



## Resultados do primeiro levantamento 3D-VSP da PETROBRAS: Comparação entre ondas compressoriais (p) e cizalhantes (S)

Frederico Aguiar Ferreira Gomes, Marco Cesar Schinelli e Odilon Keller Filho PETROBRAS S/A Brasil  
Grunde Ronholt READ

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 9<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Ideas and concepts of the text are authors' responsibility 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

O trabalho descreve as etapas envolvidas no projeto pioneiro 3D-VSP, registrado pela PETROBRAS na Bacia Potiguar. A aquisição foi realizada em agosto/setembro do ano passado e o levantamento foi patrocinado pelo PRAVAP (Programa de Recuperação Avançada de Petróleo) e pela UN-RNCE (Unidade de Negócio Rio Grande do Norte Ceará).

O objetivo da aquisição foi testar a ferramenta em uma área com problemas de qualidade com o intuito de melhorar o imageamento, além de dominar a tecnologia emergente. A aquisição deste levantamento sísmico de poço representou um marco importante na PETROBRAS e os resultados atenderam os objetivos iniciais do projeto, pois confirmaram uma locação com sucesso e desaconselharam outra locação de poço.

### Introdução

A sísmica de poço, utilizada em diversas circunstâncias, é uma das técnicas em uso crescente pela indústria do petróleo. O 3D-VSP, cujos trabalhos pioneiros datam de 1986, começa agora a ser introduzida na PETROBRAS.

A PETROBRAS foi a pioneira na utilização da técnica na América do Sul, tendo sido a Bacia Potiguar a eleita para testar a ferramenta. O levantamento foi adquirido em uma área cujo o entendimento geológico é prejudicado pelo imageamento deficiente da sísmica convencional, devido à problemas geológicos superficiais.

Para a aplicação da metodologia inicialmente foi construído um modelo geológico detalhado, com as principais interfaces e com o campo tridimensional de velocidade, que suportou uma modelagem geofísica com traçado de raios. Esta modelagem determinou os parâmetros de aquisição do levantamento. Os dados processados do 3D-VSP foram carregados junto com o cubo sísmico convencional. Constatou-se que os volumes de ondas P e S mostraram um imageamento superior à sísmica de superfície e que as ondas cizalhantes convertidas tiveram uma resolução superior aos volumes de ondas compressoriais, embora com menor definição dos eventos. Portanto, o 3D-VSP foi uma

ferramenta importante na definição do problema e auxiliou sobremaneira a interpretação da área, pois definiu com maior precisão a estruturação da região através da melhor visualização dos falhamentos, embora a área ainda apresente algumas indefinições, face à sua complexidade estrutural.

### Histórico e aspectos técnicos da modelagem

O trabalho foi desenvolvido ao norte da cidade de Mossoró, onde o entendimento geológico da área é prejudicado pelo imageamento deficiente da sísmica. A sísmica de superfície disponível, registrada recentemente, não permite uma compreensão segura do arcabouço estrutural da área e uma definição do embasamento. Portanto, admite-se que o modelo geológico disponível atualmente é uma simplificação da realidade. O principal problema da deficiência no imageamento deve-se à presença de espessos pacotes clásticos pertencentes à Formação Barreiras.

Um levantamento 3D-VSP pode contornar parte dos inconvenientes, pois a frente de onda atravessa a Formação Barreiras apenas no sentido descendente, o que deve minorar as distorções da frente de onda e permitir uma melhor recuperação desta frente ao longo da trajetória ascendente, nos poços com receptores do 3D-VSP. Adicionalmente eliminaria o *ground roll* e as reverberações das primeiras quebras possibilitando um aumento na relação S/R, além de um acréscimo na resolução.

Foi construído um modelo geológico das principais interfaces sísmicas e falhas e um modelo do campo de velocidade 3D. O modelo contou com 19 falhas verticais identificadas pela sísmica de superfície e pelos poços da área. Foram construídas as interfaces correspondentes à superfície topográfica, aos topos das principais unidades estratigráficas da área (figura 1). Destaca-se que o principal objetivo do levantamento é imagear com melhor definição o arcabouço estrutural da área.

