



Resultados da utilização da inversão elástica sísmica na caracterização de reservatórios na Bacia de Campos

Francisco Joclean Alves Vanzeler*¹, Bruno Moreira Chaves¹, Nier Maciel da Silva Ribeiro Junior¹, Rosenberg Garcia Lima¹, Caio Jean Mato Grosso¹, Hugo Mathias Obermuller Carvalho da Silva¹, Fabricio Boaventura Rachid Nascimento¹, Ruan Giacomini Couto¹ e Wilson Lisboa Ramos Filho¹, ¹Petrobras

Copyright 2023, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 18th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 16-19 October 2023.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 18th 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.

Resumo

Este trabalho relata a implementação e a utilização da inversão elástica isotrópica controlada pela refletividade sísmica em ângulos abaixo do ângulo crítico. A refletividade da onda sísmica compressional, R_{pp} , é controlada pela impedância acústica, IP, pela impedância cisalhante, IS e pela densidade, representados pelos cubos sísmicos PP empilhados por ângulos tanto para o caso da aquisição sísmica adquirida feita por cabos rebocados quanto para a aquisição sísmica em fundo oceânico. A refletividade da onda sísmica cisalhante convertida, R_{ps} , é controlada pela impedância cisalhante, IS e pela densidade, representados pelos cubos sísmicos PS empilhados por ângulos para a aquisição sísmica em fundo oceânico. A inversão elástica foi feita usando algoritmo de otimização global que minimiza uma função objetiva que inclui o dado sísmico observado e o dado sísmico modelado, e inclui também termos que visam restrições para estabilidade e convergência da inversão. Foram estimados os parâmetros elásticos IP, IS, razão de Poisson, razão VP/VS, densidade e fator de fluido IP-IS. Os exemplos estudados neste trabalho foram: 1- Inversão elástica 4D no reservatório arenítico Oligoceno, usando sísmica PP 2010-2020 adquiridas por cabo rebocado. 2- Inversão elástica no reservatório arenítico Oligomioceno usando sísmica PP adquirida por cabo rebocado. 3- Inversão elástica simultânea PS, usando sísmica adquirida por cabo de fundo, no arenito Santoniano. 4- Inversão elástica em carbonatos do Albiano usando sísmica adquirida por cabo rebocado. 5- Inversão elástica 4D 2005-2012-2022 em reservatório arenítico Maastrichtiano usando sísmica PP adquirida por cabo rebocado. Os produtos da inversão foram cruciais para os estudos no reservatório arenítico Oligoceno cujos resultados da inversão 4D modificaram a posição de um poço para a posição com óleo, confirmado posteriormente pelo poço, e para a modificação da posição de um poço no reservatório Oligomioceno onde uma melhor zona de óleo foi indicada pelo parâmetro fator de fluido e depois confirmado pelo poço. Também, a utilização da impedância cisalhante gerada da sísmica

PS caracterizou melhor o arenito Santoniano do que a impedância acústica derivado da sísmica PP. Outros casos ainda para serem confirmados pelos poços foram mudança da posição da locação no reservatório carbonático Albiano, e a utilização da Impedância cisalhante para estimar a pressão de poros visando estimar as pressões máximas e mínimas na perfuração poços, zonas de confinamento de pressões no reservatório arenítico Maastrichtiano.

Abstract

This paper reports the implementation and use of isotropic elastic inversion controlled by seismic reflectivity at angles below the critical angle. The reflectivity of the compressional seismic wave, R_{pp} , is controlled by acoustic impedance, IP, shear impedance, IS and density, represented by PP seismic cubes stacked by angles both for the case of acquired seismic acquisition made by towed cables and for seismic acquisition on the ocean floor. The reflectivity of the converted shear seismic wave, R_{ps} , is controlled by shear impedance, IS and density, represented by the PS seismic cubes stacked by angles for the seismic acquisition on the ocean floor. The elastic inversion was done using a global optimization algorithm that minimizes an objective function that includes the observed seismic data and the modeled seismic data, and also includes terms that aim at constraints for stability and convergence of the inversion. The elastic parameters IP, IS, Poisson ratio, VP/VS ratio, density and fluid factor IP-IS were estimated. The examples studied in this work were: 1- 4D elastic Inversion in oligocene sandstone reservoir, using seismic PP 2010-2020 acquired by towed cable. 2- elastic inversion in Oligomiocene sandstone reservoir, using PP seismic acquired by towed cable. 3- Simultaneous elastic inversion PS, using seismic acquired by bottom cable, in Santonian sandstone. 4- elastic inversion in Albian carbonates using seismic acquired by towed cable. 5- 4D elastic Inversion 2005-2012-2022 using seismic PP acquired by towed cable. The products of the inversion were crucial for the studies in Oligocene reservoir, whose results of the 4D inversion modified the position of a well to the position with oil, later confirmed by the well, and for the modification of the position of a well in Oligomiocene reservoir, where a better oil zone was indicated by the fluid factor parameter and then confirmed by the well. Also, the use of the shear impedance generated from the PS seismic better characterized the Santonian sandstone than the acoustic impedance derived from the seismic PP. Other cases to be confirmed by the wells were

change of the position of the location in Albian carbonate reservoir, and the use of the Shear Impedance to estimate the pore pressure in order to estimate the maximum and minimum pressures in the drilling wells, zones of confinement of pressures in Maastrichtian sandstone reservoir.

