



Reconstrução sismo-topológica de reservatórios delgados usando Texels

Rogério de A. Santos, Alcides Aggio PETROBRAS S/A, Brazil, Geovan Tavares e Helio Lopes PUC-RIO, Brazil

Copyright 2003, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 8th International Congress of The Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 14-18 September 2003.

Contents of this paper was reviewed by The Technical Committee of The 8th International Congress of The Brazilian Geophysical Society and does not necessarily represents 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

The characterization of oil reservoirs has as one of its components the study of their geometry and topology. While the geometry deals with spatial distribution of points and its associated properties, e.g. permeability and porosity, the topology handles its connectivity. Determination of the best seismic topology of the reservoir is then an essential step for its characterization. The main objective of this paper is to show how to reconstruct geological objects (channels, lobes, etc.) directly from 3D seismic data using Texels concepts, through the using of geometric and topological modeling.

Introdução

Um dos grandes desafios da caracterização sísmica aplicada às necessidades de reservatórios delgados (espessura < 15m) é a definição otimizada da geometria de cada corpo poroso, que possa ser modelado, geologica e petrofisicamente, e então introduzido na simulação de fluxo, estabelecendo-se, a partir daí, todo o planejamento de produção, trazendo consigo a redução do conjunto de incertezas nas diferentes escalas de trabalho.

Uma das limitações físicas deste processo é a própria resolução sísmica para definição de cada espessura presente e também a distribuição lateral de tais corpos. Convencionalmente, extraem-se alguns atributos sísmicos através de mapas ou volumes de *Voxels*, e aproximam-se tais geometrias e propriedades globais, por exemplo, a partir de correlações lineares com as propriedades verificadas nos poços em escalas inferiores. Para reservatórios delgados este procedimento mostra grandes limitações derivadas tanto da representatividade média sísmica (interferência da *wavelet*) obtida pelos mapas quanto pelo exagero quantitativo, positivo ou negativo, que o uso do *Voxel* possa oferecer.

A otimização da reconstrução sísmica 3D de objetos geológicos depende da estruturação das informações: quando elas são organizadas em superfícies sismogeológicas (*lices*) é possível se processar cada uma delas buscando-se informações significativas, com regiões que possuam propriedades relevantes, e a partir daí efetuar a reconstrução 3D.

O processo geral, denominado segmentação, define regiões de interesse para a reconstrução. Este pré-processamento não é, em geral, totalmente automático e depende fortemente do objetivo final. Neste sentido, a Petrobras vem estudando, em parceria tecnológica com a PUC-Rio/Matemática, visualizações sismoestratigráficas a partir de superfícies estratiais e conjuntos de Texels

(TEXTure ELEMENT), que permitam melhor analisar o conjunto sismofaciológico presente.

Tal estudo tem por objetivo técnico derivar tais superfícies e reconstruir topologicamente o volume de reservatórios, amostra a amostra, preservando ao máximo as feições de detalhe da geometria volumétrica de cada corpo poroso imageado pela sísmica. Esta estruturação do *grid* sísmico em superfícies estratigráficas, proporciona uma melhor visualização e reconstrução da geometria e conectividades do reservatório, uma vez que tais conectividades são impostas segundo processos geológicos de deposição, estruturação e erosão das camadas sedimentares envolvidas.

Como produto do projeto, foi gerado um aplicativo de propriedade Petrobras, que reconstrói e visualiza os objetos geológicos 3D, com saída em *grid corner-point*. Este produto procura superar alguns dos principais problemas intrínsecos à visualização sísmica de reservatórios delgados.

O problema da não-resolução sísmica de reservatórios complexos : delgados e descontínuos

Alguns reservatórios delgados como os que ocorrem em águas profundas possuem características geométricas e petrofísicas que por vezes inviabilizam melhores imageamentos sísmicos, por melhor que sejam o dado em si e o processamento aplicado sobre a informação registrada.