Para a construção do campo de velocidade utilizaram-se os velans e os sísmicos disponíveis e o ajuste foi realizado através de uma regressão linear entre as velocidades dos poços e as dos velans (figura 2). A conversão tempo X profundidade das análises de velocidade foi realizada através da tradicional fórmula de Dix. Foram selecionados os poços A, B, C e D para a modelagem. A escolha baseou-se na localização, nas condições de cimentação e no *status* atual dos poços. Em cada poço foram simulados 8 receptores separados de 15 m entre si.

No 3D-VSP existe um compromisso entre a profundidade dos receptores e a área de iluminação, que também se relaciona ao conteúdo de frequência, número

de tiros e ângulos de chegada da onda. Receptores mais rasos visualizam uma maior área e eliminam tiros, além de reduzir o ângulo de recepção, porém diminuem a resolução. Após testes, definiu-se que a profundidade ideal para o receptor mais raso seria de -560 metros.

Os mapas da figura 3 mostram a contribuição individual em subsuperfície de cada poço. Por questões operacionais, selecionaram-se apenas os poços A, B e C para o levantamento.

Após a determinação da malha de tiros (60 X 60 m), da localização otimizada dos tiros, do posicionamento dos arranjos de receptores, do intervalo entre receptores e dos melhores poços para o levantamento 3D-VSP, foram verificadas as respostas deste modelo em subsuperfície, além de simularem-se os registros sintéticos de todos os tiros. Desta forma, foi simulado o processamento dos registros sintéticos e visualizado os resultados. Observa-se que a fase mais importante é a migração, pois a geometria e a multiplicidade são muito irregulares. Ao final, foram gerados mapas de distribuição dos ângulos e avaliada a uniformidade destes, eliminando os valores superiores à 50°, já que as reflexões estão próximas às chegadas da onda direta. A modelagem gerou uma predominância de ângulos inferiores à 25°, o que deve favorecer o imageamento da área.

A distribuição da multiplicidade é em média superior à 20, podendo atingir valores altos juntos aos 3 poços do 3D-VSP. Multiplicidades na ordem de 20 são suficientes para um imageamento eficiente, como mostrou o resultado do processamento dos tiros sintéticos. No nível do objetivo a imagem da falha foi migrada com efetividade e sem distorções. Este é um parâmetro crítico em levantamentos desta natureza face à geometria de aquisição favorecer somente as áreas vizinhas aos poços e comprometer a utilização de filtros multicanaís e a migração, principalmente nas áreas mais afastadas. Nos limites da área ao norte, observamos que existe uma uniformidade da multiplicidade, em torno de 20-25, que favorece o seu imageamento.

### Síntese do processamento

O fluxograma utilizado pode ser dividido em 2 etapas. A primeira chamada pré-processamento incluiu a seqüência de preparação dos dados. A segunda incluiu atividades como a separação dos diferentes campos de ondas, definição do modelo de velocidades e a migração.

A primeira etapa envolve a introdução das informações de posicionamento e elevação de tiro e receptor no *header* de cada traço. O próximo passo envolve a correção do *time break*, em que se corrige o tempo real entre a detonação e o registro (*time break and shot delay*). Em seguida é realizada a aplicação das correções estáticas de tiro fornecidas pelo processamento do 3D de superfície. Para a finalização da correção estática é realizada ainda uma correção residual, através da picagem das primeiras quebras da componente vertical no domínio do receptor comum. A etapa seguinte envolve a rotação de coordenadas e regularização do *grid*, realizado em função da necessidade de aluns

aplicativos, como a migração, que exigem um *grid* regular (60 x 60 m). Nesta etapa é aplicado o NMO diferencial (modelo 1D, com base na velocidade do perfil sônico calibrado pelo VSP zero *offset*) para correção da distorção provocada pela movimentação do tiro da sua posição original para o nó do *grid* mais próximo.