Introdução

A inversão elástica simultânea em volumes sísmicos empilhados por ângulos estima as impedâncias acústicas (IP), as impedâncias cisalhantes (IS) e as densidades, partindo da reflexão da onda PP e da reflexão da onda PS contidas nos volumes sísmicos. A inversão elástica para estimar os parâmetros elásticos contido nas variações dos coeficientes de reflexão com o ângulo de incidência que estão relacionados com as propriedades elásticas e com a litologia, poros e fluidos. Os algoritmos de inversão elástica buscam a otimização para encontrar um mínimo global de uma função objetiva que resulta da diferença entre o dado sísmico observado e o dado sísmico sintético. Durante as iterações da inversão o modelo inicial é alterado e o dado sintético é calculado e comparado com o dado sísmico observado. Para aumentar a estabilidade da inversão, restrições são impostas no algoritmo como o modelo de baixa frequência, continuidade lateral e a refletividade máxima prevista. O método de inversão elástica utilizado neste trabalho foi o simulated annealing que se baseia na aproximação de Monte-Carlo na busca um mínimo global na função objetiva cuja vantagem é a convergência independente da complexidade da função objetiva. Esta técnica é análoga ao processo natural de resfriamento e cristalização, em que a energia inicial é a função objetiva para o modelo inicial, $f(m_0)$. Um novo modelo na iteração seguinte gera uma nova função objetiva $f(m_n)$ que é comparada com a função objetiva anterior. Se a função objetiva $f(m_n)$ é menor do que a função objetiva anterior $f(m_0)$, o novo modelo é aceito incondicionalmente. Caso contrário, o novo modelo é aceito de acordo com a probabilidade $p = \exp[-(f(m_n) - f(m_0))/T]$, onde T é um parâmetro de controle chamado de temperatura de acordo com o critério Metrópolis. O parâmetro T vai diminuindo até quando a função objetiva $f(m_n)$ não muda, o que implica que foi atingido o mínimo global.

A função objetiva é de norma quadrática L_2 entre a sísmica observada e a sísmica modelada em offset-ângulo. Para calcular a função objetiva precisamos calcular a sísmica sintética, feito pelo modelo convolucional entre a função refletividade com uma wavelet extraída do dado sísmico, assumindo a propagação de onda plana.

Para confinar ou restringir a busca, foi adicionado o modelo a priori dos parâmetros elásticos para guiar a solução na direção das tendências das baixas frequências. Também, o modelo de baixa frequência dá unicidade para a solução da inversão pelo fato de o dado sísmico observado não possuir baixas frequências.

São abordados a implementação da inversão elástica em dados sísmicos PP adquirido por cabo rebocado e em dados sísmicos multicomponente PP e PS adquiridos por

cabos em fundo, imageados com migração pre-empilhada em profundidade e empilhados por ângulos. O conteúdo espectral de um dado sísmico é limitado, tanto nas baixas frequências (0-10HZ) quanto nas altas frequências (acima de 100 HZ). Os coeficientes de reflexão PP e PS contêm informações do meio geológico sobre a velocidade de propagação das ondas compressoriais e das ondas cisalhantes, e da densidade para o caso isotrópico. A inversão elástica se baseia na aproximação da linearização das reflexões PP e PS para baixos ângulos de incidência. Os coeficientes de reflexão PP e PS são uma propriedade da interface geológica associada ao contraste elástico entre as rochas adjacentes e mudanças na amplitude com o ângulo de incidência indicam o tipo de interface. A inversão elástica resgata dos volumes sísmicos empilhados por ângulo as propriedades elásticas das rochas a partir das reflexões nas interfaces, cujas relações com a petrofísica permite estimar as estratigrafias, as litologias e suas continuidades, as porosidades, os fluidos contidos etc.

As altas frequências dos dados sísmicos são combinadas com as baixas frequências estimadas de informações de perfis de poços e extrapolados no volume por horizontes litológicos mapeados no volume sísmico.

A inversão elástica estimou os parâmetros elásticos principais IP, IS e densidade, que combinados geraram a razão de Poisson, a razão VP/VS e o fator de fluido IP-IS, usados para estudos interpretativos, variações 4D e identificação de fluidos, identificação litológica, e otimização de locações de poços e custos de produção.

