. all (1956), Raymer et. all (1980), Smits (1968) e Gardner et. all (1974), cujas análises estão presentes neste trabalho. A segunda fase, por sua vez, faz referência à modelagem com métodos baseados em análise estatística, os quais já se mostraram muito promissores, como evidenciado nos trabalhos de Pinto (2011), Meireles (2011) e Santos (2010). Para realização do trabalho, foram escolhidos 6 poços da região nordeste e central da Bacia do Recôncavo, porém neste trabalho são abordados apenas 2, aos quais nos referimos como poço 1 e poço 2, mostrados na Figura 1. Perfis de tempo de trânsito e densidade foram modelados com as equações empíricas citadas anteriormente e os resultados foram comparados com as curvas originais. Nos poços 1 e 2 estão disponíveis as curvas de *Cáliper* (CAL), *Gamma Ray* (GR), *Indução profunda* (ILD), *Densidade* (RHOB) e *Sônico* (DT). Além destes, o poço 1 possui o perfil de porosidade NPHI.

Espera-se, para um caso ideal, que a modelagem de uma certa propriedade física, para um certo ponto, resulte no valor lido pela ferramenta, ainda que submetido a péssimas condições ambientais na perfilagem. Em função disto, o coeficiente de correlação linear (R^2) entre os valores modelados (sintéticos) e os valores originais da perfilagem deveria, no caso ideal, ser igual à unidade. A obtenção do coeficiente de correlação foi realizada no software **Microsoft Office Excel**®, a partir da linha de tendência entre os pontos citados.

O coeficiente de correlação indica qual equação obteve melhores resultados, mas, para uma melhor análise, os perfis sintético e original são dispostos de maneira similar ao que seria visto no poço, viabilizando a análise da forma das curvas. De maneira similar, deve-se analisar o efeito de desmoronamentos e estrangulamentos no poço. Para tanto, a curva *Cáliper* é posta lado a lado às curvas sintéticas e original, com o intuito de expor desvios e erros relacionados às condições do poço.

Para o caso do DT, modelos Tempo-Profundidade são gerados para cada curva modelada com o intuito de avaliar qual equação gerou resultados mais promissores.

Com a análise destes resultados será possível escolher qual equação é a mais adequada para modelagem dos perfis em questão.

Como já dito, as seguintes equações foram utilizadas:

1. Equação do tempo médio de Wyllie et all. (1956);
2. Equação de Raymer et all. (1980);
3. Equação de Gardner et all. (1974), e
4. Equação de Smits (1968).

As equações citadas acima relacionam as seguintes propriedades, respectivamente:

1. Porosidade com o tempo de trânsito das ondas compressoriais nas partes de um sistema – matriz mais poro ou o que está preenchendo-o.
2. Porosidade com o tempo de trânsito das ondas compressoriais nas partes de um sistema, já que é uma modificação da equação de Wyllie.
Os valores de tempo de trânsito e densidade utilizados para esses 2 casos foram aqueles mais empregados pela indústria: $\Delta t_{\text{fluido}} = 189 \mu\text{s/pé}$ e $\Delta t_{\text{matriz}} = 55,5 \mu\text{s/pé}$, $\rho_f = 1,0 \text{ g/cm}^3$ e $\rho_m = 2,65 \text{ g/cm}^3$.
3. A velocidade da onda P na rocha com a densidade.
4. Resistividade/condutividade com tempo de trânsito.

Após a modelagem a partir de equações empíricas foram executadas a modelagem a partir de métodos estatísticos, utilizando o software MATLAB®. Os métodos estatísticos de regressão são usados para modelar a variável dependente (estimada) a partir de variáveis

independentes (estimadoras), que são as demais curvas dos perfis.

Quando todos os resultados foram obtidos escolheu-se o que produziu melhores coeficiente de correlação (R^2) para extrapolar a curva (equação) que melhor se ajustou para todo o poço e assim possibilitar a geração de sismogramas sintéticos.

Resultados

Como os perfis de densidade e tempo de trânsito/velocidade são os que possuem maior correlação já que a velocidade de tempo de trânsito da onda P depende da densidade da rocha; serão utilizados apenas os perfis de densidade e tempo de trânsito. Poucos poços possuem o perfil de porosidade NPHI, que possui uma boa correlação com a velocidade de propagação, serão utilizados, então, os perfis de densidade RHOB para a modelagem da curva DT e vice-versa.