A etapa mais crítica da primeira fase é a polarização, em que os componentes horizontais, H1 e H2 são rotacionados para um novo sistema, através da análise hodográfica em uma janela ao redor da primeira quebra, para os componentes HR (na direção de tiros, apontando para a fonte) e HT (transversal a HR). Desta forma a energia da onda direta fica maximizada na direção HR e minimizada na direção HT. O processo agora é repetido, desta vez usando a componente vertical Z e a componente horizontal HR, resultando em dois novos componentes ZR (na direção de tiros, apontando para a fonte) e ZT (transversal à ZR). Dessa forma fica garantido que ZR concentra toda a energia compressional, enquanto ZT conserva a energia do campo cizalhante. A segunda fase envolve inicialmente a separação do campo de onda ascendente do campo total, através de um filtro mediano linear de 9 pontos no domínio do tiro (*common shot offset domain*). Contudo, antes os dados (ZR e ZT) são deslocados em tempo para cima de acordo com o tempo diferencial da primeira quebra de tal sorte que o campo de ondas P descendentes é alinhado horizontalmente.

A etapa seguinte envolve a aplicação de uma deconvolução estatística de Wiener Levinson com o operador estimado a partir do campo descendente. O operador tem comprimento de 1000 ms e é desenhado em uma janela de 510 ms a partir das primeiras quebras. O filtro é então aplicado no campo ascendente traço a traço, mas com um único operador para cada tiro. Destaca-se que este procedimento elimina apenas as múltiplas geradas em posições acima dos receptores.

Após esta etapa é feita a separação dos campos de onda P e S dos 2 componentes, Z e HR através de decomposição elástica. O algoritmo gera um operador traço a traço e variante em tempo e usa os ângulos de incidência das trajetórias P e S que são computados por modelagem 1D no domínio de tiro. Finalmente, após a separação, um filtro mediano de 5 pontos e depois outro filtro mediano de 3 pontos, para redução de *spikes*, são aplicados aos dados com objetivo de aumentar a razão S/R. A próxima etapa é a construção do modelo de velocidade para a migração, que é inicialmente estimada com base nos dados da modelagem. A migração aplicada foi anisotrópica por Diferenças Finitas, sobre os dados organizados em receptores comuns. Os parâmetros anisotrópicos usados foram baseados no modelo anisotrópico (VTI) de Thomson (epsilon = 6% e delta = 4%). O espaçamento de traços na saída do processo foi de 15X15 m. São utilizados, em cada poço, os receptores 2 a 5 (os receptores 1 e 8 ficam prejudicados pelo efeito de borda da separação com filtro mediano, e os receptores 6 e 7 são descartados devido a baixa cobertura e qualidade, comparados com os receptores mais superiores) afetados pela ação do filtro que são estaqueados para produzir uma imagem comum.

A etapa seguinte é a aplicação da correção de divergência esférica baseada no tempo de propagação e aplica-se então um *mute* cônico, centrado em cada poço, e finalmente o sistema local de coordenadas é rotacionado para o sistema UTM original.

Depois da migração inicial são calculadas as diferenças entre os tempos de primeira quebra modelado e tempos reais observados no dado migrado. As diferenças observadas podem ser originadas por incertezas no modelo de velocidades inicial, ou estáticas residuais. Para reduzir tais diferenças são feitos ajustes no campo de velocidades através da inversão tomográfica. O processo inicia-se com o modelo de velocidade de entrada onde são realizadas a modelagem dos tempos de trânsito para todos os tiros e receptores dos 3 poços. Usando o programa NORSAR-3D é executada a modelagem por traçado de raios para todas as possíveis combinações de tiro e receptor. Com um algoritmo de Inversão Tomográfica é feito o ajuste do cubo de velocidades (O cubo de velocidades original é regridado para divisão em uma série de subvolumes cúbicos - para redução do tempo de computação). O número de equações geradas na inversão é igual ao número de raios e o número de incógnitas será igual ao número de subvolumes. Na modelagem apenas os traços com ângulo de emergência menor que 55° são incluídos. O procedimento é reiterado até que as diferenças entre o tempo modelado e o tempo real fiquem dentro de um limite aceitável (em torno de +/- 5 ms). O resultado é utilizado para nova iteração da migração e os tempos de primeira quebra modelados com o novo campo de velocidades são comparados com os tempos reais após a segunda migração, para o receptor mais profundo. Após o ajuste, 83% dos tiros apresentaram uma diferença de tempo menor que 5 ms e 11% têm diferenças de tempo entre 5 e 10 ms.

