

AQUISIÇÃO SÍSMICA MARÍTIMA VISANDO À ALTA RESOLUÇÃO

OFFSHORE SEISMIC ACQUISITION FOR HIGH-RESOLUTION PURPOSES

Marcos Antônio Gallotti Guimarães¹, Carlos Alberto da Costa¹ e Rudi Luiz Lengler¹

RESUMO - Mostra-se aqui a possibilidade de se adquirirem dados sísmicos com maior resolução da porção geológica rasa, utilizando-se navio equipado para levantamentos sísmicos convencionais com objetivos exploratórios profundos e, também, uma estratégia de aquisição simultânea para ambos os tipos de dados. Para alta resolução, diminuir-se-ia o intervalo entre grupos de hidrofones e a amostragem temporal. Dimensões do arranjo de *airguns* e o afastamento mínimo fonte-receptor não poderiam ser reduzidos para atender à alta resolução, pois prejudicaria o levantamento convencional. Em áreas de lâmina d'água mais espessa, esses parâmetros imutáveis tornar-se-iam mais conciliáveis à alta resolução. O intervalo entre tiros e profundidade do cabo sísmico seriam parâmetros inalteráveis para os levantamentos simultâneos devido às atuais condições dos equipamentos da sísmica convencional. Entretanto, nos levantamentos exclusivos de alta resolução, os mesmos poderiam ser adaptados para tal finalidade. Para aquilatar o potencial desta idéia, realizou-se um levantamento de uma linha-teste com parâmetros dimensionados para alta resolução, modificando-se somente aqueles que não afetassem a sísmica convencional. Assim, poder-se-ia simular os dados que seriam obtidos com o levantamento simultâneo. Para a comparação dos resultados utilizou-se uma linha, parcialmente coincidente, adquirida com fonte Sparker e registro analógico. A extraordinária superioridade dos resultados do método proposto em relação à linha analógica facilitou a interpretação geológica da parte rasa, motivando sua utilização para fins de engenharia.

(Originais recebidos em 18.09.92).

ABSTRACT - *The paper shows how high-resolution seismic data can be acquired in the shallow part of a geological section, using a vessel equipped for conventional deepwater seismic exploration. It also presents a method for acquiring both types of data simultaneously. To achieve high-resolution, the intervals between hydrophone groups and temporal samplings were both reduced. Neither the length of the source array nor the near offset could be altered, however, without jeopardizing conventional seismic data, although in deep waters, these parameters are more reconcilable with high-resolution demands. Pop interval and streamer depth cannot be altered during a simultaneous survey due to limitations of conventional seismic equipment, but during an exclusively high-resolution survey they could be modified. In order to test this idea, those parameters that would not affect conventional seismics were duly adjusted and a seismic test line was then acquired. It was thus possible to simulate data obtained in a simultaneous survey. A line with sparker and analog recording system was acquired in almost the same position for comparison. Data obtained using the test method proved much superior to the analog line, thereby enhancing geological interpretation of the shallow part for engineering purposes.*

(Expanded abstract available at the end of the paper).

1 – INTRODUÇÃO

A resolução temporal de uma seção sísmica é a capacidade de separação de reflexões verticalmente próximas – topo e base de uma camada delgada. Quanto menor a espessura da camada, maior deverá ser a resolução temporal, para que topo e base sejam individualizados. Para aumentar esta resolução é necessário que o sinal observado tenha curta duração, ou seja, energia em ampla banda no espectro de amplitude.

A resolução espacial de uma seção sísmica é a capacidade de identificação de descontinuidades laterais

nas reflexões. Dois pontos em um horizonte na subsuperfície são considerados indistintos se a separação entre eles for menor que o raio da primeira zona de Fresnel.

Este raio corresponde ao limite abaixo do qual reflexões ou difrações provenientes de pontos diferentes em um mesmo horizonte são observados indistintamente em um mesmo local na superfície. Para aumentar a resolução espacial é necessário diminuir o raio de Fresnel o suficiente para se obter a resolução desejada. Para tanto, os dados sísmicos devem ser convenientemente adquiridos, ou seja, banda de frequência e amostragem da subsuperfície adequadas.

¹ - Divisão de Geofísica (DIGEF), Departamento de Exploração (DEPEX), Avenida República do Chile, 65, Centro, CEP 20035-900, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

Os dois tipos de resolução considerados dependem da frequência dominante observada nos dados. Esta, por sua vez, depende da largura da banda de frequência do sinal emitido pela fonte, dos efeitos sofridos pelo sinal durante a propagação e dos parâmetros de registro deste sinal. Assim, o grau de resolução alcançado nos levantamentos sísmicos depende, fundamentalmente, dos parâmetros de campo empregados e, ainda, das características inerentes aos meios rochosos que compõem a subsuperfície.