As equações empíricas utilizadas foram elaboradas para modelos específicos, então os resultados não serão os mesmos para o caso estudado nesse trabalho, como a equação do tempo médio de Wyllie et al. (1956) (1):

$$\Delta t = \Phi \cdot \Delta t_{fluido} + (1 - \Phi) \cdot \Delta t_{matriz} \quad (1)$$

Segundo Mavko et al. (2009), esta equação é utilizada para o caso de rochas isotrópicas, de mineralogia uniforme e 100% saturadas por água. Para rochas consolidadas com porosidade primária e intermediária, ou seja, para porosidades muito altas deve-se buscar outros modelos. Para essa equação podemos utilizar o perfil de porosidade NPHI, quando existir, e RHOB para obter os tempos de trânsito.

A equação de Raymer et al (1980) (2) possui as mesmas suposições e limitações da equação de Wyllie supondo sempre a porosidade <37%.

$$\Delta t = \left[\frac{\Phi}{\Delta t_{fluido}} + \frac{(1 - \Phi)^2}{\Delta t_{matriz}} \right] \quad (2)$$

É importante ressaltar que, apesar de a equação de Raymer ser uma modificação da equação de Wyllie, elas ainda são diferentes, então pode haver dados que se encaixem melhor com uma do que com a outra. Pode-se usar os mesmos perfis de porosidade citados acima.

$$\Delta t = \left[\frac{0,23}{\rho_b} \right]^4 \quad (3)$$

A equação de Gardner et al (1974) (3), segundo Mavko et al. (2009), expressa uma média para vários tipos de rocha, ou seja, o caso atual pode ajustar-se ora melhor ora pior para essa equação. É largamente utilizada na sísmica, e como relaciona a velocidade das ondas compressoriais com a densidade por razão inversa, pode ser usada para relacionar o tempo de trânsito das ondas compressoriais com a densidade. Pode-se utilizar o perfil de densidade RHOB para a modelagem do DT, como mostrado na equação (3), ou vice-versa.

$$\Delta t = 91 \cdot R_t^{-0,15} \quad (4)$$

A equação de Smits (1968) (4), por sua vez, propõe um modelo físico que descreve a sua equação, sendo assim, é específica para os dados do seu trabalho, podendo ou não se ajustar aos dados presentes. Para a aplicação, é necessário entrar com o valor da resistividade da formação, então pode-se usar o perfil de Indução Profunda (ILD).

A figura 3 mostra o perfil cáliper ao lado do perfil sônico original no intervalo estudado (1950m a 3330m) do poço 1. O perfil cáliper, que mede o diâmetro do poço, é usado como avaliador da integridade do poço ou qualidade da sua perfuração, portanto reflete diretamente nas qualidades das curvas dos perfis, isto é, em intervalos com desmoronamentos a medição de outros perfis não apresentam uma boa confiabilidade.

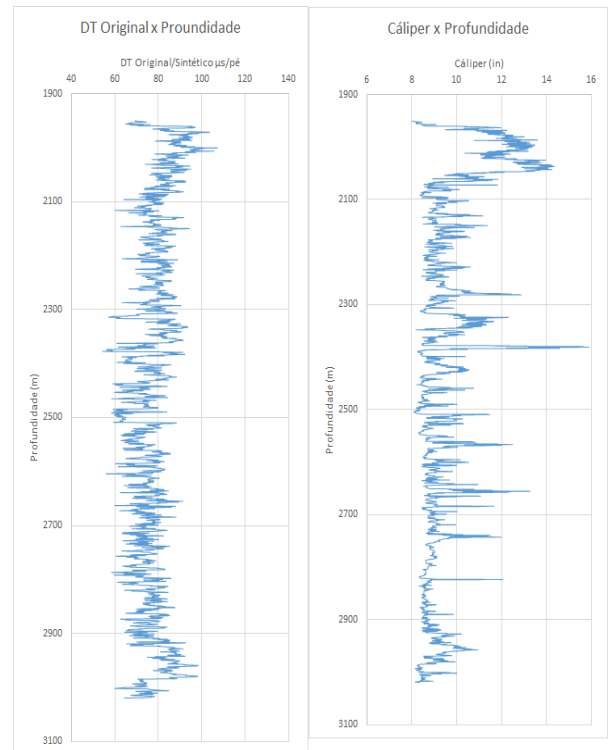


Figura 3 – Perfil Cáliper ao lado do sônico original no intervalo do poço 1.