Depois da deconvolução das componentes inline vertical e horizontal, são separadas as saídas das ondas convertidas, através dos ângulos de reflexão das ondas convertidas P-S. O campo de ondas P-S é então selecionado em common receiver gathers e editado para a retirada de spikes no domínio do NMO. Para obter o campo de velocidade das ondas cizalhantes foram utilizadas informações do VSP vertical (zero offset - sem afastamento) registrado no poço central do levantamento (B), no sentido de determinar um fator de escala variável com a profundidade, para ser aplicado no campo de velocidade das ondas compressoriais. Por último, cada receiver gather do campo de ondas convertidas P-S foi submetido à uma migração em profundidade, através de um algoritmo da equação da onda, desenvolvido com diferenças finitas em um campo de velocidade anisotrópico. Depois os dados foram "convertidos" para tempo no sentido de compará-los com as imagens no domínio das ondas compressoriais P-P e da sísmica de superfície.

A figura 4 mostra a comparação de registros entre ondas cizalhantes convertidas e ondas compressoriais, obtidos após a separação do campo de ondas. Observa-se que ambos os campos de ondas são ricos em refletores.

## Resultados – Comparação entre ondas P e S

O 3D-VSP das ondas compressoriais de cada poço forneceu um "cone" de seções sísmicas com raio de aproximadamente 500 m, como havia sido previsto na modelagem sísmica (Gomes et al, 2004-a). Desta forma, cada poço forneceu uma área imageada da ordem de 0,8 km<sup>2</sup>.

As seções sísmicas do volume de ondas P estão com conteúdo de frequência 40% superior aos dados sísmicos de superfície (figura 5). Observa-se que a frequência máxima chega a atingir 90 Hz com uma predominância da ordem de aproximadamente 45 Hz. Com este incremento no conteúdo de frequência é possível resolver camadas, no nível do objetivo, com menos de 15m utilizando o volume de ondas P, o que representa um resultado significativo para levantamentos terrestres.

Vale ressaltar que a área é caracterizada geologicamente por blocos de pequenas dimensões, que se encontram abaixo ou no limite de resolução lateral. Portanto, o aumento na resolução sísmica vai refletir um melhor entendimento do arcabouço estrutural da área. A figura 6 ilustra a melhor resolução alcançada com o 3D-VSP, quando comparada com seções sísmicas convencionais. Observar também a boa correlação entre a sísmica de superfície e a sísmica de poço. Este fato também pode ser comprovado através dos sismogramas sintéticos que forneceram correlações relativamente confiáveis em ambos os volumes. Para o embasamento, contudo, não existe um refletor que caracterize corretamente esta interface, tanto na sísmica de superfície quanto nos dados compressoriais do 3D-VSP. Para dificultar ainda mais a interpretação, a área é caracterizada pela presença de refletores intraembasamento, que em algumas áreas tornam dúbia a interpretação.

Merece registrar-se que a junção das seções da sísmica superficial com os dados do 3D-VSP mostram algumas dificuldades de correlação em alguns trechos devido os conteúdos de frequência serem diferentes e também ao fato do 3D-VSP ter uma melhor correção de múltiplas e de eventos convertidos. Em geral, não gera uma situação crítica e exige apenas um pequeno ajuste no tempo.

Com relação às ondas convertidas P-S, o levantamento gerou um cone com dimensões menores que o cone gerado pelas ondas P, como era esperado devido a natureza das ondas S. Os cones gerados apresentam raio da ordem de 300 m no nível do objetivo. Não obstante este fato, observa-se que a resolução sísmica é ligeiramente maior que a exibida pelas ondas compressoriais. Contudo, os eventos sísmicos detectados nas seções de ondas P são mais contínuos que os mesmos eventos detectados nas seções de ondas convertidas. Esta situação é normal neste tipo de aquisição e deve-se ao fato que ondas convertidas apresentam amplitudes muito reduzidas e apenas em faixas de ângulos restritas, o que reflete na continuidade dos eventos. A figura 7 mostra a mesma seção sísmica

do 3D de superfície, situada no centro do levantamento 3D-VSP, com seções de ondas compressoriais e cisalhantes. A comparação evidencia o que foi afirmado acima em termos de resolução sísmica e de continuidade dos eventos.

