



## Aumentando o limite de visibilidade de dados sísmicos 3D em reservatórios de águas profundas com detalhes estruturais e estratigráficos

Rogério de A. Santos - Petrobras, E&P, Márcio Spínola - Landmark, Ricardo R. P. Alves - Petrobras, E&P

Copyright 2005, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 9<sup>th</sup> International Congress of The Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, 11-14 September 2005.

Contents of this paper were reviewed by The Technical Committee of The 8<sup>th</sup> International Congress of The Brazilian Geophysical Society and does 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

This work attempts to show some aspects of 3D-seismic reservoir characterization using seismic attributes in a presence of channel-lobes turbidite play located in Brazilian passive Margin. Some attributes were selected and combined to extract qualitative information on subtle faults and its relationship with stratigraphic and depositional systems. Some latest industrial algorithms for attribute calculation, 3D image processing and detection of subtle structural features were applied.

Recommendations on workflows and selection of 3D-seismic attributes during a seismic reservoir characterization study were suggested, which the choice of the kind of seismic attribute to be used will intrinsically depend on the quality of the data, initial seismic processing to recover the signal quality, the geological knowledge of the particular area, the kind of geological features and associated geometry as well as the knowledge of the attribute itself to be used for enhancement and detection.

All these aspects have impact on the economic uncertainty for field development because it can produce deviation on the predicted production curves and NPV of some deep water exploitation projects.

### Introdução

A partir de 1986, sobretudo na Bacia de Campos, o desenvolvimento de reservatórios passou a ter um componente econômico fortemente relacionado a campos situados sob lâminas d'água espessas (águas profundas e ultraprofundas) associados a depósitos de areias em turbiditos e seus sistemas associados.

Ao longo desses anos, diversos desafios tecnológicos têm sido enfrentados pela Petrobras para viabilizar projetos de produção nesses reservatórios, de modo que as reduções do número de poços de desenvolvimento – hoje em grande parte composto de horizontais e multilaterais – e dos intervalos de tempo para início de produção dos campos, não inviabilizem tecnicamente cada exploração individual. Tais reduções criam riscos geológicos intrínsecos, com características mais

acentuadas quando a metodologia sísmica 3D convencional, cada vez mais solicitada nesses casos, passa a não possuir resolução suficiente para muitos detalhes exigidos.

Mundialmente, são observados casos semelhantes: os projetos de produção dos campos procuram cortar custos, com redução de poços, perfis e serviços de desenvolvimento, além de buscar, paralelamente a antecipação de receitas. Com isso, a sísmica 3D passa a ter um valor ainda mais importante em tais projetos, pois “substitui” as antigas malhas regulares de exploração, com as quais tinham-se bons controles das produções e dos reservatórios, porém com altos custos para alguns projetos, inviabilizando diversos deles.

Essa valorização da sísmica 3D no cenário de reservatórios no Brasil e no mundo trouxe consigo um enorme avanço no tratamento e na visualização do sinal sísmico. Métodos que buscam aumentar a resolução visual para o intérprete, tais como filtros, deconvoluções, inversões ou migrações, ganharam importância vital pois a sísmica 3D já teria atingido seu patamar máximo de resolução de aquisição (economicamente viável), ao ser registrada com 1ms, células de 12,5 x 12,5m, afastamentos longos, diversos cabos, fontes múltiplas e registros de ondas P e S com instrumentos de 24 bits.

Porém, nem sempre tais métodos de processamento conseguem por si só agregar grandes valores aos projetos de exploração, porque na maioria das vezes os contrastes de impedâncias que se deseja enxergar nos reservatórios, não necessitam somente destes avanços, mas também de métodos geocientíficos e tecnologias que façam tais contrastes serem “vistos” nos dados 3D.