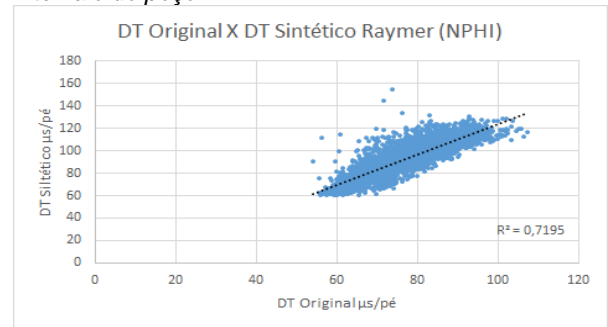


Figura 4 – Relação de dispersão entre os perfis sônicos original e sintético modelado a partir da equação de Raymer et al.(1980) utilizando NPHI para o poço 1.

Podemos observar na Figura 4 a relação de dispersão entre os perfis sônico original e o sônico sintético gerado a partir da equação de Raymer et al. (1980) para o poço 1. Entre as equações empíricas utilizadas para a modelagem das curvas de tempo de trânsito, a equação de Raymer et al. (1980) utilizando o perfil NPHI foi a que apresentou um melhor resultado. Foi obtido um coeficiente de correlação (R^2) de valor igual a 0,7195, que é considerado muito satisfatório; isso significa que os pontos das curvas desses dois perfis estão mais próximos e, portanto eles são mais semelhantes.

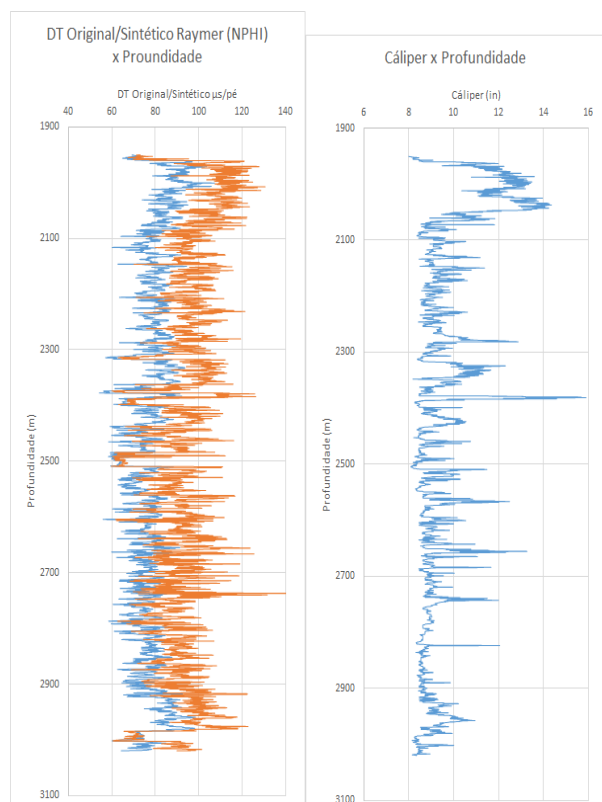


Figura 5 – Relação entre os perfis sônicos original e sintético modelado a partir da equação de Raymer et al. (1980) utilizando NPHI, ao lado do Cáliper, utilizando dados do poço 1.

Na figura 5 estão plotados os perfis sônicos original e sintético para o poço 1. Nos intervalos do perfil cáliper em que o poço se apresenta desmoronado, é possível observar que o tempo de trânsito atinge valores maiores, fato observado tanto na curva original quanto na curva sintética. Nota-se também que o pico presente no perfil cáliper por volta de 2400 m de profundidade, é refletido em ambos perfis sônicos. Conclui-se assim, que, apesar de os perfis não serem iguais, eles são correspondentes.

Outro modo de modelar esses novos perfis a partir de perfis existentes é a Modelagem Baseada em Análise Estatística que se baseia em métodos matemáticos de ajustes dos dados, o método utilizado na obtenção da equação de ajuste da regressão é o Método dos Mínimos Quadrados (MMQ). Segundo Bucheb e Rodrigues (1997) apud SSI (1997), dentre os métodos de ajuste mais utilizados nos pacotes de tratamento de dados, o método dos mínimos quadrados produz as melhores estimativas

da variável dependente calculada a partir de outra(s) variáveis. O emprego dos métodos de regressão citados acima é um procedimento de rotina em diversos segmentos da área de E&P da indústria do petróleo.