### Conclusões

As empresas de petróleo têm recorrido com crescente interesse à utilização de sísmica de poço, tendo em vista os benefícios da técnica, das quais podemos citar: melhor separação das ondas ascendentes e descendentes, possibilidade de utilização de ondas convertidas, eliminação de problemas de acoplamento, melhor calibração e correlação das reflexões, possibilidade de contornar inconvenientes geológicos superficiais, atenuação de múltiplas e eliminação do *ground roll*, maior relação sinal/ruído, aumento de resolução sísmica, utilização em áreas com obstáculos e restrições operacionais etc. A PETROBRAS, objetivando testar a ferramenta, realizou o primeiro 3D-VSP da América do Sul na Bacia Potiguar, com o objetivo também de verificar a eficácia da tecnologia em uma área com deficiência na qualidade sísmica, devido à problemas geológicos superficiais.

Os registros do 3D-VSP mostram melhor definição dos eventos e um conteúdo de frequência 40% superior à sísmica convencional, atingindo valores máximos de 90 Hz com 20 dB abaixo da frequência de pico. As seções sísmicas mostram um número maior de refletores com melhor continuidade que a sísmica de superfície e os falhamentos estão melhor definidos que na sísmica de superfície. Em função do maior conteúdo de frequência e da melhor atenuação das múltiplas no 3D-VSP, nem sempre é clara a correlação entre os dois dados, embora para as principais interfaces a correlação seja fácil de ser constatada entre as duas sísmicas.

A contribuição do 3D-VSP para o imageamento da área com ondas compressoriais, todavia, está restrita a um raio de 500 metros, o que não permite uma compreensão regional da área. Adicionalmente, a sísmica de superfície sugeria a presença de refletores intraembasamento, que foi confirmada pelo 3D-VSP. Estes eventos dificultam mais ainda o mapeamento do embasamento. Um outro fator que também contribui para dificultar o entendimento da área, é a presença de blocos reduzidos que se encontram abaixo ou no limite de resolução lateral da sísmica.

Não obstante as limitações e as incertezas no emprego de uma nova tecnologia, acredita-se que a utilização da tecnologia 3D-VSP foi a melhor solução técnica para o imageamento da área, pois forneceu resultados que confirmaram a viabilidade de perfuração de um poço com redução dos riscos e apresentando resultados positivos.

### Agradecimentos

Inicialmente os autores gostariam de agradecer à PETROBRAS pela oportunidade de participar deste projeto pioneiro e também por permitir que os resultados sejam publicados. Agradecemos ainda aos coordenadores do PRAVAP Eng. Farid Salomão e Geofísico Paulo Roberto Johann pelo incentivo e patrocínio do projeto. Finalmente gostaríamos de agradecer aos diversos técnicos e gerentes, principalmente da UN-RNCE, envolvidos no projeto, que auxiliaram sobremaneira a concretização do trabalho.

### Referências bibliográficas

Gomes, F.A.F. & Schinelli, M. C., 2004 – Modelagem e determinação de parâmetros de aquisição sísmica para levantamentos 3D-VSP nas áreas do CAM-830 (Bacia Potiguar) e do Campo de Massapê (Bacia do Recôncavo); Relatório de missão ao exterior (Houston - Texas); PETROBRAS; UN-RNCE, Relatório Interno.

Gomes, F.A.F., & Schinelli, M.C., 2004 – Processamento do levantamento sísmico 3D-VSP da área norte do CAM-830; Relatório de missão ao exterior (Houston - Texas); PETROBRAS; UN-RNCE, Relatório Interno.

Gomes, F.A.F., Schinelli, M.C. & Keller, O., 2004 – Mapeamento estrutural sísmico da área norte do CAM-830 com auxílio do levantamento 3D-VSP – Bacia Potiguar; PETROBRAS; UN-RNCE, Relatório Interno.

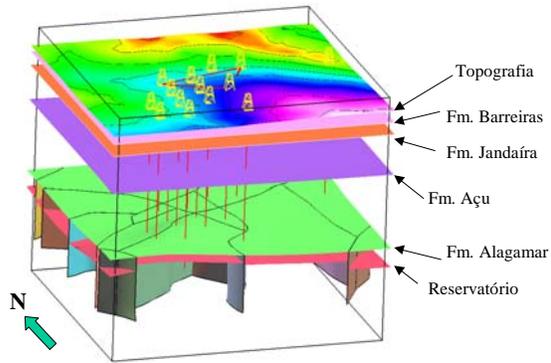


Fig. 1 – Modelo geológico da área do 3D-VSP.