Genericamente, descontinuidades, como as visualizadas sísmicamente nestes reservatórios, são contaminadas por alguns fatores, isolados ou combinados, que aqui serão denominados fatores destrutivos da imagem (FDI), a saber:

wavelets sísmicas, contaminando o dado final (interferência de corpos sedimentares);

variações reais: da petrofísica e/ou da geometria laterais dos corpos e de espessuras primárias, ou secundárias devido a erosões;

limitações efetivas: da resolução sísmica e das imagens segundo cada plano observado no cubo sísmico e dos métodos atuais de visualização

As incertezas geradas por cada FDI possuem as seguintes repercussões:

técnicas, imediatas nos passos seguintes ao processo de caracterização de reservatórios: modelagens de reservatórios, geológica e numérica, que, por sua vez, geram implicitamente outras incertezas de uma segunda classe, descritas a seguir;

econômicas, pois tais modelos numéricos servirão para a simulação inicial de reservatórios e análises econômicas, se prestando ainda de co-fator (junto com os poços) no processo de gerenciamento destes reservatórios, curvas de produção e futuras intervenções operacionais nos campos, se e quando necessárias.

Normalmente, a informação sísmica interpretada que chega até à modelagem numérica de um determinado complexo geológico de reservatórios, se dá através de *grids* de superfícies 2D e/ou volumes de células - obtidos de forma primária a partir de construções de Voxels - conforme realizado por alguns algoritmos de mercado. Tanto *grids* quanto volume de células possuem, sabidamente, fortes limitações na definição das conectividades internas e da geometria espacial final de cada corpo delgado modelado, onde o termo delgado aqui será usado seguindo a tendência internacional do uso da resolução sísmica convencional como parâmetro, considerando-os assim, aqueles que possuam espessuras menores do que 15m.

Motivações técnico-econômicas para contínua otimização de métodos de visualização sísmica

Testes de avaliação exploratória e de produção em alguns reservatórios delgados em águas profundas, caracterizados sísmicamente em dados 3D, têm mostrado algumas surpresas relacionadas às suas conectividades e geometrias, sempre possuindo importantes impactos econômicos, a saber:

Conectividades internas efetivamente superiores àquelas mostradas pela sísmica, registrando-se na realidade, transmissibilidades espaciais superiores às previstas pela sísmica e contatos entre zonas estratigráficas não previstos pela sísmica. Ambos geram incertezas econômicas, podendo haver necessidade de custos adicionais e posteriores intervenções operacionais nos campos.

Inversamente, conectividades internas efetivamente muito inferiores àquelas mostradas pela sísmica, trazem revisões econômicas causadas por perdas de taxas de vazão; volumes produzidos menores do que os previstos por uma certa planta de produção; correções de posicionamento de poços, e que, em seu conjunto, podem gerar também posteriores intervenções operacionais nos campos e perdas de receitas.

A caracterização sísmica de reservatórios delgados não deve, por princípio prático-econômico, desconsiderar ou mesmo ponderar, qualquer amostra sísmica registrada em sua interface ou no interior destes reservatórios, até que se tenham cenários econômicos bem estabelecidos para cada projeto de produção, visto que, e por muitas vezes, para tais reservatórios sequer uma única amostra sísmica pode existir no volume 3D registrado e interpretado.

Corpos porosos individuais e delgados em águas profundas, quando representados em XY e visualizados na direção do Tempo, possuem no máximo duas ou três amostras. Eliminar uma amostra, ou mesmo ponderá-la, gera, por si só, a incerteza de distorcer completamente suas propriedades ou mesmo eliminá-la da imagem sísmica.

Métodos convencionais de visualização 3D quando aplicados a reservatórios delgados, podem perder, física e irreversivelmente, o sentido de coerência sísmofaciológica lateral e o controle de restrição vertical causado pelo número limitado de amostras pertencentes a um mesmo evento delgado, de interesse econômico,

presumivelmente coerente por sua natureza geológica, mas que a informação sísmica analisada o distorce.