Utilizamos os métodos estatísticos de regressão para modelar a variável dependente tempo de trânsito a partir de variáveis independentes, isto é, modelamos o perfil sônico e de densidade a partir de outros perfis. Esse procedimento é semelhante ao proposto por Bucheb e Rodrigues (1997).

Os modelos utilizados são:

- O modelo linear univariável;
- O modelo linear multivariável;
- O modelo não-linear univariável e;
- O modelo não-linear multivariável.

As equações desses modelos seguem abaixo, respectivamente:

$$Y = a_1 \cdot X + a_2 \quad (5)$$

$$Y = a_0 + a_1 \cdot X_1 + a_2 \cdot X_2 + \dots + a_n \cdot X_n \quad (6)$$

$$Y = a_0 \cdot X_1^{a_1} \quad (7)$$

$$Y = a_0 \cdot X_1^{a_1} \cdot X_2^{a_2} \cdot \dots \cdot X_n^{a_n} \quad (8)$$

Sendo assim as equações (7) e (8) são solucionadas por linearização possibilitada pela função logaritmo ($\log(x)$), assim:

$$\begin{aligned} \log Y &= \log a_0 \cdot X_1^{a_1} \rightarrow \\ \log Y &= \log a_0 + a_1 \cdot \log X_1 \end{aligned} \quad (9)$$

Como os demais poços não possuem o perfil de porosidade NPHI, e, como dito anteriormente, os dados que melhores se relacionam, na ausência do NPHI, são RHOB e DT, serão utilizadas como variável apenas os dois, assim não foram utilizados os modelos multivariáveis (ambos), logo as equações utilizadas foram (5) e (7).

As figuras 7 e 8 mostram resultados da modelagem a partir do modelo linear univariável. Pode-se notar o mesmo comportamento em relação ao poço 1 sobre o perfil cáliper – em regiões desmoronadas os resultados possuem maior discrepância. Sobre o coeficiente de correlação (R^2) obtivemos mais uma vez um bom resultado (0,6279), tornando-o assim satisfatório – para o poço 2 o melhor resultado, em comparação as outras modelagens, foi através do modelo linear univariável, mostrado a seguir.

Foram elaboradas curvas de Tempo x Profundidade através dos perfis sônicos sintéticos gerados por todas as equações empíricas citadas anteriormente. A figura 9 ilustra as curvas Tempo x Profundidade original e sintética a partir da equação de Smits (1968) para o poço 1, sendo que esta última foi a que mais se aproximou da curva original.

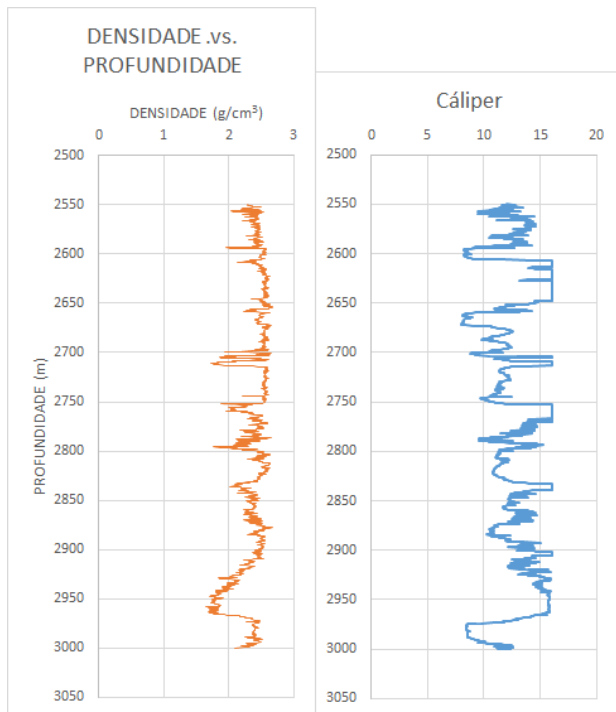


Figura 6 – Perfil Cáliper ao lado do densidade original no intervalo do poço 2.

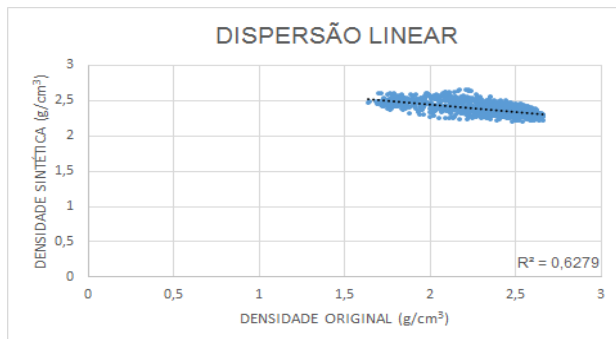


Figura 7 – Relação de dispersão entre os perfis densidade original e sintético gerado pelo modelo linear univariável para o poço 2.