Implementação da Inversão Elástica

Foram realizadas as inversões elásticas sísmicas para os seguintes reservatórios:

1 – Reservatório arenítico Oligoceno - Inversão elástica 4D 2010 e 2020 em sísmica PP estaqueada nos ângulos 0-12, 10-22, 20-32, 30-40.

2 – Reservatório arenítico Oligomioceno – Inversão elástica usando sísmica PP estaqueada nos ângulos 2-13, 10-21, 18-29, 26-31.

3 - Arenito Santoniano – Inversão elástica usando sísmica PP estaqueada nos ângulos 0-15, 12-23, 20-31, 28-39, 39-50. Também foram usados sísmica PS estaqueada por ângulos 7-17, 15-25, 23-33, 33-50.

4 - Reservatório Carbonático Albiano – Inversão elástica usando sísmica PP estaqueada por ângulos 3-12, 12-23, 21-32, 30-40.

5 - Reservatório arenítico Maastrichtiano - Inversão elástica 4D 2005, 2012 e 2020 usando sísmica PP estaqueada nos ângulos 0-9, 9-18, 18-27, 27-36.

A relação tempo-profundidade para cada poço dos reservatórios estudados foram fornecidas pelo intérprete dos reservatórios, e a partir desta calibração inicial nos poços, as wavelets foram estimadas e uma wavelets média para os poços foi calculada para os poços. Mostramos a seguir um caso de extração de wavelets em

um poço para a sísmica PP de cabo rebocado, cuja refletividade pode ser simplificada pela equação:

$$R_{pp}(\theta) = R_{pp}(0) + G_{pp}\sin^2(\theta) \quad (1)$$

Onde R_{pp} e G_{pp} são escritos abaixo como:

$$R_{pp}(0) = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (2)$$

$$G_{pp} = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (3)$$

E exemplificamos também o caso de extração de wavelets para a sísmica PS de cabo de fundo oceânico empilhada por ângulo, cuja refletividade pode ser simplificada pela equação:

$$R_{ps}(\theta) = G_{ps}\sin(\theta) \quad (4)$$

Onde G_{ps} está escrito abaixo como:

$$G_{ps} = -2 \frac{V_s}{V_p} \frac{\Delta V_s}{V_s} - \frac{2V_s + V_p}{2V_p} \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (5)$$

A sequência abaixo mostra as wavelets extraída da sísmica PP no reservatório arenítico Maastrichtiano empilhada por ângulos no poço Poço1 usando a técnica dos mínimos quadrados entre a função refletividade R_{pp} convolvida com a wavelet incógnita e o dado sísmico em torno do poço.

As figuras **Fig1**, **Fig2**, **Fig3** e **Fig4** apresentam a calibração e a extração da wavelet para o poço arbitrário P1 para os volumes sísmicos PP adquirido por cabo na superfície do mar e empilhado nos ângulos 0-9, 9-18, 18-27 e 27-36 graus.

A sequência abaixo mostra as wavelets extraída da sísmica PS no intervalo do arenito Santoniano, empilhada por ângulos no poço arbitrário Poço2 usando a técnica dos mínimos quadrados entre a função refletividade R_{ps} convolvida com a wavelet incógnita e o dado sísmico em torno do poço.

As figuras **Fig5**, **Fig6**, **Fig7** e **Fig8** apresentam a calibração e a extração da wavelet para o poço arbitrário P2 para os volumes sísmicos PS adquirido por cabo de fundo do mar e empilhado nos ângulos 7-17, 15-25, 23-33 e 33-50 graus.

Após o processo de calibração para cada poço e para cada volume sísmico, wavelets extraídas nos poços foram combinadas em uma wavelet média para aproximar a uma wavelet de fase zero e evitar deslocamentos.

A função objetiva precisa de um modelo inicial para construir a sísmica sintética e para fornecer as baixas frequências não presentes na sísmica. O modelo inicial de baixa frequência, calculado de informações de perfis

de poços e extrapolados no volume por horizontes litológicos mapeados no volume sísmico. Foram criados modelos de baixa frequência entre 0-12 Hz para a impedância P, razão V_p/V_s e densidade. Na inversão AVO o modelo de baixa é atualizado a cada iteração da inversão até que o resíduo entre a sísmica sintética e a sísmica real seja aceitável.

As figuras **Fig9**, **Fig10** e **Fig11** a seguir apresentam respectivamente o modelo inicial para IP, VP/VS e densidade em torno do poço P1 com frequência máxima de 12 HZ.