O interesse em aumentar a resolução dos dados sísmicos marítimos convencionais surgiu com a necessidade de melhorar as resoluções horizontal e vertical na parte superior da seção para estudos geológicos. Com este propósito, Guimarães *et al.* (1989) apresentaram resultados do reprocessamento da linha sísmica convencional 213-RL-250, adquirida na Bacia de Campos, com intervalo entre traços de 12,5 m e amostragem temporal de 2 ms. A qualidade do resultado e a notável melhoria da resolução horizontal e vertical na seção final mostraram a viabilidade da utilização de dados sísmicos convencionais para fins de alta resolução. Estes resultados poderiam ter sido ainda melhores caso a aquisição tivesse sido dimensionada especificamente para alta resolução.

Atualmente, os levantamentos sísmicos na costa brasileira são adquiridos com amostragem espacial e temporal, em intervalos menores do que os necessários para os interesses exploratórios, sem implicar aumento significativo nos custos de aquisição. Assim sendo, será discutido aqui um novo procedimento de campo visando à aquisição de dados sísmicos marítimos de alta resolução com navios equipados para levantamentos convencionais. Para avaliar a potencialidade deste procedimento realizou-se o levantamento de uma linha experimental na Bacia de Campos

2 – AQUISIÇÃO SÍSMICA CONVENCIONAL – LIMITES DA RESOLUÇÃO

Os principais fatores decorrentes dos parâmetros de aquisição, que limitam a resolução dos dados adquiridos nos levantamentos sísmicos marítimos, são:

- razão de amostragem;
- assinatura da fonte;
- efeito fantasma (*ghost*);
- diretividade dos arranjos;
- intervalo entre grupos de receptores;
- intervalo entre *pops*;

A razão de amostragem deve ser definida em função da resolução temporal pretendida e relacionada com a frequência máxima registrada sem a ocorrência de falseamento temporal (*aliasing*). A frequência máxima amostrada para um determinado intervalo de amostragem – denominada frequência de Nyquist – é expressa por:

$$f_{Ny} = \frac{500}{dt} \quad (1)$$

onde:

dt = intervalo de amostragem em ms;

f_{Ny} = frequência de Nyquist em Hz.

Em função da necessidade de atenuação do efeito bolha, os *airguns* são dispostos em arranjos bidimensionais. Entretanto, a separação entre elementos no arranjo leva a atenuações devido à superposição da energia defasada. O atraso dos pulsos primários de dois elementos do arranjo é dado por:

$$\Delta t = \frac{S \sin \theta}{c} \quad (2)$$

onde:

S = separação entre dois elementos do arranjo;

c = velocidade do som na água;

θ = ângulo de incidência ao longo do plano vertical que contém estes elementos. Quando $\theta = 0^\circ$ (incidência vertical) o atraso será igual a zero, e quando $\theta = 90^\circ$ (incidência horizontal) o atraso será máximo de valor S/c . O atraso implica atenuação de amplitude cuja intensidade aumenta com a frequência, com o ângulo de incidência e com o comprimento do arranjo. Este efeito é conhecido como diretividade do arranjo.

O arranjo de *airguns* deve emitir energia suficiente na banda de frequência, característica na sísmica do petróleo. O efeito fantasma atenua parte desta energia causando *notches* no espectro de amplitude. As frequências atingidas por este efeito podem ser calculadas por:

$$f_n = \frac{nc}{2d \cos \theta} \quad (3)$$

onde:

n = número inteiro positivo;

c = velocidade do som na água;

d = profundidade da fonte;

θ = ângulo de incidência. O efeito fantasma e as próprias características de cada *airgun* fazem com que a energia nas altas frequências seja menor. A quantidade de energia que este tipo de fonte emite para a subsuperfície pode ser avaliada com análises da assinatura medida em campo remoto no domínio da frequência.

A relação entre o intervalo de tiro (IPT) e o afastamento entre grupos de hidrofones (IG) é responsável pelo afastamento entre traços dentro de cada família *common mid point* (ITCMP). Um ITCMP não-apropriado propicia o aparecimento de falseamento (*alias*) espacial nas reflexões no domínio *common mid point* (CMP). Este falseamento depende fundamentalmente da velocidade aparente destes eventos sísmicos e da frequência considerada.

O intervalo entre grupos de receptores rege a distância entre traços na seção empilhada, ou seja, a distância entre CMPs (ICMP). Esta relação é expressa por:

$$ICMP = \frac{IG}{2} \quad (4)$$

O valor requerido para esta distância depende do mergulho do refletor e do comprimento de onda em consideração, e é expressa por:

$$ICMP \leq \frac{V}{4f_{\max} \text{sen} \alpha} \quad (5)$$

onde:

V = velocidade do pacote acima do horizonte em consideração;

α = valor do mergulho do refletor;

f_{\max} = frequência máxima esperada.

Além dos fatores discutidos, é importante lembrar que as características sísmicas da área são importantes para a resolução a ser alcançada. A absorção seletiva de energia no espectro de amplitude, que ocorre à medida que o sinal se propaga em subsuperfície, provoca a diminuição da razão sinal-ruído. Esta atenuação do sinal é expressa por:

$$A = -27,2872 \frac{fTQ}{Q} \quad (6)$$

onde:

A = atenuação em dB;

f = frequência considerada;

TQ = tempo duplo normal do horizonte considerado;

Q = fator adimensional de dissipação, que representa o comportamento inelástico das rochas atravessadas pelo pulso sísmico.