Enquanto as tecnologias de visualização, baseadas em valores físicos de amostras sísmicas, são abundantes no mercado de petróleo, como, por exemplo, técnicas de Voxels, Coerência, Opacidade e Reconhecimento de Padrões por Redes Neurais, os métodos geocientíficos em suas utilizações para cada objetivo específico de reservatório são raros e precisam, como o primeiro passo, da interpretação geológica e geofísica.

O conhecimento prévio dos modelos estrutural e estratigráfico de cada campo de hidrocarbonetos, necessita ser estabelecido e dominado pelo intérprete no momento de uso dessa ou daquela tecnologia de mercado, que muitas vezes, em algumas áreas na escala de reservatórios, não oferecem soluções adequadas à questões estratigráficas, por não possuir flexibilidades para uso integrado de métodos geológicos de visualização sísmica.

Experiências têm mostrado que muitas vezes os dados sísmicos 3D “escondem” informações preciosas, que não são bem visualizadas nos domínios do tiro comum, receptor comum, tempo comum, inline, crossline, etc.

Este trabalho procura apresentar uma aplicação de processamento de imagens volumétricas e algoritmos de detecção de falhas com uma ferramenta quantitativa e qualitativa para indicar descontinuidades geológicas de feições turbidíticas de canais e lobos em reservatório de águas profundadas em margem passiva continental Brasileira.

Os atributos sísmicos abordados no presente trabalho, são diretamente derivados de dados de amplitude pós-empilhamento de fase zero através de aplicações matemáticas.

### Limites de visualização

Uma característica sísmica peculiar de alguns reservatórios em águas profundas diz respeito à resposta de amplitude para corpos turbidíticos de diferentes espessuras e amalgamados. Eles são construídos geralmente pela amalgamação de diferentes lobos, lobos de rompimentos ou depósitos de canais, que possuem diferentes impedâncias relativas (granulometrias de areias mais grosseiras na base e mais finas nos topos), com quebras acústicas bastante significativas entre elas, mostrando uma tendência decrescente de valores impedância da base para o topo.

Em diversos casos, devido à essas duas características sísmicas principais as espessuras das areias obtidas das amplitudes e de todos os demais atributos delas derivados, apresentam-se distorcidas em diferentes graus e precisam de cuidadosa calibragem sísmica e de poços. O mesmo pode ser indicado para todas as demais propriedades dos reservatórios derivadas do sinal sísmico, como por exemplo a definição das heterogeneidades estratigráficas e estruturais, tais como as feições associadas a falhamentos sutis e de difícil definição na sísmica 3D.

Para maioria dos trabalhos hoje aplicados a tais reservatórios basicamente a linha de trabalho que pode ser descrita contempla as seguintes fases:

- Conversão Tempo x Profundidade
- Interpretação preliminar x Inversão
- Relação sísmica x Geometria externa
- Interpretação Integrada Sísmica x Geologia
- Extração de atributos x Correlação com propriedades de Reservatórios
- Interpretação de feições geológicas x Visualização 3D de feições sísmicas sutis

Em todas essas fases objetiva-se o entendimento de alguns atributos sísmicos em função das heterogeneidades, espessuras e propriedades internas dos reservatórios, segundo a concepção dos problemas sísmicos que conduza a um entendimento baseado em critérios associados aos seguintes fundamentos de interpretação sísmica avançada: a- otimização das imagens sísmicas; b- visualização e interpretação 3D ; c- análise sísmica de detalhe das feições estruturais e estratigráficas dominantes no ambiente deposicional considerado; d- definição de propriedades sísmicas relacionadas a um determinado reservatório e fácies não-reservatório; e- determinação de contrastes sísmicos entre fácies economicamente atrativas.

As diferenças interpretativas de cada fundamento descrito anteriormente, quando comparadas com o que é praticado convencionalmente, na caracterização de reservatórios clásticos de outras naturezas, referiram-se aos métodos que visam capturar, sísmicamente, pequenas heterogeneidades e espessuras, difíceis de serem definidas pela combinação de métodos e resoluções convencionais.