O software usado para inversão minimiza a seguinte função objetiva quadrática:

$$f = f(S/N) \sum [S_i - d_i]^2 + f(1/\alpha) \sum C_i [Z_i - Z_{i\pm 1}]^2 + f(\beta) \sum [Z_i - Z_{prior}]^2 + R_t[\text{reflectors}] \quad (6)$$

Onde $f(S/N)$ é o peso da razão sinal ruído, S_i é a sísmica sintética, d_i é a sísmica observada, $f(1/\alpha)$ é o fator que penaliza variações laterais entre o modelo atual e o modelo atualizado, C_i é a continuidade na amostra, Z_i é a impedância na amostra, Z_{i-1} é a impedância na vizinhança, $f(1/\beta)$ é o fator que indica o quanto o modelo a priori e o resultado da inversão, R_t é o fator que limita refletores significantes e reflectors é o número de refletores significantes.

A inversão elástica utilizou em cada estudo os cubos sísmicos empilhados por ângulo e suas respectivas wavelets médias, considerando que o processo de inversão rejeita as frequências mais altas do que a banda contida nas wavelets. Também foram usados o modelo inicial da impedância P, o modelo inicial da razão VP/VS, o modelo inicial da impedância S, e o modelo inicial da densidade. Antes da execução final, foram feitos testes dos parâmetros da função objetiva como a relação sinal-ruído, a continuidade vertical e lateral em torno de um sub-volume em torno dos poços, visando confiança e precisão nos resultados da inversão. Após a execução na área total, os resultados foram comparados com os valores perfilados nos poços (no mesmo intervalo de amostragem da sísmica), para comprovar a convergência da inversão elástica onde foram feitas medidas perfiladas. Nas imagens das figuras seguintes **Fig12**, **Fig13**, **Fig14**, **Fig15**, **Fig16** e **Fig17**, mostramos o controle de qualidade dos resultados da inversão elástica comparado aos valores perfilados nos poços.

Aplicação dos resultados da inversão e discussão

Os produtos da inversão foram cruciais para os estudos dos seguintes reservatórios:

1- Caso 4D 2010-2020 do Reservatório arenítico Oligoceno – A diferença entre a impedância P 2020 e a impedância P 2010 mostrou o óleo não produzido, modificando a posição de um poço produtor e confirmado

posteriormente pela perfuração, mostrado nas figuras **Fig18**, **Fig19** e **Fig20**.

2- Caso do fator de fluido no Reservatório arenítico Oligomioceno – A diferença entre a impedância P e a impedância S (fator de fluido) foi usada como um indicador de óleo e que serviu para a indicar da posição de um novo poço no reservatório Oligomioceno que substituiu um outro poço que atingiu uma zona de água. O novo poço confirmou a zona de óleo prevista, mostrado na figura **Fig21**.

3- Caso PPPS no Arenito Santoniano - A utilização da impedância S gerada da sísmica PS caracterizou melhor o arenito Santoniano do que o interpretado no volume de impedância acústica derivado da sísmica PP, mostrado na figura **Fig22**.

4- Caso Reservatório Carbonático Albiano – A impedância P gerada com a inversão AVO a partir de um dado sísmico reprocessado com PSDM fez aparecer uma zona melhor do reservatório, implicando na mudança da posição do poço (figura **Fig23**), ainda para ser confirmado pela perfuração.

5- Caso 4D do Reservatório arenítico Maastrichtiano - a utilização da Impedância cisalhante para estimar a variação de pressão de poros visando estimar as pressões máximas e mínimas na perfuração poços, e para definir zonas de confinamento de pressões no reservatório. As figuras **Fig24** e **Fig25** mostram as variações 4D e da pressão de poro no reservatório Maastrichtiano respectivamente.

Conclusions

Os estudos de caso da inversão elástica apresentados neste trabalho confirmam a importância da utilização da caracterização de reservatórios pelo fato de que a extração dos atributos elásticos da resposta sísmica (coeficientes de reflexão) possui uma relação com as propriedades das rochas e dos reservatórios, complementando a propriedades de interface do dado sísmico e ajudando o entendimento das heterogeneidades laterais. A reprodução das anomalias de time-lapse apresentado no dado sísmico e nos atributos elásticos baseado nas diferenças, permitiu observar a movimentação dos fluidos e a localização de regiões de produção. Também, a utilização da impedância S derivado da inversão elástica com dado sísmico PS para mapeamento de uma interface menos visível na impedância P, indicou a complementariedade dos atributos elásticos gerados da onda PS para caracterização de reservatórios.

Agradecimentos

A Petrobras utilização dos dados e pela liberação para publicação externa.

References

Ma, Xin-Quan, 2002, Simultaneous inversion of prestack seismic data for rock properties using simulated annealing: *Geophysics*, 67, 1877-1885.