A presença de reflexões múltiplas e reverberações são outro fator limitante, uma vez que a eliminação destas implica na aplicação de processos que causam distorções ao sinal.

3 – SÍSMICA CONVENCIONAL E ALTA RESOLUÇÃO

Na PETROBRÁS, o processo exploratório usual em áreas submersas, consiste em levantamentos sísmicos 2D e 3D, com subsequente processamento e interpretação dos dados, resultando em possível aprovação de locações para perfuração exploratória. Realizam-se, então, campanhas sísmicas analógicas de alta resolução, objetivando subsidiar análises geotécnicas do fundo do mar para a instalação das sondas de perfuração. Confirmada a ocorrência comercial de hidrocarbonetos, novas campanhas de alta resolução são realizadas nas áreas previstas para a instalação de equipamentos para produção e escoamento.

Sumarizando-se os pontos importantes de cada procedimento, os levantamentos com técnica tradicional de alta resolução (analógico, nomocanal) apresentam como características mais importantes a utilização de fonte sísmi-

ca Sparker, pequena distância fonte-receptor e ausência de arranjos. Contudo, a não-gravação dos dados em fita magnética impede que eles possam ser processados de forma a corrigir distorções presentes, tais como a largura do pulso e erros de posicionamento das reflexões, além de impedir um melhor armazenamento e apresentação das informações.

Os levantamentos sísmicos convencionais voltados para a exploração do petróleo possuem parâmetros dimensionados para este fim, e nem todos são perfeitamente adequados para recuperar a alta resolução na parte geológica rasa. Para levantamento simultâneo, requerem-se modificações em alguns parâmetros de aquisição. Entretanto, nem todos podem ser alterados sem prejudicar a sísmica convencional.

O intervalo entre grupo de receptores e intervalo entre tiros, nos levantamentos convencionais, são grandes se comparados com os requeridos para uma alta resolução. O intervalo de tiro depende do tempo de registro e da velocidade de carregamento de ar nos canhões pelos compressores. Fontes pequenas e tempos de registro curtos favorecem intervalos de tiro menores. O intervalo entre grupos de receptores depende da configuração do cabo sísmico. Profundidades menores dos receptores e da fonte afastam o *notch*, causado pelo efeito fantasma, para frequências mais altas no espectro de amplitude.

Entretanto, este procedimento implica perda de energia do sinal e aumento do nível de ruído no espectro de amplitude, diminuindo assim o poder de penetração e desfavorecendo a sísmica exploratória.

As dimensões de arranjos de hidrofones e de *airguns* aparentemente maiores que os comprimentos de onda de interesse afetam significativamente o objetivo de alta resolução se a profundidade do fundo oceânico for pequena, ou seja, nestes casos, mesmo para afastamentos pequenos fonte-receptor, o ângulo de incidência atinge valores que são afetados pela diretividade do arranjo.

Para níveis profundos, há a necessidade de se utilizarem afastamentos fonte-receptor maiores para se atingir *moveouts* suficientes para o tratamento do sinal, ou a utilização de maior número de *airguns* para aumentar a capacidade de penetração do pulso emitido para a subsuperfície. Já para a parte geológica rasa, não é necessário cabo sísmico tão longo nem fonte sísmica muito potente para alcançar tais objetivos. Apesar das limitações, estes dados sísmicos podem ser processados de maneira a aumentar a resolução.

Considerando todos estes aspectos, realizou-se um experimento na Bacia de Campos, para se obter alta resolução na parte rasa da seção, utilizando-se parâmetros que não prejudicassem a aquisição sísmica convencional para simular a possibilidade de uma aquisição sísmica simultânea.

4 – AQUISIÇÃO DA LINHA EXPERIMENTAL

O levantamento da linha experimental 231-RL-1466 foi realizado na Bacia de Campos, no programa Nordeste de Marlim (fig. 1).