Metodologicamente, a visualização dessas feições sutis pode ser otimizada a partir de uma estimativa do modelo deposicional e dos limites (ou domínios) dos corpos de areia definidos nos diversos atributos, que mostrem espacialmente as mudanças de fase relativas às feições estratigráficas e estruturais, que por muitas vezes manifestam-se nos dados de amplitude de forma muito sutil, sem variações visualmente perceptíveis.

Define-se assim, um aspecto específico de real obstáculo interpretativo num dado sísmico 3D que reside na atual dificuldade de visualizarmos feições geológicas que estariam presentes no dado convencional, mas que não seriam “detectadas” devido à limitações visuais humanas e também dos atuais métodos de tratamento do sinal sísmico e de formas de visualização e mapeamento de dados 3D.

### Objetivos técnicos da análise sísmica volumétrica

Algumas dificuldades de caracterização sísmica de reservatórios delgados e heterogêneos têm sido constatadas em corpos turbidíticos com espessuras em torno de 10m, podendo ocorrer isolados ou amalgamados. Em muitos casos as espessuras das areias obtidas das amplitudes (e demais atributos delas derivados) apresentam-se distorcidas em diferentes graus e necessitam de cuidadosa calibração sísmica-poço. O mesmo pode ocorrer para todas as demais propriedades dos reservatórios derivadas do sinal sísmico.

Genericamente, as descontinuidades observadas nas imagens sísmicas desses reservatórios são derivadas de alguns fatores isolados ou combinados, por exemplo: (a) wavelets sísmicas contaminando o dado final (interferência de corpos); (b) variações reais da petrofísica e/ou da geometria lateral dos corpos e de

espessuras primárias ou secundárias devido a erosões ou estruturas; (c) limitações efetivas de resolução sísmica e das imagens segundo cada plano observado no cubo sísmico e dos métodos atuais de visualização.

Uma vez conhecidos estes fatores a visualização ou resolução 3D de objetos geológicos a partir da sísmica, passa a depender de dois aspectos essenciais: (1) qualidade do sinal recuperado e (2) eficiência dos algoritmos de imageamento sísmico utilizados.

#### (1) Qualidade do sinal recuperado

A qualidade do sinal recuperado além de depender dos parâmetros de aquisição possui importantes impactos econômicos como por exemplo conectividades internas efetivamente superiores às apresentadas pela sísmica e contatos entre zonas estratigráficas não previstos. Ambos geram incertezas econômicas em função dos desvios da curva produção e VPLs projetados sempre mais pessimistas do que os reais podendo haver necessidade de custos adicionais, intervenções operacionais nos campos e revisão das antecipações de receitas.

Por outro lado, conectividades internas efetivamente muito inferiores àquelas mostradas pela sísmica, levam à revisões econômicas causadas por perdas de taxas de vazão; volumes produzidos menores do que os previstos para uma determinada planta de produção; correções de posicionamento de poços, com possibilidade de intervenções operacionais nos campos e perdas de receitas.

#### (2) Eficiência dos algoritmos de imageamento sísmico utilizados

A eficácia de métodos de visualização sísmica aplicados à definição de conectividades de reservatórios delgados está ligada à manutenção do conceito de coerência sismo-faciológica 3D e ao controle das restrições verticais causadas pelo número limitado de amostras pertencentes a um mesmo evento delgado. Esses eventos delgados de interesse econômico e presumivelmente coerente por sua natureza geológica poderiam ser mostrados como incoerentes na sísmica dada suas limitações.

Torna-se importante então viabilizar uma combinação de técnicas de visualização e interpretação sísmicas voltadas para reservatórios delgados e pequenas heterogeneidades, conciliando alguns atributos e suas relações entre as heterogeneidades sísmicas internas e as propriedades físicas dos reservatórios e possíveis compartimentações estratigráficas.

