



Aplicação da Inversão Sísmica na Extração de Cubos de Impedância Acústica: Exemplo do Campo de Gás Stratton (Sul do Texas – EUA)

André Gomes de Araujo, Curso de Geofísica/PRH-22 – UFRN
Hugo Leonardo Castro Santa Rosa, Curso de Geofísica – UFRN
Alex Francisco Antunes, PPGG/DG – UFRN

Copyright 2011, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 12th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 15-18, 2011.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 12th 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

In order to build a good model that represents a reservoir, it is necessary to integrate geophysical, geological and engineering information of the reservoir. Thus, the objective of this paper is to show how the process of acoustic seismic inversion, both deterministic and stochastic, applied to a 3D seismic data integrated with well data, is extremely effective in obtaining of acoustic impedance cubes, thus enabling a better characterization of the architecture of reservoirs. To apply the methodology, it was chosen seismic and well data from Stratton gas field, located in the southern portion of Texas – USA. After interpretation and analysis of the data, both deterministic and stochastic seismic inversions were carried out in order to obtain acoustic impedance cubes that will subsequently used to build models for lithology and porosity of the studied gas field.

Introdução

No decorrer dos anos cientistas e profissionais ligados à exploração de hidrocarbonetos têm estudado e criado inúmeras formas para se aperfeiçoar o desempenho de um campo durante seu ciclo de produção. Para otimizar, monitorar e até mesmo prever este desempenho, tem-se primeiramente que caracterizar este reservatório. A caracterização geológica/geofísica de um reservatório consiste em determinar, tridimensionalmente, qualitativamente e quantitativamente suas propriedades petrofísicas. A partir da caracterização é feita a formulação de um modelo que mais bem represente o reservatório, reunindo as mais variadas informações sobre o objeto em estudo.

Para formular um bom modelo que represente um reservatório, é necessário integrar informações de geofísica, geologia e engenharia sobre o reservatório. Em geral utilizam-se dados sísmicos 3D, perfis de poços, conhecimento da geologia regional da área e testemunhos de sondagem. Como se pode perceber, não é fácil integrar todos estes dados, pois cada um deles nos dá informações em escalas e precisões diferentes.

Inicialmente eram utilizados dados de amplitude sísmica para a caracterização de reservatórios, largamente

utilizados na determinação/detecção de DHI's (*Direct Hydrocarbon Indicator*), ou estruturas, como o *dim Spot* e o *bright spot*. A intenção de investigar parâmetros petrofísicos mais complexos e detectar novos pontos com potencial exploratório relevante fez com que tais informações de amplitude fossem limitadas. Assim, nos últimos 20 anos pesquisadores desenvolveram diversas técnicas de modelagem, como a inversão dos dados sísmicos. A inversão dos dados sísmicos é largamente utilizada para a obtenção de cubos de impedância acústica e elástica, pois ela permite uma boa aproximação da disposição de parâmetros físicos que caracterizam a geologia do reservatório. Logo, a inversão sísmica para a determinação impedância acústica é uma ótima ferramenta na produção de um modelo eficaz, uma vez que esta pode auxiliar tanto na interpretação e determinação das formas dos reservatórios como no cálculo de propriedades petrofísicas.

Assim, o objetivo deste trabalho é mostrar como o processo de inversão sísmica acústica, tanto a determinística quanto a estocástica, aplicada a um dado 3D integrado a dados de poços é extremamente eficaz na obtenção de cubos de impedância acústica, que possibilitam assim, uma melhor caracterização da arquitetura de reservatórios.

Metodologia

A metodologia empregada foi aplicada a um dado sísmico 3D do campo de gás de Stratton, localizado no sul do estado americano do Texas. O cubo sísmico utilizado (Figura 1) é composto por 100 *inlines* orientadas na direção E-W, e 200 *crosslines* com direção N-S. O espaçamento entre as *inlines* e as *crosslines* é de 16,75 m. O cubo apresenta um total de 3,0 s (tempo duplo) de registro e uma razão de amostragem de 2,0 ms.

Ainda compondo a base de dados, foram empregados 13 poços para realização das modelagens. Todos os poços utilizados dispunham minimamente dos perfis de raios-gama (GR), sônico (DT) e densidade (RHOB). Para realização da inversão, foi necessário gerar os perfis de velocidades (criado a partir da inversão do perfil sônico) e de impedância acústica (construído a partir do produto entre o perfil de densidade e o de velocidades). Os poços empregados dispunham ainda de perfis de *checkshot*, utilizados para efetuar a amarração tempo/profundidade dos mesmos com a sísmica. Ademais, para definição de uma amarração tempo profundidade mais precisa entre os poços e a sísmica, foram gerados sismogramas sintéticos para todos os poços utilizados.