O método de visualização por superfícies, *slíces*, tem sido amplamente usado tanto externa quanto internamente, em mapeamentos de detalhe, como o necessário para reservatórios delgados. Apesar de poder parecer muito trabalhoso e artesanal, tal método quando aplicado a corpos delgados traz vantagens competitivas extremamente importantes ao ser comparado com métodos convencionais de *picking*, de detecção por sementes e/ou regiões de crescimento, ou ainda de análises por janelas e/ou de médias de dados.

Uma vez considerados os FDI citados, a reconstrução 3D de objetos geológicos, depende de dois fatores essenciais:

- a qualidade do sinal recuperado.

- a eficiência dos algoritmos de reconstrução utilizados.

O que, afinal, se revela crítico é a determinação da *topologia* do objeto. Isto define as conexões dos vários objetos e suas formas, minimizando as ambigüidades.

A qualidade do sinal e sua visualização: a vantagem do ajuste de superfícies sobre a renderização volumétrica

Uma vez de posse do conjunto de dados, um passo natural é a extração de informações sísmicas que, em geral, depende do fenômeno estudado e da frequência sísmica dominante. Quando tratamos da reconstrução 3D de imagens em reservatórios delgados, a interpretação visual de fenômenos é uma tarefa complexa, pois as informações são extraídas em função da combinação de fatores da visão humana e de algoritmos computacionais que, em regra, não são genéricos o suficiente para que possam ser aplicados a qualquer imagem. Somado a isto, só recentemente se começou a usar, com mais intensidade, propriedades físicas combinadas com propriedades geométricas com o objetivo de produzir algoritmos que possibilite visualizar fenômenos naturais como os paleogeológicos e de subsuperfície.

Durante o processo de caracterização sísmica desses reservatórios delgados, uma vez contemplados todo e qualquer processo de tratamento da função refletividade, da *wavelet* e dos ruídos presentes num dado sísmico, tem-se um conjunto final de informações que se prestam, entre outros objetivos, para a extração e visualização de atributos sísmicos, qualitativos e quantitativos, que possam trazer ao intérprete um melhor entendimento do dado sísmico 3D a ser inserido num do contexto geológico plausível.

Na prática, atributos sísmicos de reservatórios delgados têm mostrado ambigüidades quando relacionados às reais refletividades e propriedades petrofísicas internas. O recurso aplicado pela indústria de petróleo tem sido a reconstrução de imagens sísmicas, gerando, naturalmente, corpos que podem ser considerados genericamente "sintéticos" ou "modelos", dentro de escalas vizinhas às da observação do processo de caracterização de reservatórios - da sísmica para o poço ou da sísmica para a simulação de reservatórios.

Métodos de reconstrução de imagens dependem fundamentalmente do modo, ou de cada ponto de referência, espacialmente definido, pelo qual a informação sísmica é visualizada.

Tomemos o exemplo de um par sinal-ruído representado dentro de um conjunto superfícies de sinais sísmicos amostrados, em ordem crescente de tempos constantes, no domínio do CDP convencional, num grid formado por celas $x_i y_j t_k$ (k variando em intervalos iguais de zero a T_{max}).

Este par sinal-ruído possuirá diferentes características geométricas espaciais: quando tal conjunto for reorganizado em um novo conjunto de superfícies, segundo uma superfície de referência qualquer - como por exemplo de tempos variáveis, em grids formados por celas $x_i y_j t_l$ (l variando em diferentes intervalos, função de novas celas $x_i y_j t_{est}$), onde o índice **est** é um intervalo de tempo relativo - a qualidade da imagem será função referencial do corpo geológico visualizado e também de cada velocidade de propagação no meio, tanto vertical quanto lateral, como por exemplo o tempo, ou domínio, **estratigráfico** (Santos et al, 2000).

