



## Reservatórios delgados agrupados por redes neurais em dados sísmicos 3D

Rogério de A. Santos PETROBRAS S/A, Brasil, Ernesto Fleck, Carlos E. Pedreira e Ednalda M. de Souza PUC-RIO, Brasil

Copyright 2003, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 8<sup>th</sup> 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 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

Neural networks are applied to identify seismic structures simulated from real thin deep-water reservoirs. They help also to isolate seismic interferences of primary and secondary events that are not related to a desired reservoir mapping. Using different seismic attributes and two statistical data properties, channels, sand lobes and spills are discriminated and their possible 3D connections enhanced along the seismic volumes.

### Introdução

A otimização da resolução visual de reservatórios de hidrocarbonetos em camadas sedimentares delgadas (<15m de espessura) tem sido um constante desafio para o método sísmico, enquanto fonte principal de medidas remotas em grandes profundidades geológicas, principalmente em situações de lâminas d'água superiores a 1000m, aqui denominados de reservatórios em águas profundas.

Tal desafio está relacionado às incertezas intrínsecas ao método sísmico. Com efeito, ao se utilizar frequências temporais e espaciais não é possível definir com precisão as espessuras delgadas de reservatórios, e por conseguinte, suas propriedades petrofísicas.

Por outro lado, muita perda de informações sísmicas acontece devido ao fato que diversas características peculiares das respostas sísmicas desses reservatórios não são consideradas em métodos genéricos, ou convencionais, de identificação e conseqüente visualização 3D.

Nesses métodos genéricos, primeiro agrupam-se as informações de uma determinada janela de dados sísmicos, por exemplo entre topo e base de um reservatório (definidos por mínimos comprimentos de onda) para depois se classificar e tentar obter visualizações detalhadas de possíveis feições geológicas. Com isso, cada feição obtida mantém a contaminação das diversas interferências sísmicas de outras camadas adjacentes, fator crítico para camadas delgadas.

Neste artigo, propõe-se uma metodologia alternativa ao processo convencional de visualização sísmica 3D, focada para reservatórios delgados e/ou espessos mas intercalados. Nela, primeiro se detalham os dados sísmicos, através de "agrupamentos geologicamente inteligentes" não-supervisionados de sinais e ruídos, clássicos de reservatórios delgados, para que, depois de agrupados, sejam mapeados como eventos sísmicos

primários, desejavelmente isolados, que representem unicamente as litologias do reservatório a ser desenvolvido, que seriam diferenciados de outros eventos gerados por interferências a partir de feições geológicas não desejadas.

Para se atingir o objetivo proposto, pode-se lançar mão de determinados métodos de agrupamentos inteligentes de dados sísmicos. Aqui é proposto um método, desenvolvido pela Petrobras, em parceria tecnológica com a PUC-Rio/Tecgraf, que utiliza o pré-conhecimento de modelos geológicos de deposição de camadas sedimentares em águas profundas, baseados em modelos de estruturas obtidas de conceitos de sismoestratigrafia em dados pós-estaqueamento 3D, aqui denominada de estrutura sísmica, para auxiliar a identificação e a localização, ou a visualização espacial, de corpos geológicos com hidrocarbonetos (óleo e gás). Resultados obtidos a partir de dados sísmicos sintéticos, que simulam a resposta de um reservatório delgado em um ambiente sedimentar de águas profundas e algumas possibilidades de interferências sísmicas, comuns nesses reservatórios, mostram o enorme potencial dessa metodologia.

### Visualização Sísmica 3D de Reservatórios Delgados

A visualização de dados sísmicos é uma importante ferramenta na caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos. Tal visualização é, em geral, realizada adequando-se as intensidades e características de atributos sísmicos aos seus posicionamentos no dado 3D. Normalmente, ela parte do todo para o específico, (Santos et al, 2000 e Caers et al, 2001), ou seja, o detalhamento de uma área de estudo é realizado após a definição de uma imagem gráfica associada a um modelo geológico, que considera o total dos pontos disponíveis ao estudo.