### Metodologia e aspectos econômicos

Uma vez compreendidas a maioria das texturas e feições estruturais presentes em cada cubo sísmico e reconhecidos os objetos geosísmicos que possuem interesse econômico para um projeto de desenvolvimento de reservatórios, passa-se então a concentrar na visualização sísmica somente determinados subconjuntos,

evitando que objetos não-reservatórios (ou reservatórios mas de outras unidades estratigráficas ou blocos) interfiram na análise multiatributo e multispectral.

Este foco no subconjunto de dados, propicia o isolamento de aspectos texturais (geoimagens) que facilitam a identificação de propriedades e espessuras sísmicas, delimitando melhor lateral e verticalmente, os reservatórios de interesse específicos do Projeto como por exemplo “eventos econômicos” do campo.

Por “eventos econômicos” define-se aqueles corpos com as seguintes classes de geoimagens (*geobodies*) para a visualização sísmica:

Classe A - corpos de interesse econômico para o determinados projetos como lobos, canais, lobos de rompimento de canal e toda geometria deposicional, ou estrutural, que possua característica sedimentar associada a possíveis reservatórios.

Classe B - corpos que auxiliem o entendimento da construção, deformação, geometria e posicionamento dos eventos econômicos definidos na Classe A, tais como folhelhos e margas encaixantes, mas também os *overprints* de outros reservatórios.

Com essa metodologia foram separadas as geoimagens que possibilitaram análises qualitativas dos reservatórios, com a separação dos eventos desejados e que possuem reais impactos econômicos para um projeto de produção.

As avaliações iniciais de texturas sísmicas foram associadas a um pré-conhecimento dos poços perfurados e possuíram um caráter interpretativo, sendo que tais texturas realçam as areias relacionadas a lobos frontais, lobos de rompimento e também canais, que ora erodem sedimentos mais antigos nos paleogradientes dos taludes mais acentuados, ora depositam nas quebras desses mesmos gradientes.

O objetivo global da visualização 3D aqui descritas é o de auxiliar a interpretação de reservatórios de diferentes espessuras e características petrofísicas, que podem ser descritas da seguinte forma:

- presença de falhas e descontinuidades estruturais/estratigráficas de pequenas dimensões verticais, próximas ao limite de resolução do dado
- presença de pequenas espessuras e efeito *tuning*.
- presença de heterogeneidades internas e laterais ao reservatório
- presença de fluidos e porosidades diferenciais.
- presença de efeitos de múltiplas de curto período
- atenuação do sinal no tratamento dos dados.
- efeitos na *wavelet* devido a reservatórios delgados
- simulação de conectividades dos reservatórios
- simulação da sísmica 3D a partir de parâmetros de reservatórios.
- simulação dos atributos sísmicos analisados no projeto

Somando-se a isso, as etapas técnicas típicas deste trabalho conjugado, podem ser descritas na Tabela 1

1	seleção de pequenos cubos sísmicos chaves, representando os diversos problemas litológicos e seus atributos correspondentes
2	seleção de pequenos cubos-guia com processamento estratigráfico, investigando a eficiência de atributos geométricos
3	desenvolvimento de procedimentos de tratamento de sinais para realçar, ao máximo, fatores de subsuperfície relacionados à camadas delgadas e heterogêneas
4	geração de atributos sísmicos simples e estudo de suas inter-relações por análises ternárias
5	geração de atributos sísmicos por combinações específicas, orientadas ao problema de cada reservatório
6	desenvolvimento de atributos relacionados à fase do sinal sísmico, para definição de fatores qualitativos da refletividade
7	utilização de sistemas de classes de atributos com conotação geológica
8	desenvolvimento de atributos variáveis com a frequência sísmica para detecção de camadas delgadas ou efeito nos caminhos da onda (heterogeneidades)
9	geração de mapas e volumes sísmicos derivados dos diversos atributos analisados, na fase de modelagem geológica já especificada, e na fase de integração da interpretação geológica

**Tabela 1 – Etapas de trabalho na caracterização**

O conjunto dessas técnicas e seus resultados são mostradas a seguir como um exemplo de aplicação na detecção de falhas, permitindo identificar heterogeneidades que comumente implicam em impactos econômicos relativo à análise de produtividade dos poços envolvidos na produção, principalmente os poços horizontais de longo alcance.