O dado sísmico e os dados de poços foram integrados no *software* Opendtect (dGB Earth Sciences) para realização das etapas de interpretação sísmica e inversão. Na interpretação sísmica foram identificadas e interpretadas as principais superfícies (horizontes) delimitadores das zonas portadoras de gás do campo de Stratton. Ao todo foram interpretados três horizontes principais (Figura 1). Após a interpretação sísmica preliminar, procedeu-se com a inversão sísmica propriamente dita.

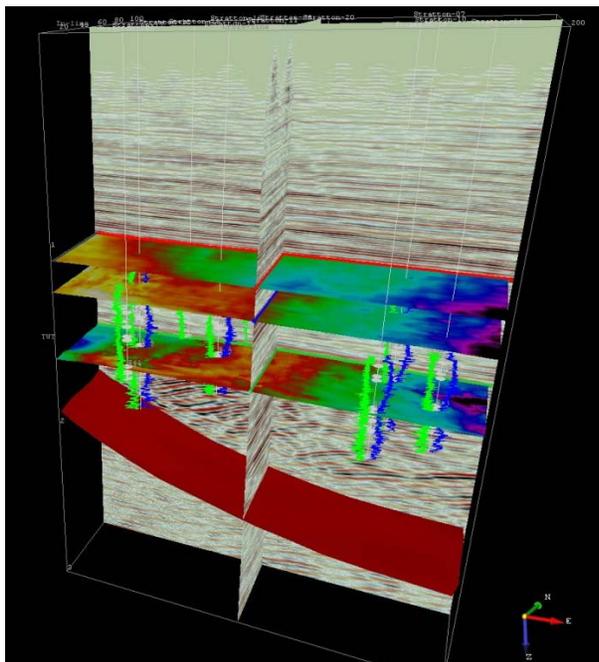


Figura 1: Visão tridimensional geral do cubo sísmico estudado incluindo a apresentação dos dados de poços, horizontes e falha interpretados. Os horizontes interpretados correspondem da base para o topo: o reservatório E49 da Formação Frio, topo da porção mediana da Formação Frio e reservatório C38 da Formação Frio. Os perfis de poços apresentados são o perfil sônico (verde) e de raios-gama (azul). A falha interpretada trata-se da falha de Vicksburg.

Contexto Geológico

Para aplicação da metodologia, foi escolhido o dado sísmico do campo de gás de Stratton, localizado no sul do Estado do Texas – EUA (Levey *et al.*, 1994). O campo de gás de Stratton está localizado no contexto geológico da Bacia da Costa do Golfo do México. Nesta bacia, a Formação Frio, do Oligoceno médio, corresponde a uma de suas principais unidades estratigráficas progradacionais (Figura 2) e uma de suas principais unidade-reservatório.

A Formação Frio é uma seqüência predominantemente siliciclástica caracterizada por uma rápida deposição e altas taxas de subsidência (Galloway *et al.*, 1982; Morton & Galloway, 1991). A espessura da Formação Frio varia de cerca de 650 m nas proximidades da zona de falha de Vicksburg, até aproximadamente 3000 m na porção

central do embaixamento do Rio Grande. A falha de Vicksburg é a principal estrutura da área estudada. Trata-se de uma falha normal com perfil lístrico (Figura 1) que controlou especialmente a deposição da Formação Vicksburg, de idade oligocena inferior.

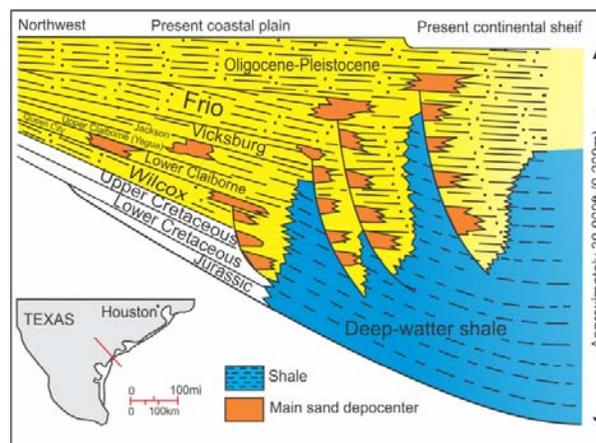


Figura 2: Seção esquemática da Bacia da Costa do Golfo com o contexto geológico do campo de Stratton bem como o posicionamento estratigráfico dos principais reservatórios (compilado de Bedout *et al.*, 1982).