Para casos onde exista uma relação estratigráfica direta entre os tempos referenciais da superfície de observação e o corpo geológico a ser visualizado, haverá um reforço da coerência espacial, em qualquer que seja o atributo analisado e independente dos valores absolutos, função física da estacionariedade da fase de cada componente do espectro.

Este reforço quantitativo de coerência espacial será função visual (direta e única), do rearranjo, ou reestruturação, realizado no citado par sinal-ruído e terá sua qualidade dimensionada em função da própria referência adotada.

Sinais e ruídos estratigráficos são de extrema importância para a caracterização de reservatórios delgados, ou de outro qualquer, onde a análise da variação sismofaciológica, devido principalmente a efeitos de variação da fase, seja fundamental. Neste contexto se enquadram reservatórios de contrastes de impedância P e/ou S muito sutis: introduz-se o conceito de texturas sismoestratigráficas, como será discutido a seguir.

Texturas sísmicas geradas da forma descrita acima, nos trazem uma nova dimensão de previsibilidade dos fácies geológicos e petrofísicos presentes no dado 3D sísmico, que podem ser melhor compreendidos com o conceito de Texels introduzido por Tuceryan and Jain (1994) para processamento de imagens. Segundo os autores, Texels são regiões de uma imagem que podem ser entendidas através de procedimentos simples, tais como limites físicos específicos de um determinado atributo desta imagem. Simplificando, Texel é equivalente a um Pixel de um mapa de texturas aplicado a um polígono.

Para a visualização sísmica de reservatórios delgados através de superfícies, amostra a amostra, o conceito de Texel sísmico se ajusta melhor, qualitativamente, quando comparado ao conceito volumétrico de Voxels pois, a compreensão geológica de cada sistema deposicional clástico se origina, fundamentalmente, por princípios físicos a partir de superfícies sedimentares, ou estratos, e só então o conjunto destas superfícies estabelece o volume sedimentar. Qualquer inversão desta ordem pode gerar uma desestruturação da conotação geológica do dado e acontecer uma perda da coerência superficial, deteriorando a coerência do Texel obtido, o que modificaria a volumetria e conectividades resultantes (Figura 1).

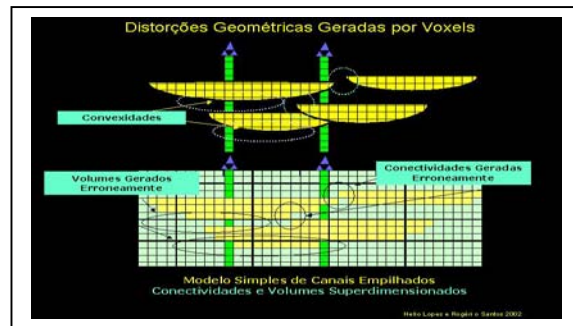


Figura 1 - Possíveis distorções causadas na conectividade de um reservatório a partir do conceito de renderização por Voxel.

Gao (1999), mostra que propriedades, ou atributos correlatos, como homogeneidade, contraste e aleatoriedade são as que melhor caracterizam os padrões de reflexão sísmica quando usamos Texels.

Para a visualização otimizada de reservatórios delgados e heterogêneos e sua posterior reconstrução partir de células 3D, propomos aqui a definição destas e de outras propriedades, com suas relações espaciais, a partir de conceitos genéricos de tesselação e reconstrução por ajuste de superfícies (*surface-fitting*), *slices* do volume 3D, através de algoritmos de modelagem simplicial.

As vantagens desses métodos na reconstrução 3D de reservatórios delgados e descontínuos, com relação a métodos convencionais de renderização volumétrica, como os praticados no mercado a partir de conceitos de Voxels (por exemplo, os obtidos por diferentes níveis de opacidade de um determinado atributo sísmico) estão implícitos em cada um de seus 3 princípios matemáticos fundamentais:

- 1) considera que o volume sísmico contém superfícies de contorno delgadas
- 2) classifica todas as células, como internas, externas e de superfície (em cada interface)
- 3) ajusta superfícies de valores constantes à todas as células de superfície, em cada interface.