### Imageamento de falhas

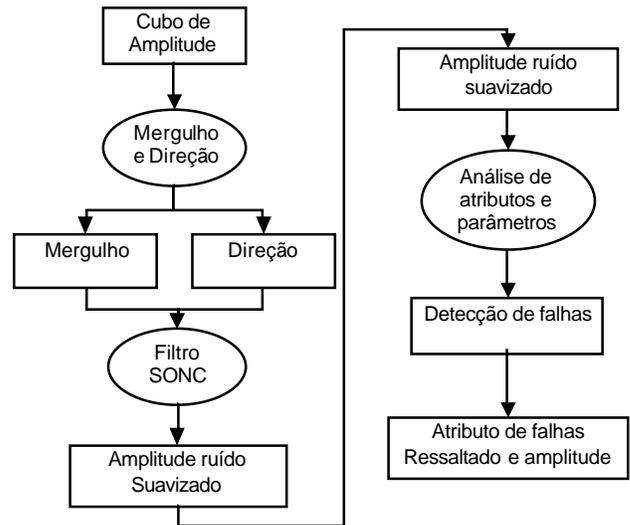
Para o imageamento de falhas aplicou-se técnicas de processamento de imagens 3D em dados de pós-empilhados que incluem: cálculo dos cubos de Mergulho (*Dip*) e Direção (*Azimuth*), filtros estruturalmente orientados para cancelamento de ruídos, atributos sísmicos para medidas de continuidade, matemática elementar entre cubos e algoritmos de detecção de falhas. Algumas tecnologias utilizadas foram FFA (Foster Findley Associates), RSI (Rock Solid Images) e Halliburton/Landmark.

A Figura 1 apresenta um diagrama do fluxo de trabalho para o imageamento de falhas utilizando somente o cubo da amplitude como parâmetro de entrada. O cubo de amplitude sísmica é usado para o cálculo dos volumes de Mergulho e Direção.

O vetor definido como tangente à direção de mergulho máximo na estrutura local possui um par de ângulos chamado Mergulho e Direção (*Dip* e *Azi*). O atributo de mergulho possibilita caracterizar em todo o 3D a intensidade dos mergulhos máximos onde ocorrem as camadas ou seqüências estratigráficas e blocos falhados e suas relações. O atributo volumétrico de direções por sua vez, mede os ângulos de direção do valor máximo de mergulho.

Esses ângulos definem as orientações de um plano no espaço 3D. Quando combinados esses atributos fornecem ao interprete a informação necessária para um entendimento objetivo da geologia estrutural. A Figura 2 apresenta o cubo de mergulho e direções combinado (*DipAzi*).

### Imageamento de Falhas



**Figure 1. Diagrama da metodologia para obtenção do cubo de falhas.**

Para melhor entendimento do *DipAzi*, faz-se necessário a utilização da escala de cores. Na Figura 2 as cores representadas pelo vermelho, azul, azul claro e verde correspondem respectivamente ao Norte, Leste, Sul e Oeste. Sempre em relação à direção de linha e traço no qual foi tomado o levantamento. Caso as direções do levantamento sísmico não estejam alinhadas com o Norte, faz-se necessário então uma rotação correspondente ao ângulo entre levantamento e o norte verdadeiro para se tomar as medidas geograficamente referenciadas.