A proposta deste trabalho sugere uma modificação neste processo voltada para necessidades de reservatórios delgados de águas profundas: determinam-se estruturas sísmicas específicas através de um agrupamento de sinais e ruídos coerentes, com suas visualizações sendo realizadas através de uma combinação variada da reunião das partes (grupos formados).

Dois propriedades estatísticas, a simetria em torno da média e a densidade de elementos de cada grupo, são associadas à aplicação de um algoritmo de redes neurais. Estas propriedades facilitam o entendimento de estruturas sísmicas, que é estabelecido a partir do conhecimento de geometrias e fatores estratigráficos que controlam a deposição sedimentar de determinados reservatórios.

Este conceito de visualização sísmica, a partir de propriedades de estruturas sísmicas, facilita a pesquisa de reservatórios delgados usando os dados sísmicos 3D hoje existentes, no que discrimina previamente os eventos que seriam associados a feições estratigráficas

puras, daqueles que seriam devido às interferências diversas, associadas a não-reservatórios.

A seguir apresenta-se uma abordagem sobre a construção de estruturas sísmicas em dados 3D, a auto-organização dos dados por redes neurais e, por fim, apresentam-se resultados da aplicação do método proposto em dados sintéticos.

### Falsa estrutura sísmica em reservatórios delgados

Um dos principais fatores complicadores para uma crescente otimização da resolução da visualização e mapeamento sísmicos 3D de reservatórios delgados em águas profundas, é a interferência de múltiplos eventos registrados num pequeno número de amostras temporais de um traço sísmico, em determinada banda limitada do sinal registrado, usado para mapeamento do evento-reservatório desejado. Tal interferência é aqui dividida conceitualmente dividida em duas classes distintas, com relação às suas gêneses:

- interferência estratigráfica e
- interferência pseudo-estratigráfica.

Interferência estratigráfica, seria a gerada por eventos primários, oriundos de corpos sedimentares amalgamados ou intercalados, muito próximos fisicamente ao evento que se deseja analisar. Interferência pseudo-estratigráfica, que será ilustrada adiante, seria a causada pela presença de eventos secundários, oriundos do pulso sísmico remanescente do processamento sísmico aplicado, deixando lobos laterais de pulsos primários não-reservatórios, ou gerados pelos eventos que causam a interferência estratigráfica citada anteriormente, ou ainda por múltiplas internas desses eventos.

Uma forma de se identificar o tipo de classe de interferência que sofre uma resposta sísmica desejada em um reservatório delgado, é estruturar estratigraficamente o dado analisado através de um fatiamento temporal, amostra a amostra. Este fatiamento deve ser proporcionalmente concordante a eventos sísmicos referentes a marcos estratigráficos, limites de seqüências estratigráficas ou outras superfícies cronoestratigráficas, que podem ser, numa última aproximação, os próprios topo e base do envelope do reservatório a ser visualizado e mapeado. Maiores detalhes sobre as formas de fatiamento estratigráfico de um dado sísmico é sugerido em ( Zeng et al 2000 e Santos et al, 2002).

Com tal fatiamento, define-se a configuração das estruturas sísmicas que formam o conjunto de camadas e seus atributos sísmicos que servem de entrada para o agrupamento de dados aqui proposto, que são normalizados e arranjados em matrizes com dois tipos de variáveis: as que definem a posição do sinal (x, y, z e camada) e o valor do sinal adquirido (ou valor do atributo sísmico).

### Mapas de estruturas sísmicas auto-organizáveis

Redes neurais é uma ferramenta utilizada largamente nos estudos dos dados sísmicos ( Nikravesh et al 2001, Chang et al , 2002 e Chon et al 2000). Este artigo propõe a aplicação de redes neurais para o agrupamento dos

sinais sísmicos na busca de identificação de estruturas sísmicas através de duas determinadas propriedades.

A forma como os dados de entrada são estruturados, leva à pesquisa do que ocorre quando unidades estratigráficas são representadas por um conjunto de amostras sísmicas adjacentes, que podem ser interconectadas, gerando um nível de organização espacial que uma rede competitiva pode desenvolver e definir através de agrupamentos, num determinado treinamento de dados.