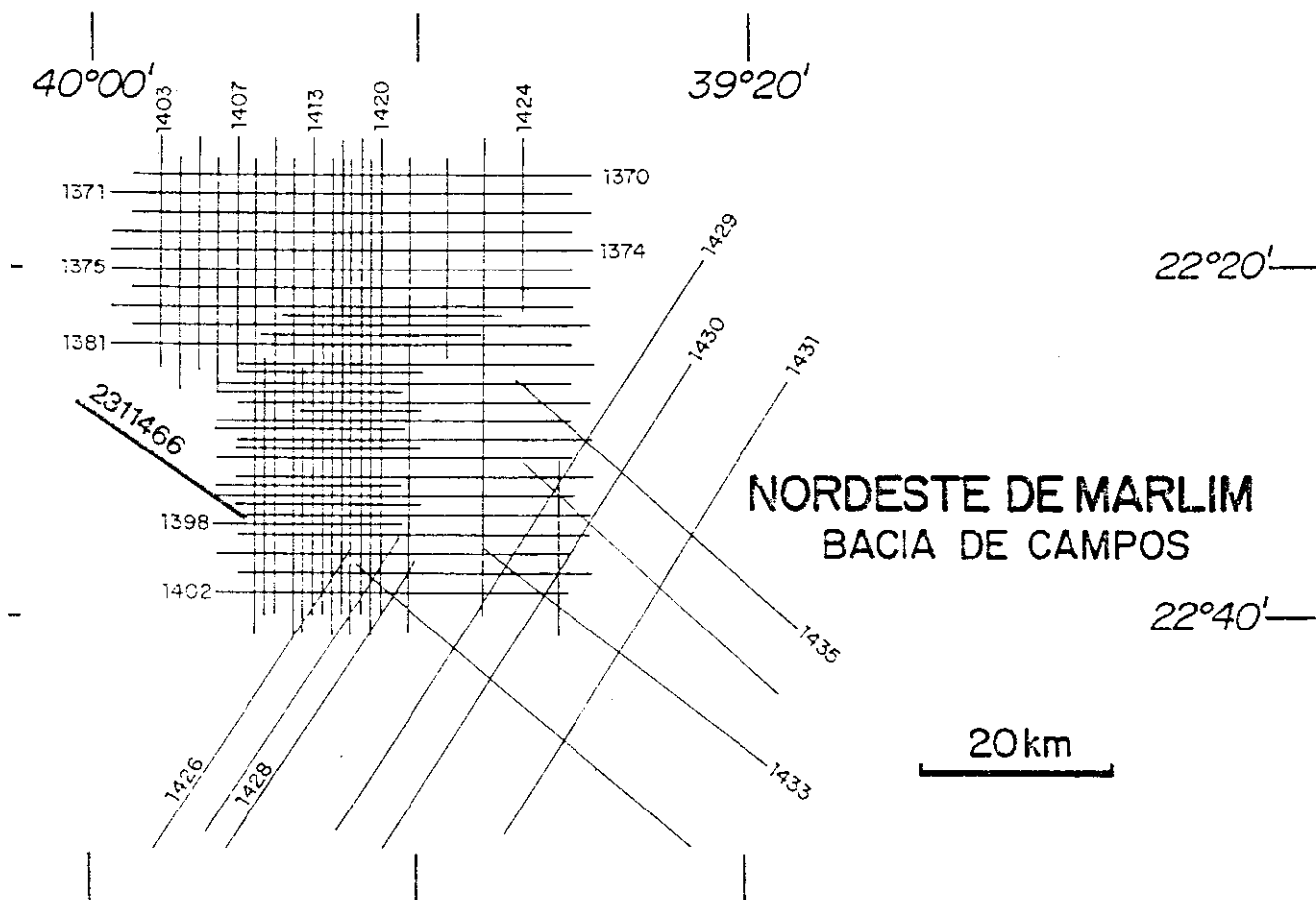


Fig. 1 - Localização da linha-teste no Campo de Marlim, Bacia de Campos.
Fig.1 - Test line location in Marlim field, Campos Basin.

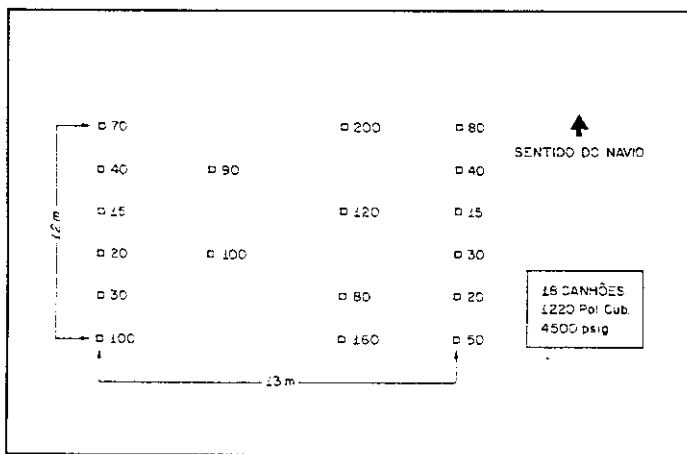


Fig. 2 - Disposição do arranjo de airguns utilizado no levantamento da linha 213-RL-1466. Os quadrados indicam a posição dos airguns, e os números ao lado correspondem aos respectivos volumes de seus compartimentos de ar em polegadas cúbicas.

Fig. 2 - Airgun array used to acquire test line 213-RL-1466. Squares represent airguns and numbers to right indicate airgun volume in cubic inches.

A aquisição contou com o menor intervalo entre grupos de hidrofones e razão de amostragem permitidos pelos equipamentos de aquisição.

Outros parâmetros importantes como: profundidade do cabo sísmico e da fonte, afastamento mínimo fonte-receptor, arranjo da fonte e intervalo entre pops foram mantidos para avaliar seus efeitos na recuperação da alta

resolução na parte superior da seção. Estes parâmetros não podem ser alterados prontamente, para não prejudicarem, de uma forma ou de outra, o levantamento convencional.