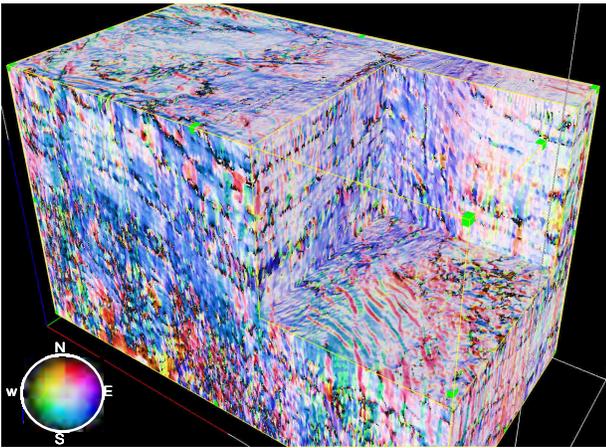
Ainda na Figura 2 a intensidade ou saturação de branco ou preto nas cores (cores mais claras ou mais escuras) representam as intensidades dos mergulhos. Regiões onde ocorrem planos de falhas mais verticais apresentam-se escuras ou pretas enquanto que regiões com cores claras ou com branco puro representam camadas que mergulham pouco ou não apresentam inclinação.

Para redução de ruídos indesejados e aumento da continuidade dos eventos, sem perder informações estruturais/estratigráficas, pode-se optar por um filtro de ruído anisotrópico (Filtro SONC – *Structural Oriented Noise Cancellation* – Figura 1). Este filtro se adapta em cada ponto do volume às informações estruturais fornecidas pelo cubo de mergulho e direção.

O passo seguinte é calcular um atributo intermediário com habilidade para detectar vários tipos de falhas em uma diversidade de ambientes geológicos. Este atributo

intermediário é baseado em medidas de coerência estruturalmente orientado (SOS - *Structurally Orientated Semblance*) e possibilita a detecção de vários tipos de falhamento com diferentes escalas e expressões dentro do dado sísmico. Neste ponto vários parâmetros podem ser escolhidos a depender das características que se pretende ressaltar.

O estágio seguinte é aplicar algoritmo de detecção que permite identificar as bordas no atributo anterior e extrair os planos de falha com espessura de um simples voxel. Por fim combina-se o volume de falhas com o volume de amplitude através de operações entre volumes (conjuntos) utilizando matemática elementar. Como resultado obtém-se um volume de amplitude com falhas e descontinuidades marcadas com um valor extremo na escala de cores (Figura 3).



**Figura 2 - Atributo volumétrico de mergulho e direções.**

É importante ressaltar que um esforço extra se faz necessário durante o processo de carregamento do dado para a escala de 8 bits de maneira que durante o processo de geração dos atributos as informações originais de amplitude não sejam degradadas (valores extremos de amplitude colapsados ou “cortados”). Isso pode influenciar os resultados significativamente.

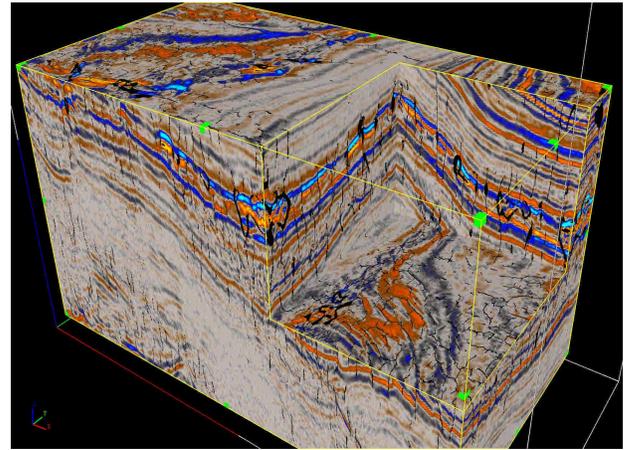
### Análise e interpretação de multi-atributos

Stow et al, 1996 mostrou que a sedimentação no fundo do mar é controlada por fatores como placas tectônicas, condições climáticas, variações no nível do mar e principalmente o suprimento sedimentar que governa o estilo deposicional. Enquanto esses fatores demonstram ser os mais críticos para sedimentação marinha, o dado sísmico 3D tem respondido com uma boa qualidade para observação de tais escalas deposicionais.