Toda a Formação Frio pode ser dividida entre 10 *plays* de gás de acordo com a variações regionais das estruturas e do contexto deposicional (Kosters *et al.*, 1989). Os reservatórios da Formação Frio compreendem tipicamente arenitos fluviais divididos entre fácies de preenchimento e fácies extravasamento (*crevasse*) de canais. Os reservatórios do tipo preenchimento de canal podem apresentar espessura de até 10 m e possuir mais de 750 m de extensão, ocorrendo ao longo de cinturões lineares (Kerr & Jirik 1990). Os reservatórios do tipo extravasamento de canal apresentam espessura mais reduzida (até cerca de 6 m). As porosidades nesses reservatórios fluviais variam de 15 a 25%, com permeabilidades oscilando de menos de 1 a mais de 4000 md.

Resultados Obtidos

A inversão sísmica também foi realizada por meio do *software* Opendtect, laçando-se mão do *plugin* MPSI para inversão determinística e estocástica desenvolvido pelas companhias Earthworks Environment & Resources Ltd. e ARK CLS Ltd.

A primeira etapa para realização da inversão é a construção de um modelo 3D de impedância simplificado a partir dos dados poços e dos horizontes sísmicos interpretados (Figura 3). Este modelo contém as informações geológicas básicas que serão utilizadas nas etapas subsequentes. Em seguida realiza-se uma análise dos erros do modelo geológico simplificado visando a minimizar as incertezas para alimentação dos passos posteriores da inversão.

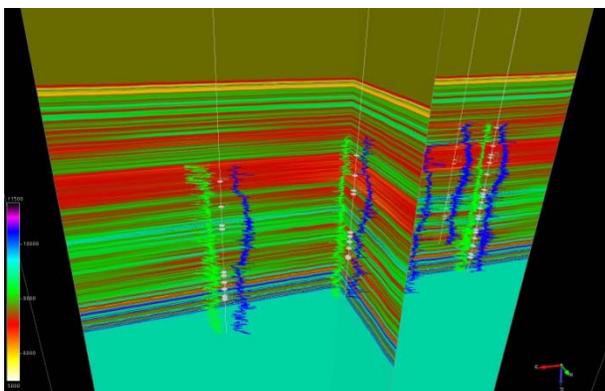


Figura 3: Composição entre a *inline* 50 e a *crossline* 100 apresentando o modelo 3D de impedância acústica simplificado.

Depois de realizada esta etapa de condicionamento do dado efetua-se as inversões propriamente ditas. Inicialmente, lançando-se mão do modelo 3D de impedância simplificado e do gride de erro, realiza-se a inversão determinística. O objetivo principal da inversão determinística é a obtenção de um cubo de impedância médio, baseado em uma inversão linear por mínimos quadrados. A Figura 4 apresenta uma porção do cubo sísmico do campo de Stratton com o resultado da inversão determinística. Abstraindo-se da porção inferior do dado onde ocorre a falha de Vicksburg e a formação homônica, onde a amarração por poços é praticamente nula, nas porções mediana e superior as zonas de impedância acústica relativamente mais alta (apresentadas em tons de lilás, roxo e azul) são correlacionáveis com corpos arenosos, que são os principais reservatórios de gás no campo de Stratton.

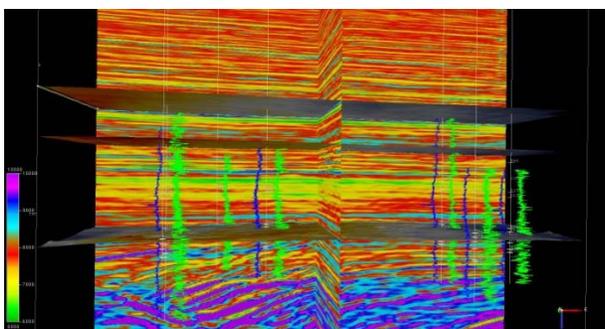


Figura 4: Composição tridimensional entre a *inline* 50 e a *crossline* 100 e os horizontes mapeados apresentando o resultado da inversão determinística.