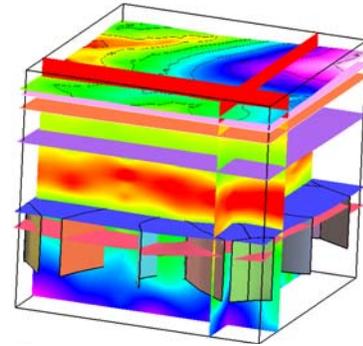


Fig. 2 – Modelo geológico com o campo de velocidade.

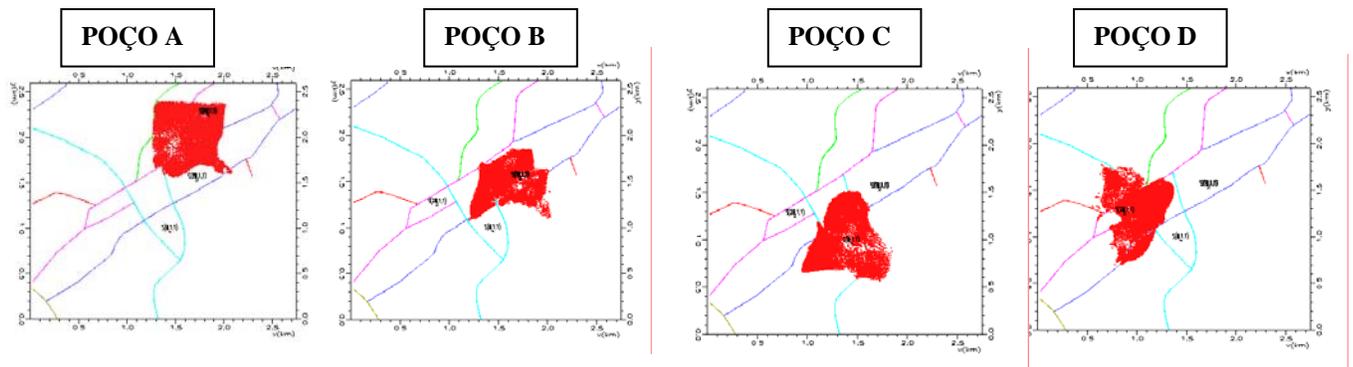


Fig. 3 – Resultados da modelagem mostrando em subsuperfície as áreas imageadas em cada um dos poços.

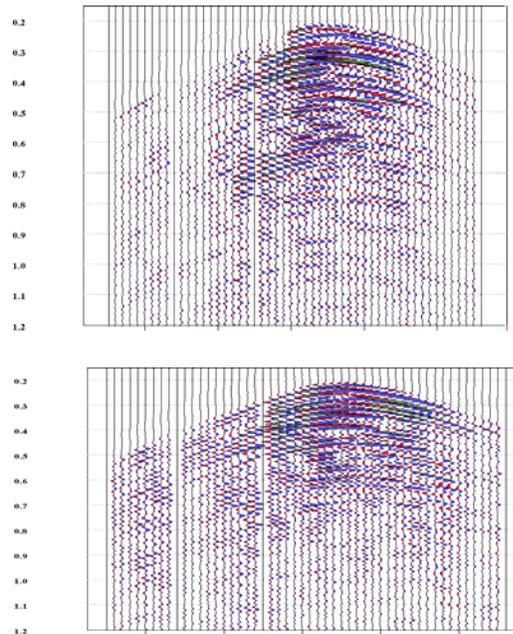


Fig. 4 – Sismogramas das onda P (acima) e S (abaixo), típicos da área.