Considerando que os dados sísmicos são não lineares, um método de redes neurais não supervisionado foi a nossa opção escolhida, através do algoritmo de Kohonen ( Kohonen, 2001). Um sistema desenvolvido em C foi utilizado como recurso de visualização.

A aplicação do algoritmo de Kohonen nos garante a distribuição dos sinais em grupos de tal forma que os valores destes atributos tenham, entre si, uma estrutura topológica de vizinhança. Definir estes grupos formados como estruturas sísmicas é uma medida que requer propriedades intrínsecas que possam ser fatores diferenciais. Assim é que identificamos duas propriedades estatísticas que associamos aos grupos para a determinação de quais se ajustariam ao conceito proposto. A primeira propriedade é a simetria em torno da média, a segunda é a densidade de elementos no grupo. A simetria em torno da média significa uma distribuição dos valores em torno da média de tal maneira que os valores máximo e mínimo do grupo sejam relativamente equidistantes à média.

A densidade de elementos está associada à distância entre os elementos (vizinhança). Portanto, grupos formados com simetria em torno da média e de baixo desvio padrão foram selecionados como denso.

### Resultados obtidos em uma simulação sísmica

Os resultados obtidos neste trabalho são descritos em duas partes. Na primeira, são relatados os aspectos gerais da proposta de agrupamento dos dados sísmicos, definindo estruturas estratigráficas, de alto interesse para caracterização de reservatórios delgados. Na segunda é enfocada, brevemente, uma análise voltada para auxiliar a visualização sísmica e o processamento de dados sísmicos, que é a detecção de estruturas de interferência estratigráfica em reservatórios delgados.

No exemplo ilustrado, optou-se por três atributos do traço sísmico complexo, derivados das amplitudes originais: amplitudes do envelope instantâneo, fase instantânea e a frequência instantânea. A amplitude mede a intensidade da refletividade e está associada à energia do sinal sísmico. A fase instantânea é uma medida de continuidade de um evento. Finalmente, a razão de mudança no tempo do atributo fase é expresso pelo atributo frequência instantânea.

As geometrias deposicionais - canais, lobos delgados e *spills* de areia e intercalações de folhelhos - e seus atributos sísmicos foram derivados sinteticamente na simulação de uma realidade de reservatórios delgados em águas profundas: o total de registros utilizados nos processos foi de 772800 distribuídos em 8 camadas, somando 32ms em cada janela de traço simulado.

Após experiências empíricas, optou-se por uma malha de nove neurônios. Esta quantidade mostrou-se razoável

vis-à-vis à quantidade de tipos de corpos sísmicos previamente determinados, compatível a quantidade de estruturas sísmicas esperadas e descritas a seguir.

### Estruturas estratigráficas em reservatórios delgados

A aplicação do algoritmo foi realizada sobre a totalidade dos dados sintéticos. O quadro 1 e a figura 1 mostram um exemplo dos resultados de um processo.

A análise dos grupos, considerando os dados do quadro 1, nos permitiu considerar a formação de dois grupos de neurônios.

O primeiro grupo é aqui denominado de “pertinente”, pois os componentes deste grupo vinham a propósito do nosso objetivo. Estes grupos são as estruturas sísmicas. O segundo grupo é chamado de “não pertinente”. No caso do processo mostrado no quadro 1, os neurônios que pertencem ao grupo pertinente são 1, 2, 4, 5, 6, 8 e 9. Os neurônios 3 e 7 pertencem ao outro grupo.

Aumentar o número de neurônios abandonaria a nossa premissa de aproximação da quantidade de estruturas sísmicas vizinha à expectativa da quantidade de materiais sedimentares existentes na região de estudo. No entanto, após alguns processos com maior número de neurônios, não foram observadas alterações na característica de diferenciação entre os dois grupos de neurônios.