De posse dos resultados da inversão determinística, pode-se proceder com a inversão estocástica. A inversão estocástica tem como objetivo principal a estimativa de um conjunto de modelos de impedância (ou "realizações") que representam as incertezas inerentes à inversão sísmica. Para a presente modelagem, foram produzidas, ao todo, 100 realizações. Os modelos de impedância podem, então, ser utilizados para estimar as incertezas das propriedades de um reservatório como litologia e porosidade. A Figura 5 apresenta os resultados obtidos com a inversão estocástica do dado sísmico

estudado. Analogamente à inversão determinística, as zonas com tonalidades variando de azul-claro a lilás correspondem a zonas arenosas no campo de Stratton.

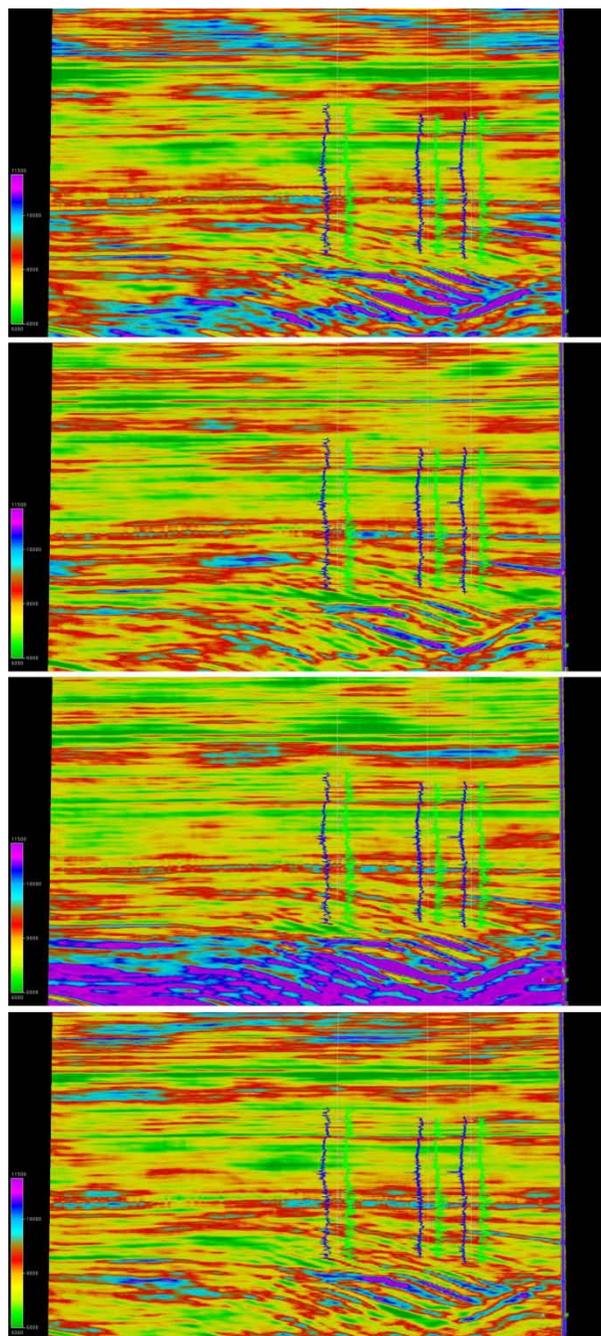


Figura 5: Resultado da inversão estocástica apresentando 4 realizações representando parte das incertezas inerentes ao processo de modelagem. Os tons variando de azul-claro a lilás correspondem a valores de impedância acústica relativamente elevados, sendo correlacionados a corpos arenosos da Formação Frio.

Finalmente, em complementação à inversão estocástica, é necessário que se realize uma análise estatística dos resultados construindo-se cubos de média aritmética das

realizações estocásticas (Figura 6a) e de desvio padrão das realizações (Figura 6b).