A fonte sísmica utilizada foi a mesma dos levantamentos convencionais executados por esta equipe, sendo posicionada a 6,1 m de profundidade (fig. 2). Os arranjos de hidrofones foram compostos por seis elementos, formando um grupo de 13,33 m de comprimento (fig. 3).

Nas figuras 4 e 5 observam-se os efeitos de atenuação causados pelos arranjos das figuras 2 e 3. Eventos próximos à vertical sofrem menor atenuação. Por outro lado, em regiões de água profunda, os ângulos de emergência ou incidência tendem à vertical, e o efeito dos arranjos é minimizado.

Os dados foram registrados na forma digital, em intervalos de amostragem de 1 ms, com filtro passa-banda de 6-350 Hz e rampas de 18-72 dB/oit. Estavam dispostos 300 grupos de hidrofones ao longo do cabo sísmico, com o primeiro afastado 228 m do centro da fonte, e o último 4.428 m. A utilização desta configuração juntamente com o intervalo entre tiros de 26,66 m resultaram em famílias CMP afastadas de 6,66 m uma da outra, contendo traços com 75 afastamentos distintos.

O controle de posicionamento do cabo sísmico foi por meio de oito bússolas, 25 detectores de profundidade e 14 controladores de profundidade. O sistema de posicionamento do navio foi o ARGO.

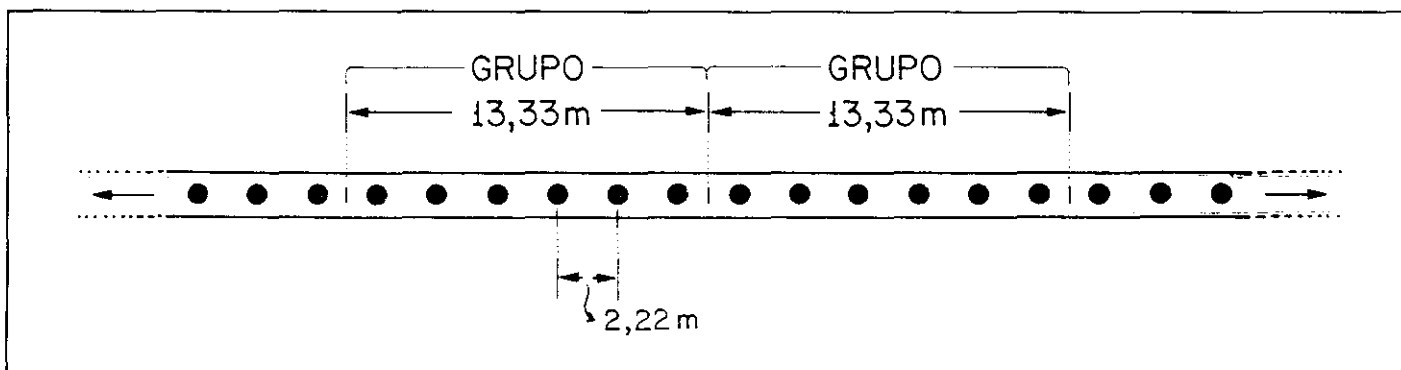


Fig. 3 - Arranjo de hidrofones.
Fig. 3 - Hydrophone array.