Para a compreensão do significado geológico dos múltiplos atributos, uma aplicação muito útil são os atributos geométricos gerados por algoritmos relacionados as medidas de redundância ou coerência.

Figura 4 apresenta o atributo de variância da similaridade que mede a diferença entre os mergulhos instantâneos da similaridade máxima e o mergulho médio. Esse atributo mostra mergulhos anômalos dentro de um ambiente uniformemente acamado, pode ser utilizado para detectar descontinuidades (Uwe 2004). Também são utilizados com atributos

A Figura 5 apresenta outro atributo chamado indicador de paralelismo das camadas (Parallel Bed Indicator). É definido como a variância dos mergulhos de máxima similaridade. Acamamentos paralelos possuem menores variâncias do que acamamentos com mergulhos arbitrários. Este atributo é utilizado como componente para cálculo de reflexão caótica (Chaotic Reflections) e indicador de argilas (Shale Indicator).



**Figura 3 - Amplitude combinada ao cubo de falhas.**

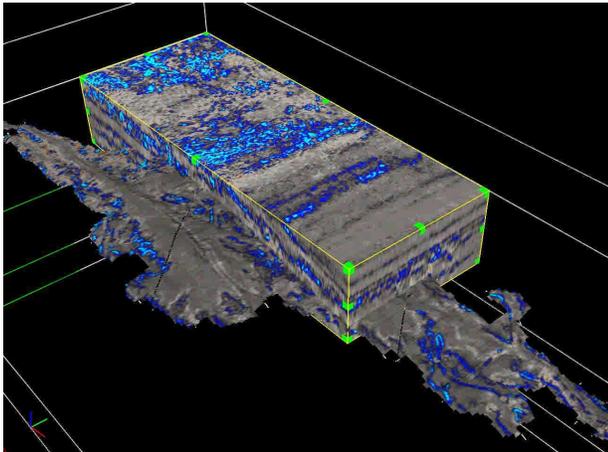
Para esses casos particulares e também para outros não mencionados aqui algoritmos de reconhecimento automático de anomalias ajudam na visualização e interpretação de feições estratigráficas relacionadas aos turbiditos.

Algumas feições sedimentares como as de turbiditos de águas profundas podem ser analisadas à luz de fatores que controlam a deposição dos sedimentos como acomodação do espaço local, aspectos de corte e preenchimento (erosivos e deposicionais), tectônica sinsedimentar e movimentos de sal, no qual em muitos casos são muito difíceis de visualizar ou detectar, não somente por questões de dimensões relacionadas mas também por limitações de resolução sísmica.

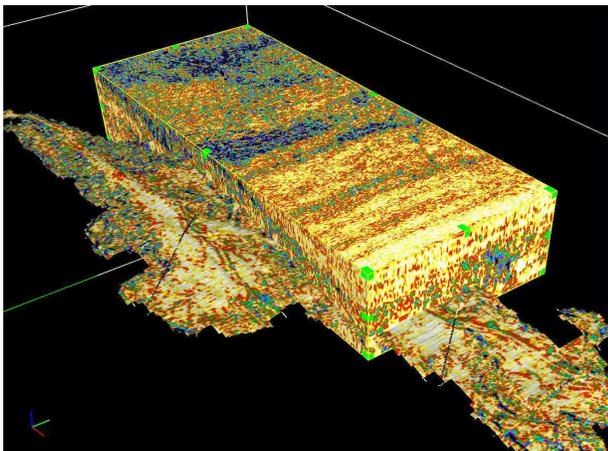
O Indicador de argila é um atributo híbrido voltado para detectar possíveis zonas de argila em ambiente siliciclástico. Combina atributos como frequência instantânea, indicador de camadas paralelas (*Parallel Bedding Indicator*), coerência (*similarity*) e variância da coerência. Cada um desses atributos pode ressaltar aspectos como: frequência instantânea para detecção de camadas delgadas; *Parallel Bedding Indicator* para medir paralelismo das camadas, similaridade para medir continuidade e a variância da similaridade para medir variação da continuidade. As argilas podem ser identificadas assumindo-se configuração geométrica de

acumulação delgada, paralelo ou sub-paralelo com grande continuidade lateral.