Essas curvas foram elaboradas com o intuito de gerar sismogramas sintéticos e assim proporcionar aos poços que não contém as curvas necessárias, a geração dos mesmos.

Após a geração de alguns sismogramas sintéticos para possibilitar a amarração sísmica-poço, os dados foram carregados no software IHS KINGDOM®, percebeu-se que o próprio software integra uma conversão tempo-profundidade – que é o objetivo da curva que leva o mesmo nome – porém com resultados ligeiramente mais confiáveis, sendo assim foi comparando os resultados das conversões, foi escolhido manter a conversão do software.

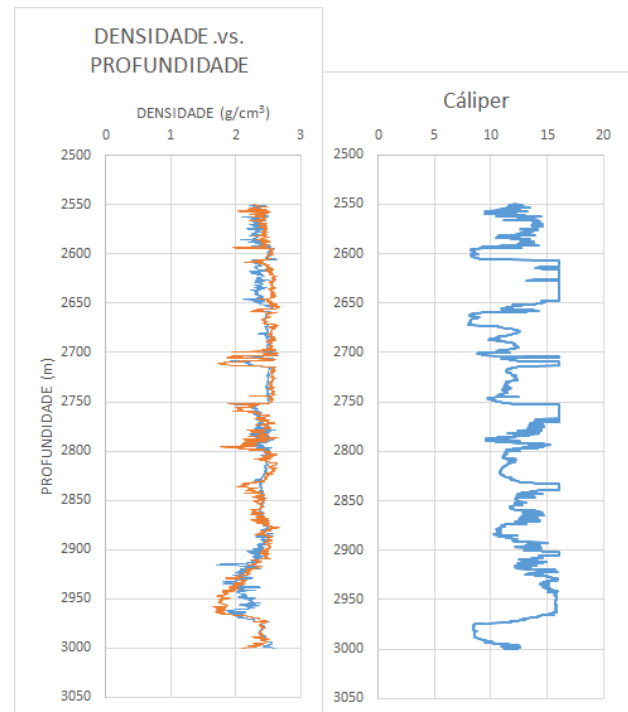


Figura 8 – Relação entre os perfis densidade original e sintético modelado a partir do modelo linear univariável para o poço 2.



Figura 9 – Curvas Tempo x Profundidade original e sintética a partir da equação de Smits (1968) para o poço 1.

Com esses dados, gerados através da modelagem, pode-se confeccionar o sismograma sintético que irá, por sua vez, possibilitar a amarração sísmica-poço. A figura 10, mostra o painel de correlação da amarração sísmica-poço no software previamente mencionado.

O coeficiente de correlação também é um fator de qualidade na amarração, e funciona do mesmo modo ($R^2 \in [0,1]$) e resultados superiores a 0,3 são considerados satisfatórios, para o poço 2 o resultado foi superior à 0,5. Com a linha sísmica e o perfil de poço previamente interpretados é feita a amarração através de um mesmo horizonte mapeado em ambos, mostrado na figura 11.

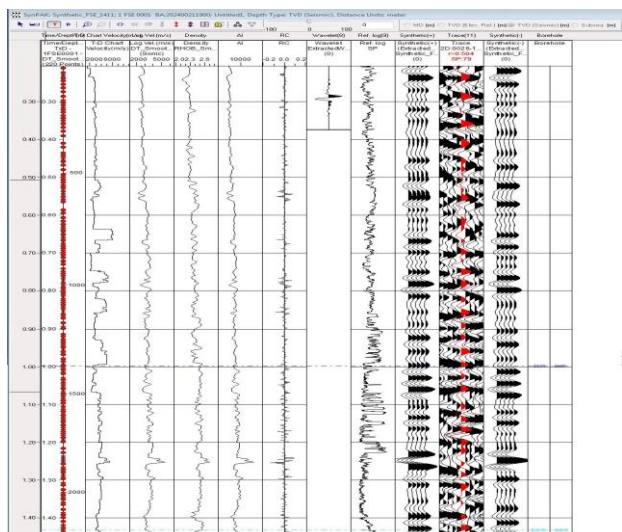


Figura 10 – Painel de correlação da amarração sísmica-poço no software IHS KINGDOM®.