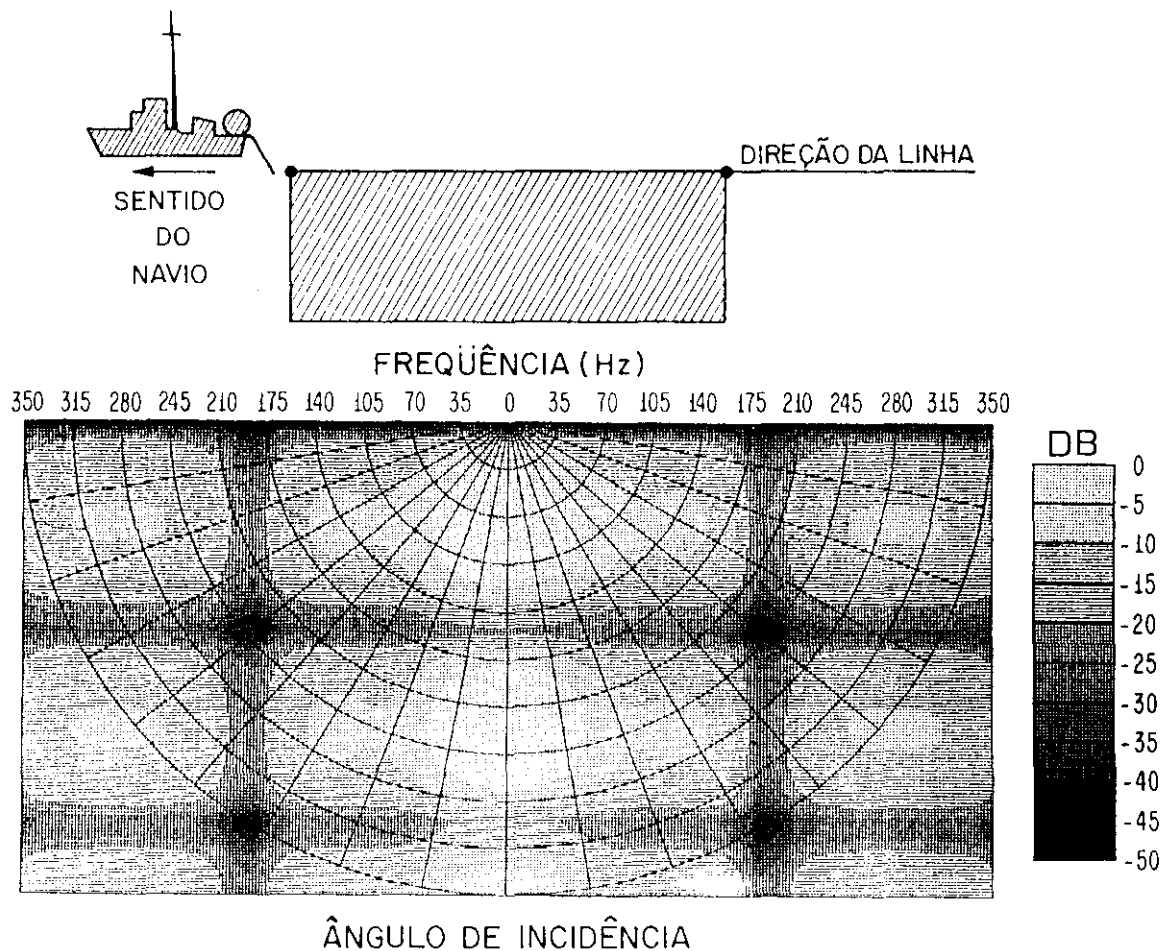


Fig. 4 - Resposta 3D do arranjo mostrado na figura 2, em função do ângulo de incidência e frequência. A profundidade do arranjo (6,1 m) foi considerada para o cálculo do espectro.

Fig. 4 - 3D response of array shown in figure 2 as a function of incident angle and frequency. Depth of array (6.1 m) was taken into account when computing the spectrum.

4.1 - Aquisição da Assinatura da Fonte Sísmica em Campo Remoto

A assinatura, em campo remoto, do arranjo de *airguns* foi medida em um levantamento realizado anteriormente. Para adquiri-la, posicionou-se um hidrofone especial suspenso em uma sonobóia, na profundidade dentro do campo remoto do arranjo, e a uma distância do fundo

oceânico suficiente para evitar que reflexões interferissem no registro da assinatura (Guimarães, 1989). O navio rebocou a mesma fonte utilizada na aquisição da 231-RL-1466, aproximando-se da sonobóia, cruzando-a e afastando-se novamente com tiros em intervalos regulares (fig. 6). Na figura 7, mostram-se as assinaturas obtidas com uma passagem do navio. A assinatura com tempo de chegada mais curto representa aquela em que o navio está mais