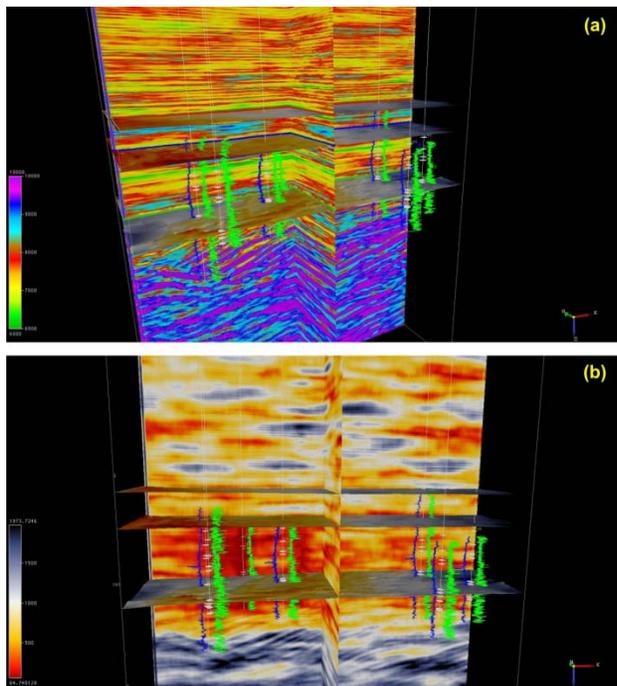


Figura 6: (a) cubo de média dos modelos obtidos a partir da inversão estocástica; (b) cubo de desvio padrão dos modelos obtidos a partir da inversão estocástica.

Conclusões

A metodologia aplicada foi bastante efetiva para a determinação de cubos de impedância acústica para o dado sísmico 3D estudado. Os resultados das inversões, tanto determinística como estocástica, corresponderam muito bem com as informações de impedância acústica calculada a partir dos dados de poços, fato que valida as análises realizadas. Nos perfis de poços, as zonas com alta impedância acústica correspondem aos reservatórios arenosos (que apresentam densidade e velocidade sísmica mais elevadas que as dos folhelhos circundantes). Isto, graças à modelagem, pode ser extrapolado, com relativo grau de segurança, para a porção do dado sísmico com maior densidade de informação oriunda de poços, possibilitando a caracterização tridimensional dos reservatórios estudados. Para as porções com pouca ou nenhuma informação de poços, como a Formação Vicksburg, sotoposta à porção estudada, o grau de incerteza da inversão é muito elevado, não possibilitando uma análise segura. O próximo passo da modelagem é a construção de cubos de porosidade e de permeabilidade para a caracterização completa dos reservatórios. Por fim, pode-se dizer que o resultado da modelagem foi razoavelmente satisfatório. A metodologia empregada pode ser prontamente aplicada a reservatório similares no Brasil.

Agradecimentos

Os autores gostariam de prestar seu agradecimentos ao Programa de Formação em Geologia, Geofísica e Informática no Setor de Petróleo e Gás (PRH-22-ANP/UFRN) pelo fornecimento da bolsa de iniciação científica, e às companhias dGB Earth Sciences pelo fornecimento das licenças acadêmicas do *software* OpendTect, e Earthworks Environment & Resources Ltd. e ARK CLS Ltd. pelo fornecimento das licenças acadêmicas do *plugin* MPSI.

Referências

- Bebout D. G., Weise B. R., Gregory A. R. & Edwards M. B. 1982. Wilcox sandstone reservoirs in the deep subsurface along the Texas Gulf Coast; their potential for production of geopressured geothermal energy. The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology Report of Investigations No. 117, 125 p.
- Galloway W. E., Hobday D. K. & Magara K. 1982. Frio Formation of the Texas Gulf Coast Basin - depositional systems, structural framework, and hydrocarbon origin, migration, distribution, and exploration potential. The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology Report of Investigations No. 122, 78 p.
- Kerr D. R. & Jirik L. A. 1990. Fluvial architecture and reservoir compartmentalization in the Oligocene middle Frio Formation, South Texas. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 40, p. 373-380.
- Kosters E. C., Bebout D. G., Seni S. J., Garrett Jr. C. M., Brown L. F., Jr., Hamlin H. S., Dutton S. P., Ruppel S. C., Finley R. J. & Tyler N. 1989. Atlas of major Texas gas reservoirs: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, 161 p.
- Levey R. A., Hardage, B. A., Edson, R. & Pendleton, V. 1994. 3-D Seismic and Well Log Data Set Fluvial Reservoir Systems - Stratton Field South Texas. Bureau of Economic Geology, Austin/TX, CD-ROM and 30-p. Booklet.
- Morton R. A. & Galloway W. E. 1991. Depositional, tectonic and eustatic controls on hydrocarbon distribution in divergent basins: Cenozoic Gulf of Mexico case history. Marine Geology, v. 102, p. 239-263.