Assim temos o resultado final que é o “poço” amarrado à linha sísmica, como mostra a figura 11.

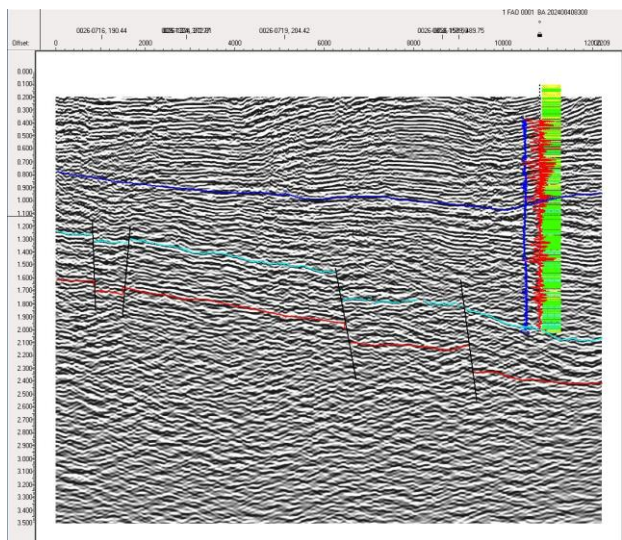


Figura 11 – Perfil de poço amarrado a linha sísmica, Poço 2.

Conclusões

A modelagem de perfis geofísicos, que é largamente utilizada na indústria de E&P, produz resultados muito satisfatórios e úteis para melhorar a interpretação sismoestratigráfica, dando maior confiabilidade ao trabalho do intérprete.

No caso dos dados da Bacia do Recôncavo que são dados antigos e que não possuem qualidade muito satisfatória é essencial no mapeamento de certos horizontes, já que no poço é claramente mais fácil identifica-los e na sísmica é quase que imperceptível. O objetivo é com a amarração possa-se identificar e, então, “extrapolar” os limites do horizonte na linha sísmica.

Os dados que foram previamente validados, comparados e então selecionados de forma que melhor se correlacionaram tornaram os resultados do trabalho altamente satisfatórios para a interpretação sismoestratigráfica.

É importante salientar que a modelagem de perfis geofísicos não produziu curvas idênticas as originais, mas foram escolhidas as que possuíam os melhores coeficientes de correlação e possuíam o mesmo comportamento ao longo do poço; é válido testá-la, podendo ou não obter resultados satisfatórios.

Agradecimentos

Os autores agradecem à GEOPARK pelo fornecimento dos dados, fomento à pesquisa e viabilização de confecção deste trabalho, ao INCT-GP/CNPQ e ao CPGG/UFBA pelo apoio para a realização deste trabalho e ao apoio do Professor Geraldo Girão Nery da UFBA. Também agradecem à Bruno Dultra pela ajuda no trabalho final.

Referências

Bomfim, G. M. C. (2011) Modelagem de tempos de trânsito sintéticos em poços do campo de Quiambina, Bacia do Recôncavo, Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA.

Bucheb, J. A. e Rodrigues, F. S. (1997) Aspectos práticos relativos ao procedimento de geração de curvas sintéticas de perfis por meio de regressão, Boletim de Geociências da Petrobras, 11:33-47.

Gardner, G. H. F.; Gardner, L. W. e Gregory, A. R. (1974) Formation velocity and density; the diagnostic basics for stratigraphic traps., Geophysics, 39:770{780.

Mavko, G.; Mukerji, T. e Dvorkin, J. (2009) The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media, Cambridge University Press, 2o edic..

Nery, G. G. (2009) Perfilagem geofísica de poços, In: Hidrogeologia - Conceitos e Aplicações, cap. 6.2, CPRM, 3ª edic..

Pinto, R. F. (2011) Modelagem de tempos de trânsito sintéticos em poços do campo de Bela Vista, Bacia do Recôncavo, Trabalho de Graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA.

Raymer, L. L.; Hunt, E. R. e Gardner, J. S. (1980) An improved sonic transit time-to-porosity transform, Trans. Soc. Prof. Well Log Analysts, 21st Annual Logging Symposium.

Santos, R. A. (2010) Interpretação e modelagem de perfis geofísicos de poço em campos marginais, Trabalho de graduação, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA.

Wyllie, M. R. J.; Gregory, A. R. e Gardner, L. W. (1956) Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media, Geophysics, 21(1):41{70}.