Goodway, B., 2002, Elastic-wave AVO methods: *CSEG Geophysics* 2002, 1-4

Anexos

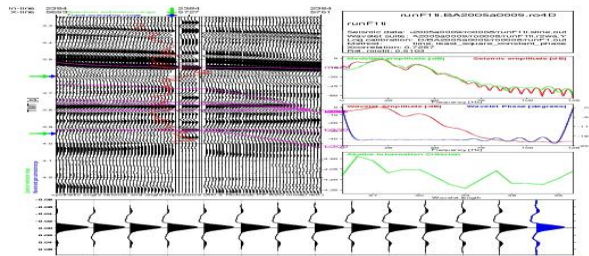


Fig1: Calibração e extração da wavelet no poço P1 e sísmica PP0-9. As setas verdes à esquerda indica o intervalo da extração, a seta verde acima indica a sísmica sintética no poço comparada com a sísmica real e a wavelet azul é a ótima.

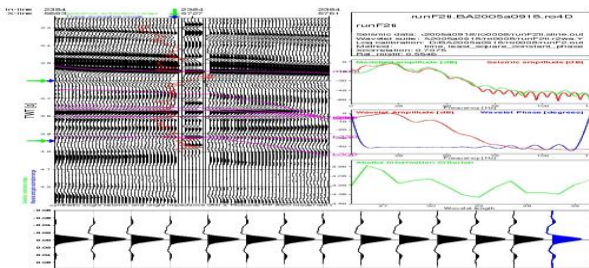


Fig2: Calibração e extração da wavelet no poço P1 e sísmica PP9-18. As setas verdes à esquerda indica o intervalo da extração, a seta verde acima indica a sísmica sintética no poço comparada com a sísmica real e a wavelet azul é a ótima.

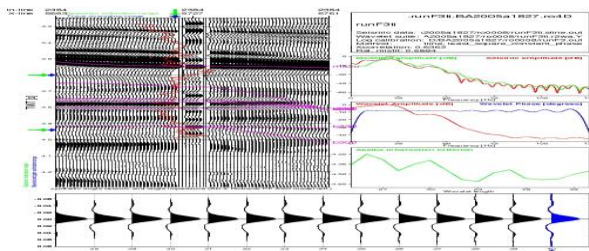


Fig3: Calibração e extração da wavelet no poço P1 e sísmica PP18-27. As setas verdes à esquerda indica o intervalo da extração, a seta verde acima indica a sísmica sintética no poço comparada com a sísmica real e a wavelet azul é a ótima.

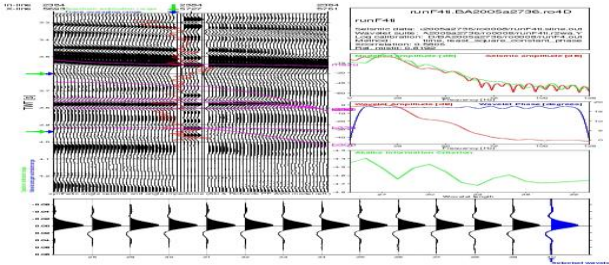


Fig4: Calibração e extração da wavelet no poço P1 e sísmica PP27-36. As setas verdes à esquerda indica o intervalo da extração, a seta verde acima indica a sísmica sintética no poço comparada com a sísmica real e a wavelet azul é a ótima.

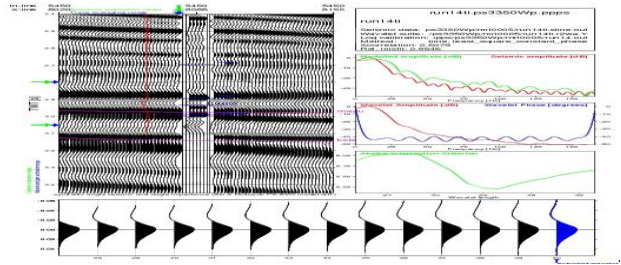


Fig8: Calibração e extração da wavelet no poço P2 e sísmica PS33-50. As setas verdes à esquerda indica o intervalo da extração, a seta verde acima indica a sísmica sintética no poço comparada com a sísmica real e a wavelet azul é a ótima.

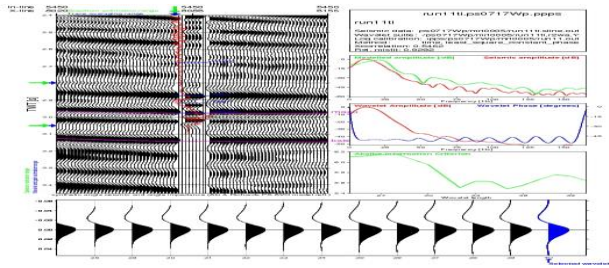


Fig5: Calibração e extração da wavelet no poço P2 e sísmica PS07-17. As setas verdes à esquerda indica o intervalo da extração, a seta verde acima indica a sísmica sintética no poço comparada com a sísmica real e a wavelet azul é a ótima.