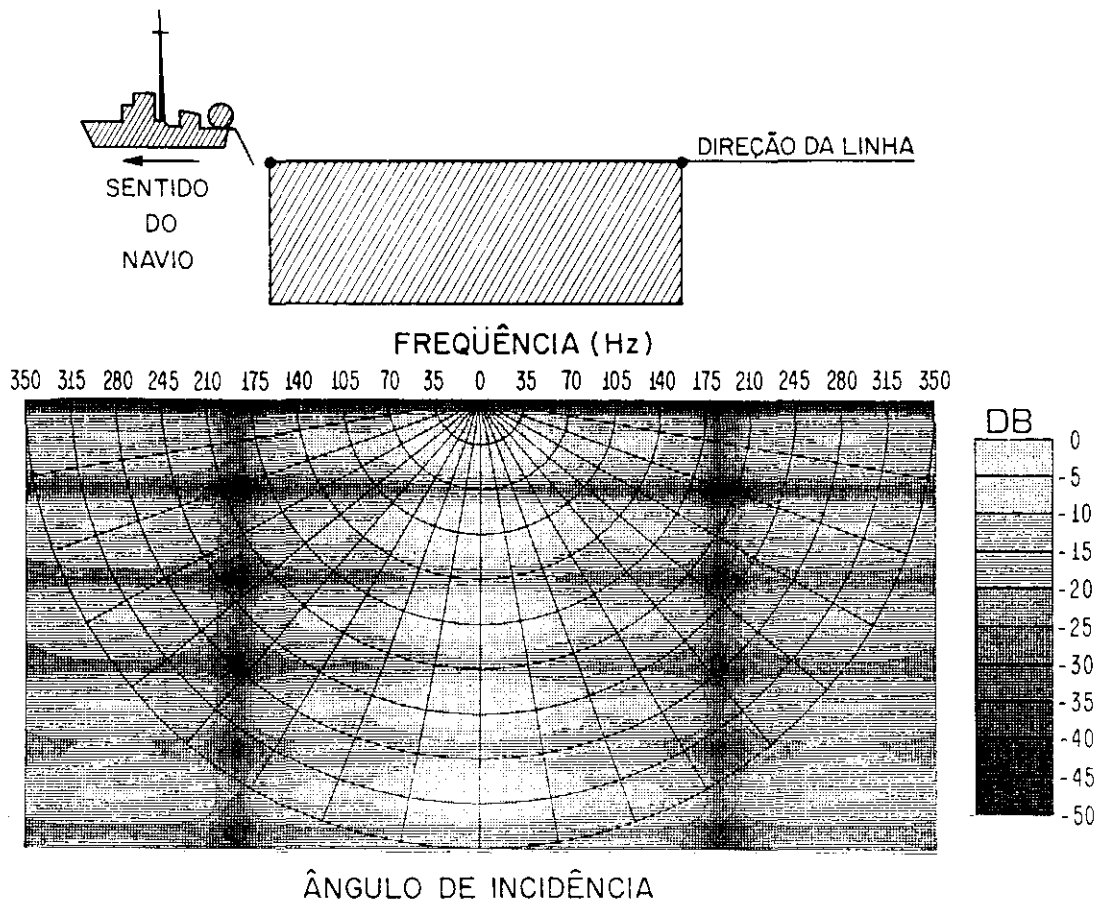


Fig. 5 - Resposta 3D do arranjo da figura 3, em função do ângulo de incidência e frequência. A profundidade do arranjo (11 m) foi considerada para o cálculo do espectro.

Fig. 5 - 3D response of array shown in figure 3 as a function of incident angle and frequency. Depth of array (11 m) was taken into account when computing the spectrum.

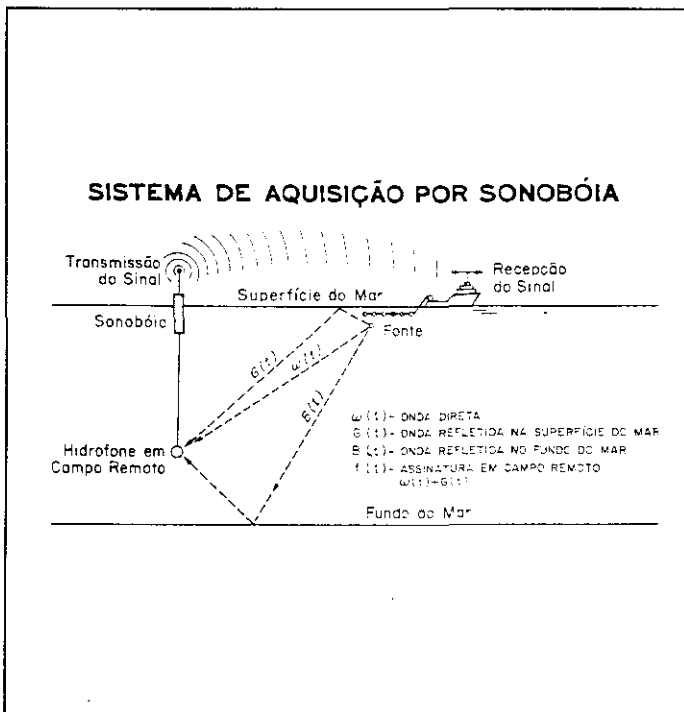


Fig. 6 - Esquema de aquisição da assinatura em campo remoto do arranjo da figura 2.

Fig. 6 - Farfield signature acquisition procedure for airgun array shown in figure 2.

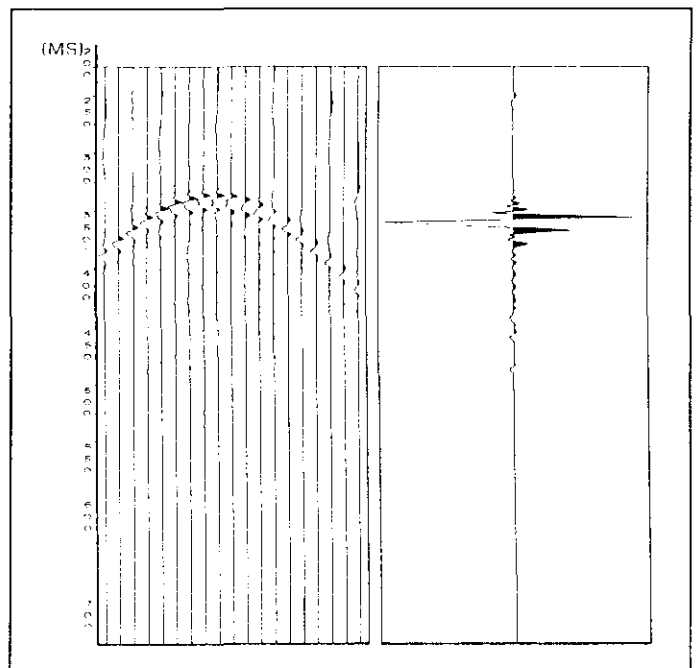


Fig. 7 - Assinaturas em campo remoto coletadas em uma passada do navio (à esquerda). À direita, resultado da média de assinaturas de várias passadas.