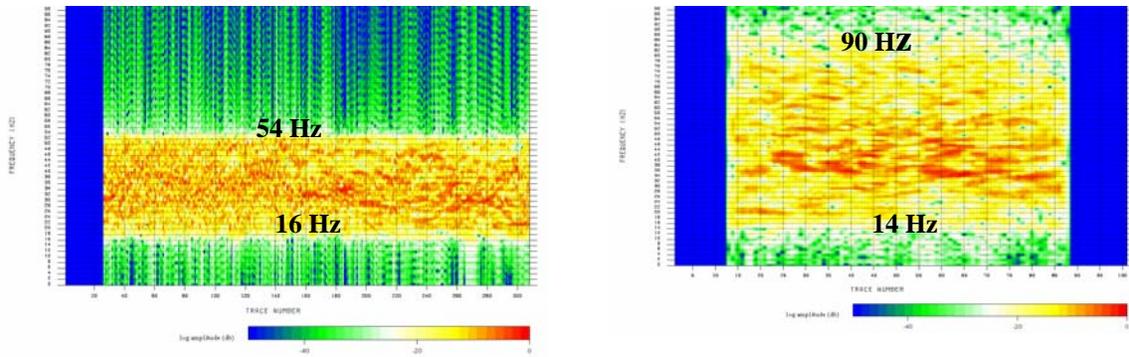


Fig. 5 - Espectros de frequência comparativos da sísmica de superfície (esquerda) e do 3D-VSP (direita).

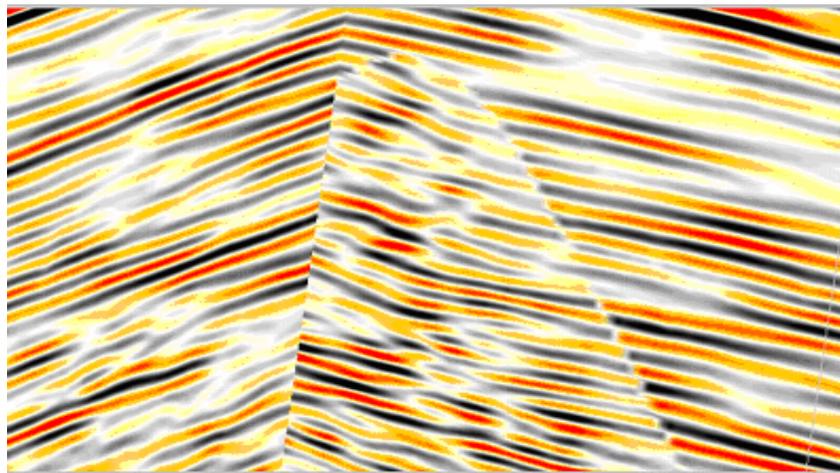
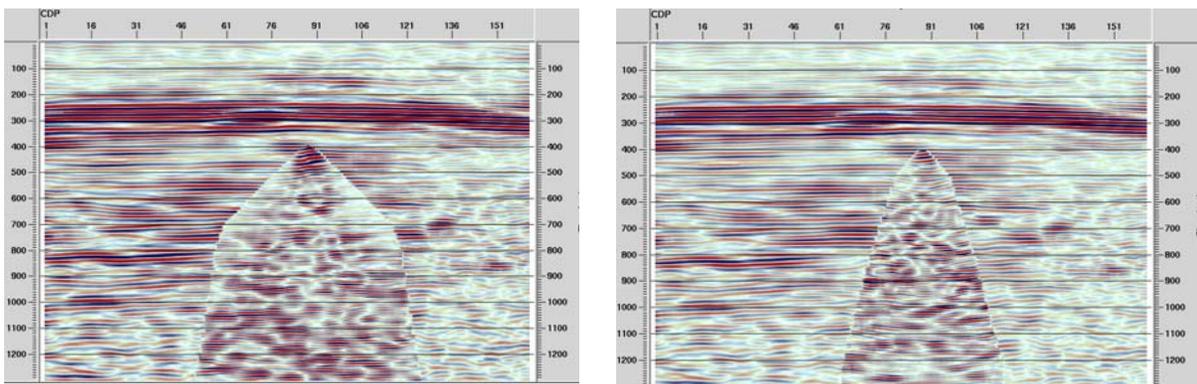


Fig. 6 – Seções sísmicas ortogonais contendo seção do 3D-VSP. Observar o maior grau de detalhe do 3D-VSP e boa correlação com a seção sísmica convencional..



SAMAR Fm.

BASEMENT

TOP OF RESERVOIR

Fig. 7 – Seções sísmicas P (esquerda) e P-S (direita) situadas no centro do levantamento 3D-VSP, passando no poço B.