

ARTIGO REF: 6874

## INVERSÃO SÍSMICA GEOESTATÍSTICA UTILIZANDO ANÁLOGOS GEOLÓGICOS PARA ESTÁGIOS INICIAIS DE EXPLORAÇÃO

Ângela Pereira<sup>1</sup>, Rúben Nunes<sup>1</sup>, Leonardo Azevedo<sup>1</sup>, Luís Guerreiro<sup>2</sup>, Amílcar Soares<sup>1(\*)</sup>

<sup>1</sup>CERENA/DECivil, Instituto Superior Técnico (IST), Universidade de Lisboa, Lisboa, Portugal

<sup>2</sup>Partex Oil & Gas, Lisboa, Portugal

(\*)Email: asoares@ist.utl.pt

### RESUMO

As fases iniciais de exploração, particularmente em áreas inexploradas ou bacias fronteira, caracterizam-se por serem projectos de risco elevado devido à escassez de dados. O conhecimento geológico da bacia e os dados sísmicos são o principal suporte nas primeiras etapas destes projectos. As metodologias de inversão sísmica são comumente usadas para gerar modelos das propriedades petrofísicas com vista à caracterização do reservatório e avaliação de incerteza, tendo por base dados de reflexão sísmica e dados de poços. No entanto, em áreas inexploradas, normalmente há ausência de poços. As metodologias de inversão sísmica são usadas para gerar modelos petrofísicos da subsuperfície com vista à caracterização do reservatório e avaliação de incerteza. Existem duas abordagens principais: Uma determinística, baseada em técnicas de otimização e outra probabilística ou estocástica [Bosh et al., 2010]. A abordagem geoestatística apresenta uma solução mais fiável, uma vez que permite avaliar a incerteza das propriedades inferidas. Os procedimentos inversos tradicionais requerem dados de poços. Neste trabalho apresentamos uma nova metodologia de inversão sísmica geoestatística que tenta solucionar esta questão, usando no processo de inversão sísmica a integração de informação de análogos geológicos (poços nas vizinhanças ou afloramentos) correlacionáveis com a área de interesse, que permitam estimar as propriedades petrofísicas do reservatório.

### METODOLOGIA

A inversão sísmica geoestatística para áreas inexploradas ou fronteira pode ser resumida nas seguintes etapas: 1) Definição do modelo geológico regional, com principais unidades geológicas a partir da interpretação sísmica (Figura 1); 2) Extração de uma função de distribuição de probabilidade (*pdf*) de impedância acústica (IA) usada como cenário *a priori*, a partir de análogos geológicos (poços próximos), bem com um padrão de continuidade espacial resultante de um variograma para cada região geológica; 3) Geração de um conjunto de modelos de IA utilizando a simulação sequencial direta [Nunes e Almeida 2010, Soares 2001] para ambientes não-estacionários [Nunes et al., 2016]. Os modelos resultantes são condicionados por região pelos poços (caso existam), ou na ausência destes, por uma função de distribuição de probabilidade atribuída a cada região. Em ambos os casos, é imposto um padrão de continuidade espacial dado por um modelo de variograma por região; 4) Geração de dados sintéticos, a partir da convolução dos coeficientes de reflexão, obtidos dos modelos de IA gerados no passo anterior com uma *wavelet*; 5) Comparação traço-a-traço, do coeficiente de correlação entre os dados de reflexão sísmica sintética e dados de reflexão sísmica real. Seleção dos traços de IA que produziram o maior coeficiente de correlação em cada iteração. Estes traços são armazenados juntamente com os correspondentes coeficientes de correlação em dois volumes auxiliares; 6) Geração de novo conjunto de modelos IA

usando co-simulação sequencial direta para ambientes não-estacionários usando os dois volumes auxiliares gerados no passo anterior como variáveis auxiliares; 7) Retornar para 3) e iterar até que o coeficiente de correlação global entre dados sísmicos reais e sintéticos esteja acima de um certo limite.