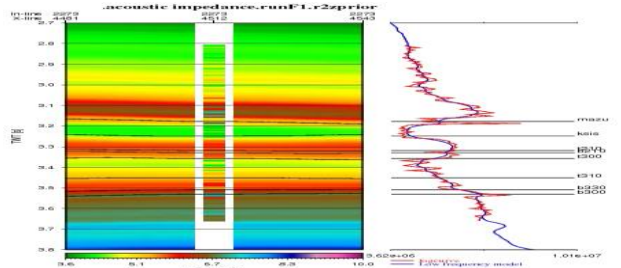


Fig9: Modelo inicial para Impedância P em Kg/m².s em torno do poço P1, onde o vermelho é o valor perfilado e o azul do modelo inicial.

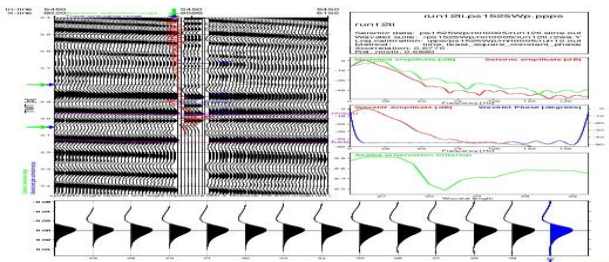


Fig6: Calibração e extração da wavelet no poço P2 e sísmica PS15-25. As setas verdes à esquerda indica o intervalo da extração, a seta verde acima indica a sísmica sintética no poço comparada com a sísmica real e a wavelet azul é a ótima.

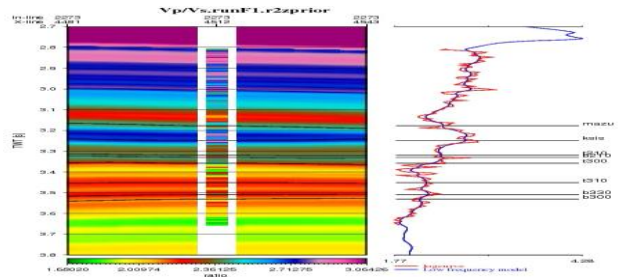


Fig10: Modelo inicial para razão VP/VS em torno do poço P1, onde o vermelho é o valor perfilado e o azul do modelo inicial.

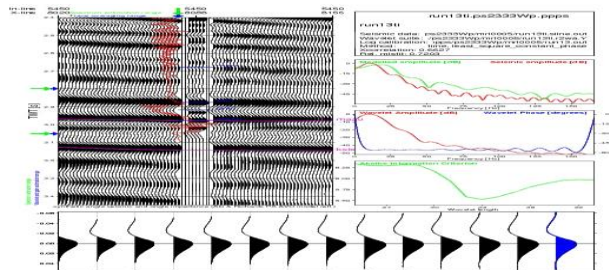


Fig7: Calibração e extração da wavelet no poço P2 e sísmica PS23-33. As setas verdes à esquerda indica o intervalo da extração, a seta verde acima indica a sísmica sintética no poço comparada com a sísmica real e a wavelet azul é a ótima.

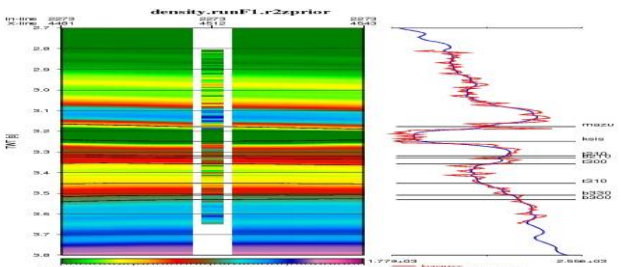


Fig11: Modelo inicial para a densidade em torno do poço P1, onde o vermelho é o valor perfilado e o azul do modelo inicial.

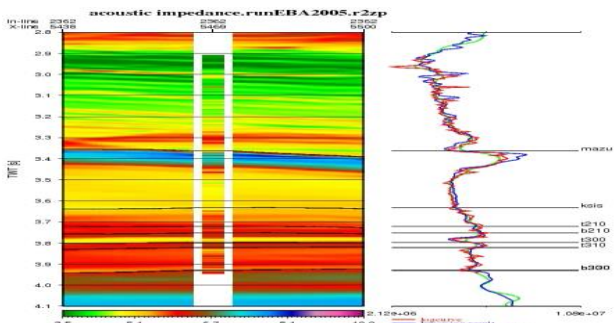


Fig12: Impedância P gerada pela inversão AVO em torno do poço P1, onde o vermelho é o valor perfilado, o verde é o modelo de baixa e o azul a impedância P calculada.