A Figura 6 mostra a combinação de atributos selecionados para essa área de estudo fornecendo uma imagem que combina aspectos estruturais e estratigráficos. O atributo apresentado sobre o horizonte interpretado é o de indicador de argila.



**Figura 4 - Variância da similaridade mostra mergulhos anômalos dentro de um ambiente uniformemente acamado pode ser utilizado para detectar discontinuidades.**

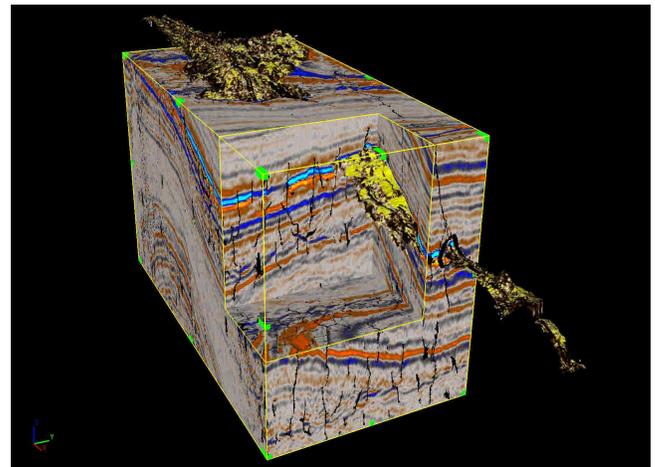


**Figura 5 - Parallel Bed Indicator definido como a variância dos mergulhos de máxima similaridade. Este atributo faz parte integrante na composição do indicador de argilas (Shale Indicator).**

### Conclusões

Este trabalho procura mostrar alguns aspectos importantes de caracterização de reservatórios utilizando atributos sísmicos volumétricos e algoritmos recentes para detecção de feições estruturais e estratigráficas sutis aplicados à reservatórios de água profunda na margem Atlântica Brasileira. Feições que estão

diretamente relacionadas a fatores geológicos que controlam a deposição de turbiditos em águas profundas. Com um maior detalhe das imagens geradas, otimizou-se a visualização dos geobjetos relacionados aos fácies não-reservatórios e outros equivalentes a feições estratigráficas, tais como canais, lobos frontais e lobos de rompimento de canal que passaram a ser evidenciadas em imagens com maior clareza.



**Figura 6- Volume de falhas detectado combinado com dados de amplitude.**

A partir desses tipos de imagens, torna-se possível obtenção de avaliações espaciais dos principais sistemas deposicionais e feições estruturais presentes no objeto deste trabalho, e com isto pode-se inferir informações relacionadas com: geometrias de falhas e seus rejeitos em domínios diferentes de espectros; texturas sísmicas globais; detalhe de geometrias e discontinuidades dos reservatórios; melhor avaliação de espessuras sísmicas; efeitos sísmicos geradores de ruídos coerentes; estratigráficos e estruturais; otimização de atributos e domínios espectrais a serem analisados; definição da melhor estratégia (técnica e econômica) de mapeamento posterior.

### Agradecimentos

Agradecemos a Petrobras pela permissão da publicação deste trabalho, assim com os geólogos Uwe Strecker, Agnès Campan.

### Referências Bibliográficas

- Brown, A. R. AAPG Memoir 42 and SEG Investigations in Geophysics N9. AAPG Special publications 2004.
- Stow, D. A. V, H.G. Readings & Collinson J.D. Deep seas in Sedimentary Environments: Process, Facies and Stratigraphy. Edited by H.G. Readings, 3 Edition 1996.
- Strecker U. Interpretative Use of Seismic Attributes in Geological Propecting & Reservoir Characterization – Internal publication. Course Summary. Rio de Janeiro 26-30, 130p. July 2004.