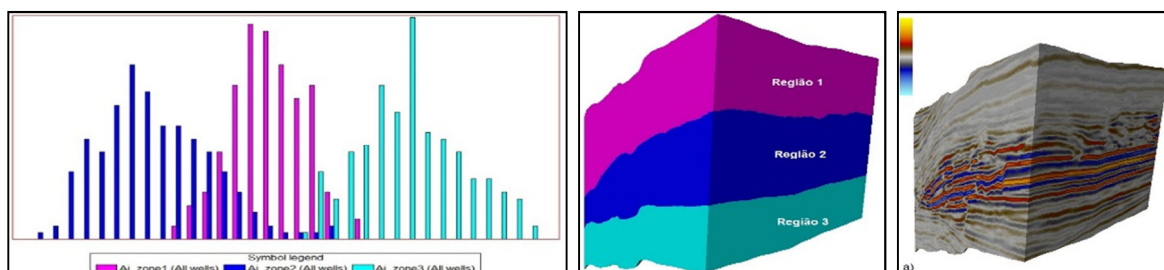


Fig. 1- (Esq.) Distribuição e IA (*pdf*) para cada região, obtida a partir dos análogos geológicos (poços próximos fora da área). (Centro) Modelo geológico regional. (Dir.) Sísmica real.

## RESULTADOS

O método convergiu ao final de 6 iterações com um coeficiente de correlação global (Figura 2) entre sismograma sísmico real e sismograma sintético de 0,85. O melhor modelo de impedância acústica (Figura 4) respeitou a distribuição de IA inicial e modelo espacial (variograma), tendo os canais de areia sido reproduzidos. O modelo *Best* de coeficiente de correlação local (Figura 4) apresentou bons resultados. As áreas com pior coeficiente de correlação correspondem a zonas de transição. Para a zona do reservatório (região 2 - azul escuro) o coeficiente de correlação entre sísmica real (Figura 1) e sísmica sintética (Figura 3) foi de 0,90. Na Figura 3 é possível ver o resíduo entre o sismógrafo real e o sismograma sintético.

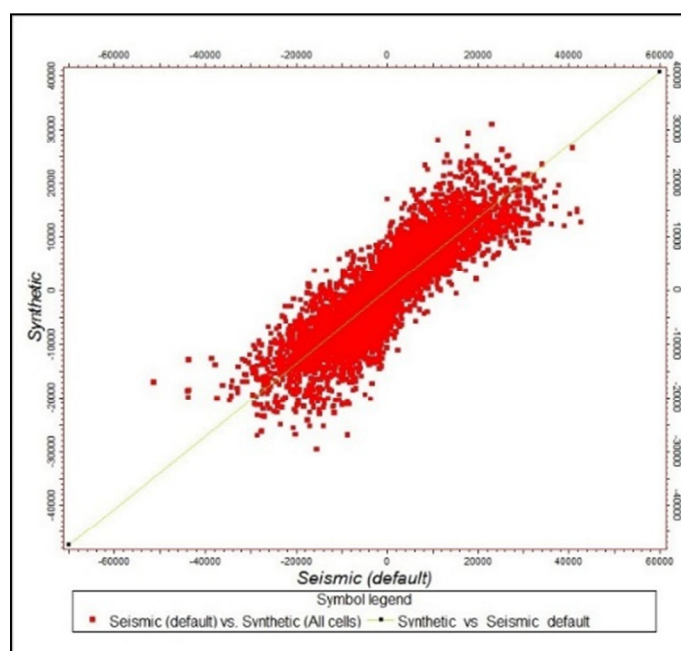


Fig. 2 - Diagrama de dispersão mostrando correlação entre sísmica real sísmica e sintética após 6 iterações.