Dentre alguns dos principais métodos de ajustes de superfícies existentes, (*contour tracking/connecting; opaque cubes; dividing cubes; marching cubes e marching tetrahedra*) o processo de *marching tetrahedra* se ajusta melhor por 3 das vantagens principais com relação à suas idéias básicas de construção de superfícies sísmicas em reservatórios delgados:

- 1) para cada célula atravessada pela superfície sísmica analisada, criam-se pequenos tetraedros, que aproximam tal superfície dentro da célula;
- 2) superfícies interceptam as bordas onde os vértices suportam os limites dados de cada atributo
- 3) existe no máximo de uma única intersecção no cubo.

Reconstrução topológica de reservatórios usando isosuperfícies sísmicas visualizadas por Texels.

Isosuperfícies têm sido usadas com frequência para extrair dados de propriedade comum de um determinado volume sísmico. Este é certamente um dos métodos mais estudados até hoje e continua sendo o mais importante quando se deseja analisar dados em superfícies definidas por propriedades diversas.

As isosuperfícies, também conhecidas como superfícies implícitas, que matematicamente são representadas como valores constantes de uma função $[f(x,y,z), (x,y,z)]$ variando em um domínio do espaço, podem, quando usadas adequadamente, ser um instrumento valioso de modelagem de objetos naturais. Como a representação matemática é uma etapa mais refinada do que o uso de imagens volumétricas (Voxels), podendo-se afirmar que a modelagem implícita seria de segunda ordem enquanto modelagem por Voxel seria uma de primeira ordem.

A estratégia usada consiste em aplicar o enfoque simplicial (Tavares et al, 1992), ou seja, a partir de dados em *slices*, subdividimos o domínio espacial em cubos (de fato paralelepípedos) que por sua vez são divididos em seis tetraedros (triangulação CFK). O importante deste enfoque é que ele evita as ambigüidades que são comuns no enfoque de Bloomental ou no marching cubes de Lorensen-Cline. Para cada tetraedro, sabe-se o valor da $f(x,y,z)$ em cada vértice, e com isso obtém-se uma aproximação linear da superfície.

Alguns resultados obtidos

Para se ilustrar alguns resultados obtidos pelo método aqui proposto, foram analisados amplitudes de um determinado volume sísmico de águas profundas, definiu-se a zona de reservatórios de interesse, mapeou-se o seu topo equivalente e usou-se tal mapeamento como referência para visualizações de suas texturas ou sismofácies de superfícies seqüenciais.

Na Figura 2, está representado o mapa de amplitude média numa janela do citado topo sísmico. Valores negativos são ilustrados em texturas claras e alaranjadas. As texturas esverdeadas são níveis próximos a valores de zero-amplitude e as escuras são atribuídas a valores positivos de amplitude.

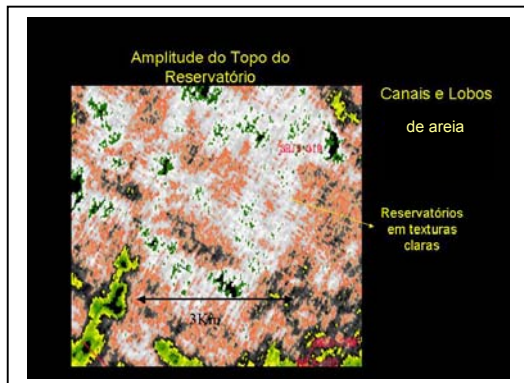


Figura 2 - Mapa de amplitudes sísmicas, típico de um reservatório de águas profundas

A partir de *horizon-slices* seqüenciais, a cada amostra, em torno desta superfície (Figura 3), compõe-se a entrada do método de reconstrução topológica, obtendo-se as geometrias e as conectividades já gridadas, ilustradas na Figura 4. Por tal imagem, são sugeridas feições de reservatórios típicos de águas profundas, que estariam difusas ou imperceptíveis na imagem sísmica do mapa da Figura 2. Tais dados reconstruídos estariam prontos para entrar na modelagem numérica geológica.