Aplicou-se o mesmo algoritmo ao envelope, à fase e à frequência instantâneas. Com isto é possível se confrontar, somente através dos mapas gráficos (visualmente), os resultados das amplitudes originais com os grupos formados com os dados transformados. Todavia, algumas considerações resumem as diferenças verificadas entre o atributo de entrada e os transformados. Todos apresentaram os dois tipos de grupos (pertinentes e não pertinentes).

Os desvios padrões da frequência e do envelope são baixos se confrontados com os outros dois atributos. A quantidade de elementos em cada grupo é uma característica do atributo. Por exemplo, o atributo frequência instantânea apresenta uma distribuição de elementos dos grupos equilibrada com os seguintes números: 98283, 87875, 97363, 66636, 61364, 66630, 106960, 86202 e 101487.

NG	Min	Max	Med	DP	NP
1	6426	6629	6525	58	96675
2	6115	6249	6181	38	103321
3	4446	6000	5814	176	126904
4	6629	6806	6715	51	71196
5	6355	6426	6390	20	40939
6	6000	6115	6061	33	76088
7	6938	8097	7168	149	144353
8	6806	6938	6871	38	43693
9	6249	6355	6301	30	69631

Quadro 1 – Sumário de valores de um processo, onde:

NG- identificação do neurônio,

Min- valor mínimo do atributo sísmico no grupo,

Max- valor máximo,

Med- Média do grupo,

DP- desvio padrão

NP- número de elementos do grupo

(total= 720880)

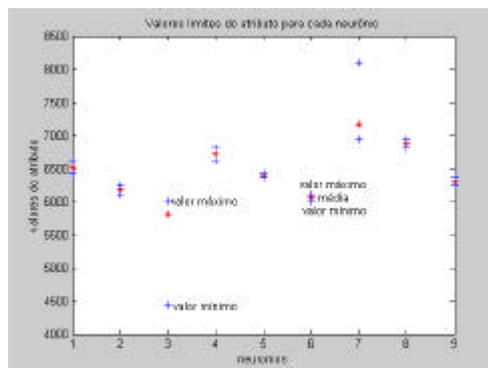


Figura 1 – visualização gráfica do quadro1

Dentre as variáveis de posição, aquela que indica a camada é particularmente importante. Uma camada é composta de pontos com coordenadas x, y e z, e é um plano com a coordenada z indicando a deformidade da camada.

Como o processo considerou todo o conjunto de dados, cada estrutura sísmica encontrada em diferentes camadas, possui propriedades diferenciadas das demais. A distribuição dos elementos dos neurônios pelas camadas está descrita no quadro dois. Observa-se, por exemplo, que a estrutura sísmica representada pelo neurônio 1 está presente em todas as camadas com uma pequena preponderância na camada 6. Por outro lado, os elementos correspondentes ao neurônio 8 estão distribuídos, basicamente, dentre quatro camadas (1, 6, 7, e 8).

N	C 1 e 5	C 2 e 6	C 3 e 7	C 4 e 8	Total
1	4632	5106	2165	726	
	19572	35955	24925	3594	96675
2	350	25874	25371	19430	
	18642	9472	3865	317	103321
3	353	26864	35557	45558	
	12611	4060	1548	353	126904
4	10969	204	58	14	
	3029	16591	31168	9163	71196
5	486	5509	3500	1752	
	13812	10265	5203	412	40939
6	144	17486	19924	22665	
	9899	4599	1237	134	76088
7	65005	2	0	0	
	14	533	7778	71021	144353
8	14117	7	4	1	
	167	3419	14855	11123	43693
9	544	15548	10021	6454	
	18854	11706	6021	483	69631

Quadro 2 – Distribuição de neurônios por camadas

Para uma melhor visualização dos resultados obtidos, atribuiu-se uma cor para cada neurônio. A figura 2 mostra o conjunto completo dos dados sísmicos. Ela ilustra o empilhamento de todos os neurônios e todas as camadas, reproduzindo os sistemas de canais, lobos e *spills* de areias e folhelhos simulados.