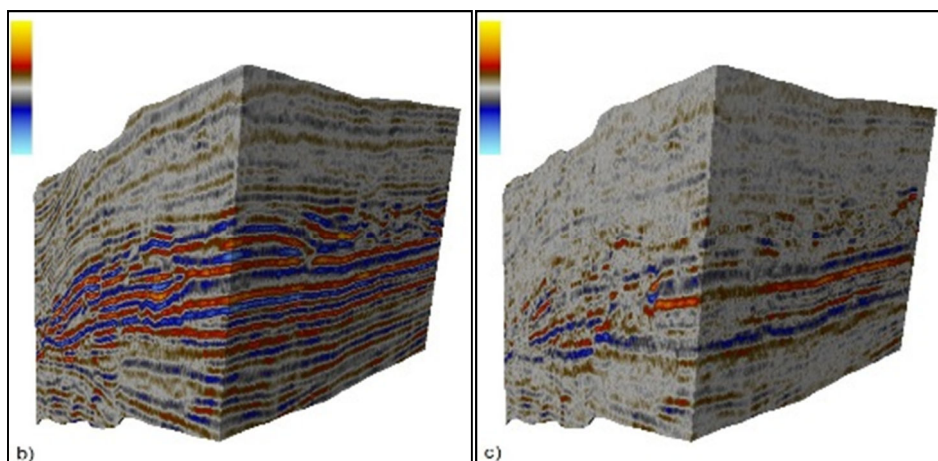


Fig. 3 - (Esq.) Sismograma sintético após 6 iterações (Dir.) Resíduo entre sísmica real e sintética após 6 iterações.

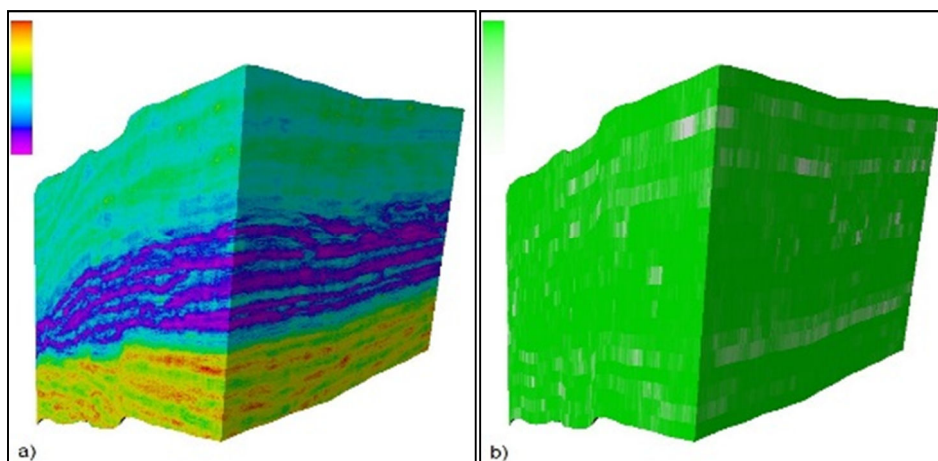


Fig. 4 - (Esq.) Modelo Best IA após 6 iterações, mostrando a zona do reservatório (canais turbidíticos) com valores baixos de IA. (Dir.) Modelo Best de coeficientes de correlação após 6ª iterações.

## CONCLUSÕES

Esta metodologia de inversão sísmica, integrando dados sísmicos e informação de análogos geológicos, pode ser útil na modelização de reservatórios e avaliação de incerteza em estágios iniciais de exploração ou em bacias fronteira, onde os dados são normalmente escassos ou ausentes. Sem dados de poços dentro da área e apenas com um modelo geológico inicial e um cenário *a priori* de IA obtido a partir de análogos geológicos (poços perto da área, geologicamente correlacionáveis) é possível obter uma visão geral das propriedades petrofísicas dentro do reservatório.

## AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à Partex Oil & Gas e à Repsol pelos dados e permissão para mostrar os resultados. Gostariam também de agradecer à Schlumberger pela doação do Petrel® e CGG pelas licenças académicas do *software* Hampson-Russel.

## REFERÊNCIAS

- [1]-Bosh, M., Mukerji, T., & Gonzalez, E. F. 2010. Seismic Inversion for Reservoir Properties Combining Statistical Rock Physics and Geostatistics: A Review. *Geophysics*, 75(5): 75A165-75A176.
- [2]-Soares, A. 2001 Direct Sequential Simulation and Cosimulation, *Mathematical Geology*, 33(8), 911-926.
- [3]-Nunes, R., & Almeida, J.A. 2010. Parallelization of sequential gaussian, indicator and direct simulation algorithms. *Computers & Geosciences*, 36(8):1042-105.
- [4]-Nunes R., Soares A., Azevedo L. & Pereira P., 2016. Geostatistical Seismic Inversion with Direct Sequential Simulation and Co-simulation with Multi-local Distribution Functions: *Mathematical Geosciences*, First Online.