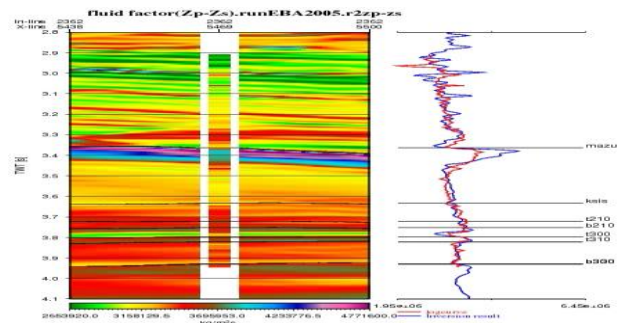


Fig16: Fator de fluido IP-IS gerado pela inversão AVO em torno do poço P1, onde o vermelho é o valor perfilado, o verde é o modelo de baixa e o azul é o fator de fluido calculado.

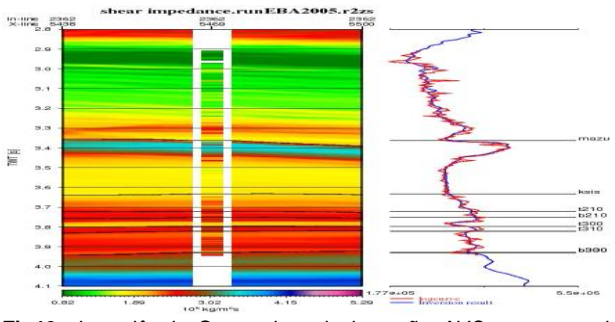


Fig13: Impedância S gerada pela inversão AVO em torno do poço P1, onde o vermelho é o valor perfilado, o verde é o modelo de baixa e o azul a impedância S calculada.

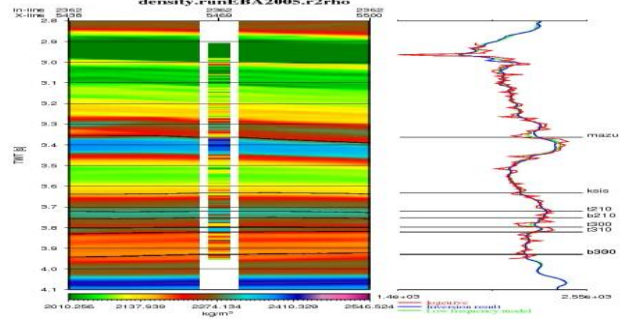


Fig17: Densidade gerada pela inversão AVO em torno do poço P1, onde o vermelho é o valor perfilado, o verde é o modelo de baixa e o azul a densidade calculada.

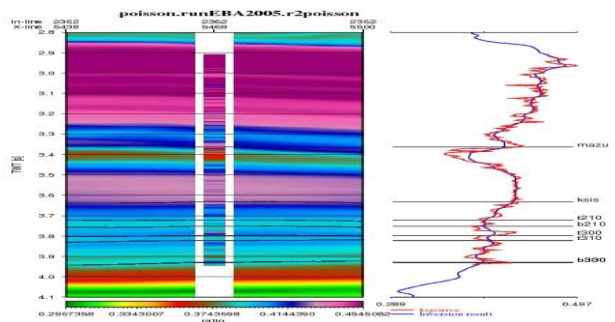


Fig14: Razão de Poisson gerada pela inversão AVO em torno do poço P1, onde o vermelho é o valor perfilado, o verde é o modelo de baixa e o azul a razão de Poisson calculada.

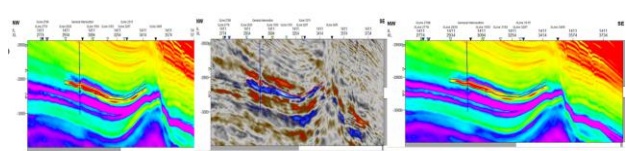


Fig18: IP 2010 BASE (esquerda) IP 2020 MONITOR (direita) e a diferença IP2020-IP2010 (centro).

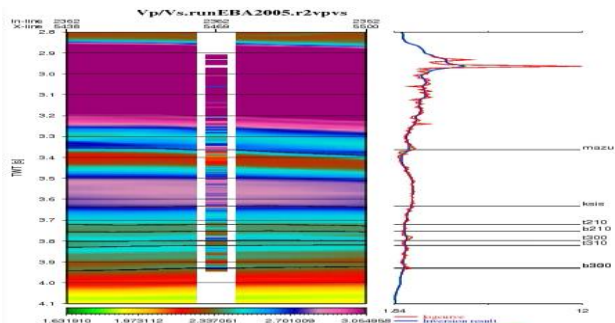


Fig15: Razão VP/VS gerada pela inversão AVO em torno do poço P1, onde o vermelho é o valor perfilado, o verde é o modelo de baixa e o azul é a razão VP/VS calculada.