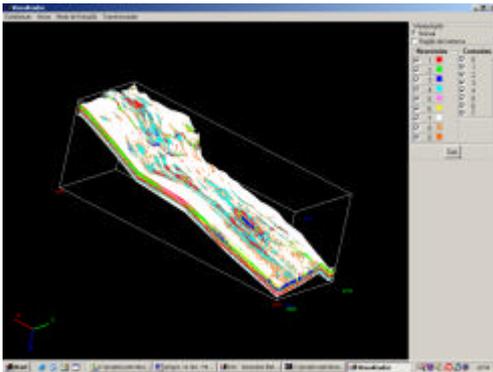


Figura 2 – conjunto completo dos dados

Para ilustrar uma análise mais detalhada de como diferentes grupos se complementam, a figura 3 ilustra um enfoque com a seleção de dois grupos numa única camada. As configurações das estruturas estratigráficas simuladas começam a ser delineadas: o grupo em amarelo mostra a presença de canais e lobos de areia e a cor lilás destaca os folhelhos encaixantes simulados.

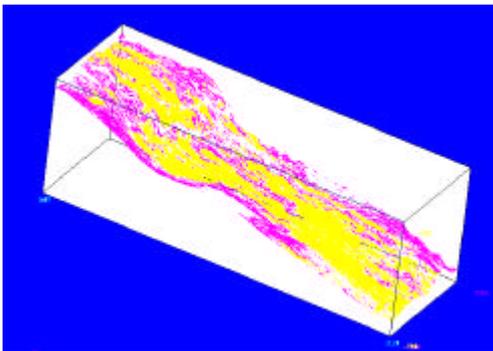
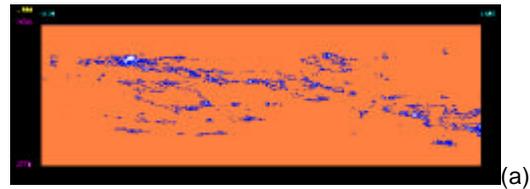
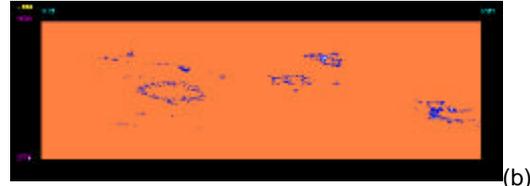


Figura 3 – Vista de 2 neurônios em uma camada

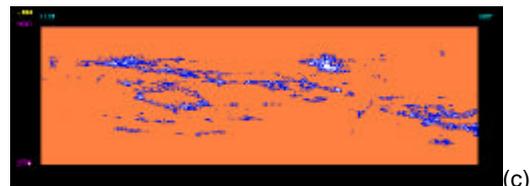
A avaliação de continuidades e descontinuidades de estruturas sísmicas é um subproduto deste método. A figura 4 mostra uma projeção x y com detalhes de continuidade de um determinado neurônio entre duas camadas. Na parte (a) da figura ilustra-se o neurônio 6 na camada 5 simulada. Na parte (b) o mesmo neurônio na camada 6 simulada. Finalmente, a parte (c) o empilhamento do neurônio 6 nas camadas 5 e 6. Feições de canais e variações faciológicas de lobos são isolados e mostrados em suas continuidades no volume, no caso entre as camadas 5 e 6.



(a)



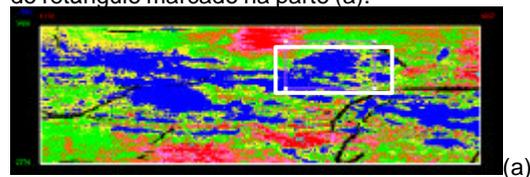
(b)



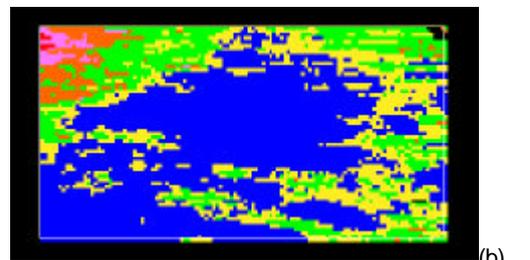
(c)

Figura 4 – Distribuição geográfica do neurônio 6. (a) na camada 5. (b) na camada 6 e (c) nas camadas 5 e 6 empilhadas.