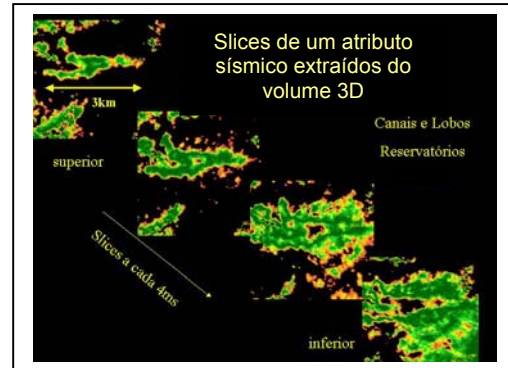


Figura 3 - *Horizon-slices* em torno das amostras sísmicas do reservatório ilustrado na figura 2.

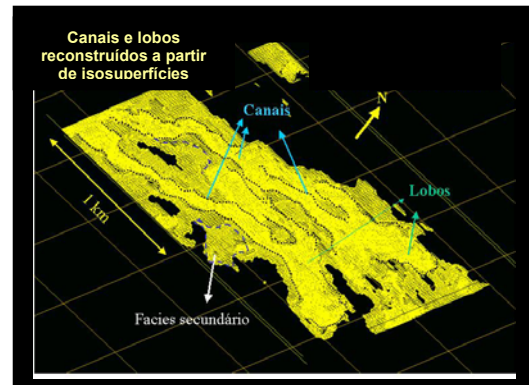


Figura 4 - Reconstrução topológica a partir das isosuperfícies de amplitudes sísmicas, geradas por *horizon-slices* do mesmo volume sobre o qual foi extraído o mapa de amplitudes da figura 2.

Conclusões

A caracterização sísmica de reservatórios delgados não deve, por princípio técnico-econômico, desconsiderar ou mesmo ponderar qualquer amostra sísmica registrada em sua interface, ou no interior destes reservatórios, até que se tenham cenários econômicos bem estabelecidos para cada projeto de produção. Uma metodologia de reconstrução topológica de imagens de reservatórios a partir do ajuste de superfícies sísmicas, obtém diversas vantagens sobre os métodos comerciais de visualização 3D, pois maximiza a preservação de geometrias e conectividades sedimentares que podem ser efetivamente evidenciadas pela sísmica. Tal reconstrução otimiza a representação do conjunto de corpos porosos

que se deseja modelar e simular para a produção de hidrocarbonetos.

Agradecimentos

Agradecemos à Petrobras pelo suporte e permissão de publicação deste trabalho. Em especial, agradecemos a todos os colegas da Petrobras que participaram indiretamente nas fases de processamento e interpretações sísmicas prévias, e particularmente a Anelise Lara, Abelardo Barreto Jr. e Carlos Bruhn, Petrobras E&P, pelas discussões ao longo da execução deste trabalho.

Referências Bibliográficas

G. Tavares, H. Lopes, A. Castelo, 1992, Topological Methods in Geometric Methods. Livro para o XV Congresso Nacional de Matemática Aplicada e Computacional.

Tuceryan, M. and A.K. Jain, 1994, Texture analysis. In Handbook of Pattern recognition and Vision, C.H.Chen, L.P.Pau, and P.S.P Wang, Eds. World Scientific Publishing Co. , Singapore, 235-276

Gao, Dengliang, 1999, 3-D VCM seismic textures: A new technology to quantify seismic interpretation – Marathon Oil Company, Houston Texas – Annual SEG Meeting– Expanded Abstracts.

Santos, R. A., Lopes, M. R., Cor, C. A. G., Bruhn, C. H.L., 2000, Adaptive Visualization of Deepwater Turbidite Systems in Campos Basin Using 3-D Seismic, The Leading Edge, May.