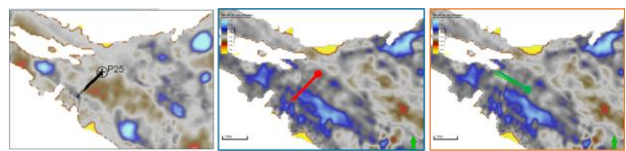


Fig19: Posição do poço no mapa da diferença antes do dado 4D (preto, esquerda) e no mapa da diferença depois do 4D (vermelho, centro) e a nova posição do poço (verde, direita).

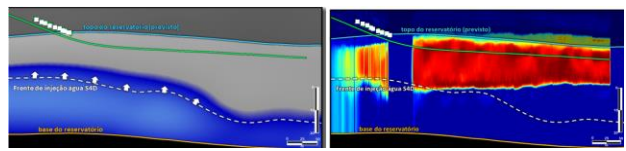


Fig20: Trajetória do poço guiada pela inversão 4D (esquerda) e a resistividade confirmando o óleo (direita).

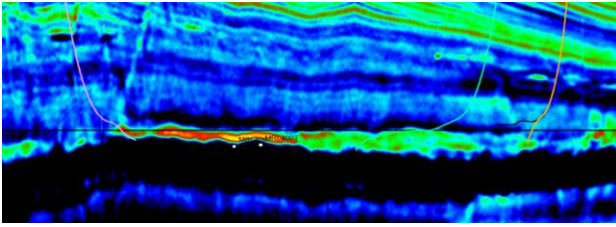


Fig21: Trajetória do novo poço (esquerda) que atinge a zona de óleo fator de fluido bom, e a trajetória do poço antigo (direita) que atinge zona com água.

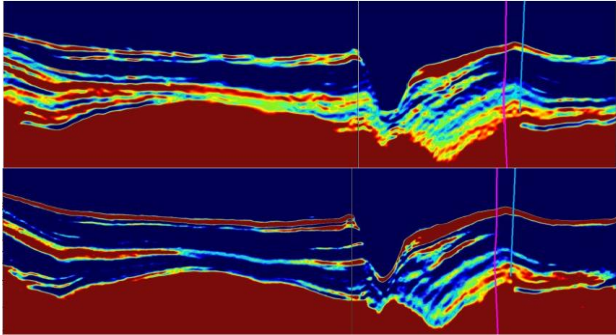


Fig22: Melhor continuidade do Arenito Santoniano na impedância IS gerada da sísmica PS (acima) do que na impedância P gerada sísmica PP (abaixo).

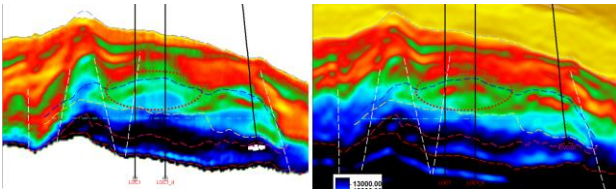


Fig23: Reservatório Albiano na Impedância P gerado pelo dado sísmico antigo (esquerda) e na impedância P gerado com o dado sísmico novo.

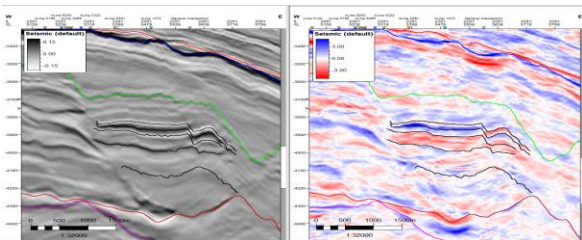


Fig24: a esquerda sísmica em amplitude, e a direita Delta Razão IP (2022-2005), representado as variações de impedância para as diferentes zonas do reservatório arenítico.

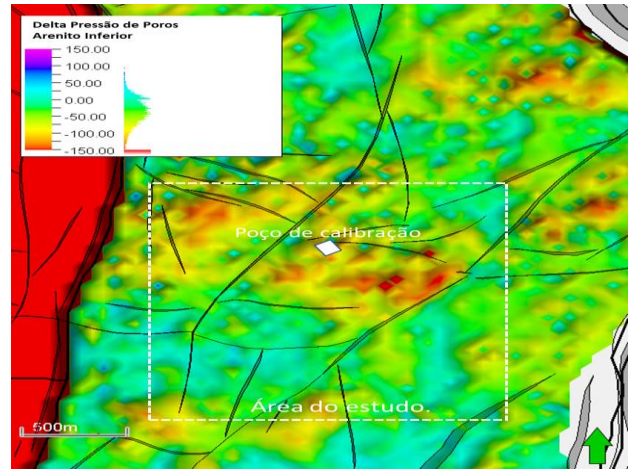


Fig25: Mapa de variação de pressão de poros calculado a partir do dado de Impedância Cisalhante (2022-2005). Notar a relação entre os diferentes compartimentos de pressão e os polígonos de falhas (preto).