A figura 5 mostra um exemplo de possíveis descontinuidades de eventos, dadas por diferentes estruturas (neurônios) na camada 1. Na parte (a), mostra-se a presença de todos os neurônios da camada. Na cor azul um determinado neurônio resalta feições de canais e lobos, com certo grau de continuidade entre elas. Em cores vermelho-rosa, ilustram-se feições lobadas e possíveis *spills* que são diferenciadas das anteriores por gradações de outros neurônios. Por fim, destacam-se ainda neurônios tonalizados em verde-amarelo, que sugerem feições associadas aos folhelhos e a possíveis materiais sedimentares mais finos nos canais e nos lobos simulados. A parte (b) da figura destaca o detalhe de todos os neurônios da camada 1, do retângulo marcado na parte (a).



(a)



(b)

Figura 5 – Descontinuidades de materiais dados por diferentes estruturas de neurônios na camada 1 e destaque de uma área de interesse.

Um outro subproduto deste trabalho é a verificação de como se comportam os agrupamentos de dados na presença de diferentes atributos sísmicos para a distribuição das principais estruturas estratigráficas, simuladas e detectadas pelas redes neurais.

Considerando a mesma área apresentada no detalhe da figura 5 (b), confrontaram-se os valores de amplitudes originais com os seus valores transformados. A figura 6 mostra a mesma área simulada na camada 1, agora na visão dos valores do envelope instantâneo. Sugere-se que, sobre um domínio de sedimentos mais homogêneos, associados aos folhelhos encaixantes, e agrupados pelos neurônios de cor laranja, foram depositados sedimentos acanalados de uma baixa frequência espacial em sua distribuição (cor amarela) e formaram-se lobos que são distintos pela cor marrom, numa distribuição espacial de contrastes de corpos com mais alta frequência.

Alguns cuidados especiais na definição destes contrastes de atributos são necessários quando são envolvidos grupos não pertinentes, que podem estar associados a simples variações de fases sísmicas, geradas por cada transformada, que implicariam na necessidade de correções de posicionamento na leitura de valores em cada diferente atributo, ainda que relacionados a um mesmo evento de reservatório delgado, tal como um topo ou uma base.

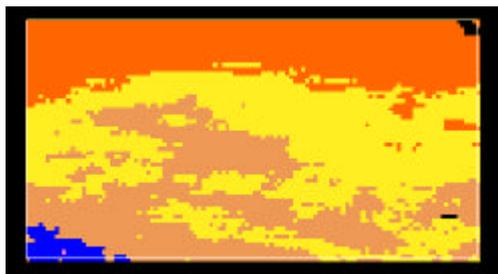


Figura 6 – Envelope do traço sísmico

### Estruturas sísmicas de interferência

Estruturas sísmicas de interferência conforme descritas anteriormente, causam falseamentos de posicionamentos, geometrias e propriedades de reservatórios delgados.

Em dados reais, elas são geralmente oriundas de amplitudes primárias de um determinado reservatório, ou geradas por efeitos laterais de um pulso, que se repetem em tempos cíclicos (z posicionais). Estes fenômenos não são trivialmente resolvidos pelas técnicas existentes de tratamento dos dados sísmicos e de visualização 3D. Eles devem ser perfeitamente compreendidos no sentido de como e onde eles acontecem para, deterministicamente, serem atenuados e/ou isolados. Esse assunto permanece como um desafio para as tecnologias de processamento do sinal sísmico aplicados a reservatórios delgados.

Em acordo com a divisão genética aqui proposta, a figura 7 mostra exemplos de estruturas de interferência pseudo-estratigráficas sintéticas. Elas são identificadas e isoladas com a projeção de quatro neurônios em duas camadas separadas por 8ms. Somente nestes neurônios são verificadas tais estruturas.

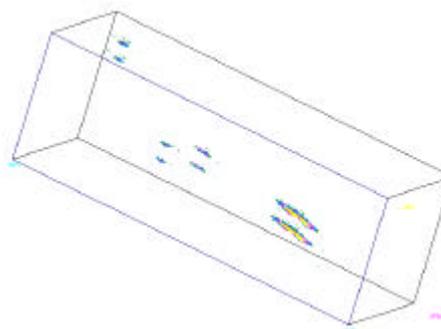


Figura 7 – Exemplo de estruturas sísmicas de interferência estratigráficas.

A vantagem da identificação através de grupos de neurônios dessas estruturas de interferência em um certo reservatório delgado, é que, como elas ocorrem aproximadamente nas mesmas coordenadas geográficas (x,y), tendo apenas em z diferentes, são possíveis de serem previstas, eliminadas ou atenuadas em seus efeitos nas amplitudes (destrutivos ou construtivos), otimizando as posteriores derivações de suas propriedades geométricas e petrofísicas.

### Conclusões

Uma forma de identificação e visualização 3D de dados sísmicos em reservatórios delgados, baseadas em estruturas previamente determinadas por fatiamentos do volume sísmico em função de eventos estratigráficos correlatos, mostra-se bastante eficaz em função da conjunção de duas propriedades estatísticas para a determinação das estruturas sísmicas.

Continuidades e descontinuidades de corpos sedimentares é um dos tópicos de grande interesse na caracterização de reservatórios e tem neste método proposto uma ferramenta de grande potencial de suas identificações.

Busca-se neste conceito, avaliar sismicamente conectividades de estruturas estratigráficas como canais, lobos de areia e outras feições sedimentares, que de alguma forma são modelados na visualização dos dados. No que concerne às estruturas de interferência estratigráficas, o método proposto de agrupamento dos dados sísmicos facilita a detecção do fenômeno, o que abre, no mínimo, três possíveis linhas de atuação aos usuários desta ferramenta. A primeira compreende o desenvolvimento de dependências estatísticas internas (Brock et al, 1996) em ambientes sísmicos que são, por natureza, monovariáveis: um estudo da variável atributo sísmico deve ser dirigido no sentido de avaliar sub-estruturas internas que se apresentem dependentes de outras. A segunda linha de atuação refere-se à inferência de dados sísmicos primários perdidos. Na prática, na medida em que uma estrutura de interferência é reconhecida, uma das imagens refere-se a um evento que deve ser eliminado, atenuado ou até mesmo substituído. Finalmente, a terceira linha de atuação compreende o desenvolvimento de estudos de similaridade para a detecção dessas estruturas, inserindo

uma forma não visual de reconhecimento de cada fenômeno geológico.

#### **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 Carlos Bruhn e Anelise Lara, Petrobras – E&P.

Os autores agradecem também à FINEP, patrocinadoras do Projeto SISMOSEG3D através do CTPetro e também ao CNPq.

#### **Referências Bibliográficas**

**Brock, W.A., Dechert, W.D., Scheinkman, J.A., LeBaron, B.**, 1996, Test for Independence Based on the Correlation Dimension, *Econometric Reviews*, 15(3), 197-235.

**Chon, T-S, Park, Y-S, Park, J. H.**, 2000, Determining temporal pattern of community dynamics by using unsupervised learning algorithms, *Ecological Modelling*, 132, 151-166.

**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.

**Caers, J., Mukerji, M.**, 2001, Geostatistical Integration of rock physics, Seismic amplitudes, and geologic models in North Sea turbidite systems, *The Leading Edge*, March, 308-312.

**Kohonen, T.**, 2001, *Self-Organizing Maps*, Springer, Third Edition.

**Nikraves, M., Adams, R.D., Levey, R.A.**, 2001, Soft computing: tools for intelligent reservoir characterization (IRESC) and optimum well placement (OWP), *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 29 239-262.

**Chang, H-C, Kopasca-Merkel, D.C., Chen, H-C.**, 2002, Identification of lithofacies using Kohonen self-organizing maps, *Computers & Geosciences*, 28, 223-229.