Fig. 7 - Farfield signatures acquired in one pass through the buoy (left) and averaged normal farfield signatures obtained from various passes (right).

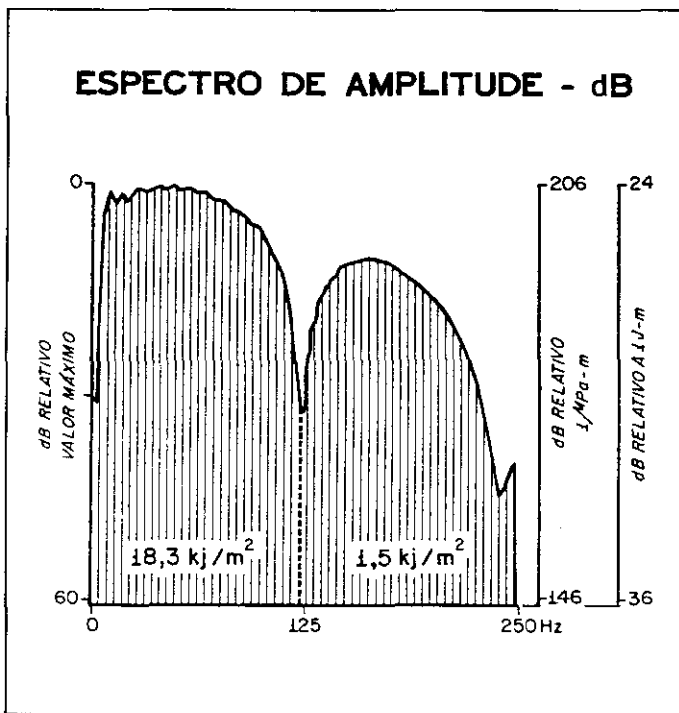


Fig. 8 - Espectro de amplitude calibrado da assinatura em campo remoto do arranjo de *airguns* mostrado na figura 7. As energias acumuladas nas bandas de frequência 0-125 e 125-250 são indicadas.

Fig. 8 - Calibrated amplitude spectrum computed from the farfield signatures of array shown in figure 7. Indicates energy accumulated in bandwidths 0-125 and 125-250.

próximo à bóia, portanto assinatura com incidência normal. Os instrumentos utilizados no levantamento desta assinatura foram diferentes dos utilizados na aquisição da linha experimental. Considerando:

$$FS_t = S_t * I_t \quad (7)$$

onde:

FS_t = assinatura registrada;

S_t = assinatura real da fonte;

I_t = resposta impulsiva dos instrumentos utilizados. Medindo-se I_t computou-se S_t .

O espectro de amplitude da assinatura sísmica em campo remoto, gerada por este arranjo, é mostrado na figura 8, onde são evidentes os *notches* causados pelo efeito fantasma e o decréscimo de energia em direção às altas frequências.

5 - PROCESSAMENTO DA LINHA EXPERIMENTAL

Dentre as etapas de processamento aplicadas, as mais importantes para a melhoria da resolução foram:

- deconvolução determinística;
- deconvolução estatística;
- correção NMO;
- empilhamento seletivo;
- balanceamento espectral;
- migração de grande ângulo.

5.1 - Seção Multicanal

Após a conversão de formato, aplicou-se correção de divergência esférica e balanceamento do traço. Para a deconvolução determinística contou-se com a assinatura S_t , a resposta impulsiva do instrumento utilizado no levantamento da linha e os efeitos fantasmas do cabo sísmico. Em seguida, aplicou-se deconvolução *spike*.

Os dados foram ordenados em famílias CMPs com 75 trajetórias diferentes, onde realizou-se análise de velocidade em janelas de correlação de 50 ms. Realizou-se, então, o empilhamento, silenciando-se os eventos com maior estiramento. Após o empilhamento, aplicou-se balanceamento espectral aos dados, utilizando-se sete bandas de frequências de 50 Hz. Em seguida, aplicou-se migração por diferenças finitas.

5.2 - Seção 100%

No levantamento simultâneo para alta resolução e sísmica convencional, os canais mais próximos seriam registrados com 1 ms e intervalo entre grupos de 13,33 m, e os demais com 2 ms e intervalo entre grupos de 26,66 m. Com este procedimento, os CMPs formados pelos grupos de hidrofones reservados para a alta resolução - que estariam equiespaçados de 6,66 m - possuiriam baixa cobertura.

Para simular esta geometria, selecionou-se somente os quatro primeiros canais da linha 213-RL-1466. A sequência de processamento foi a mesma, exceto a cobertura que seria a mais baixa possível (100%) para todo o comprimento do registro. As velocidades utilizadas para correção NMO e migração foram obtidas no processamento da seção multicanal.

Considerou-se que este procedimento poderia ser sempre realizado, uma vez que ambos os dados estariam disponíveis neste tipo de aquisição.

6 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

Após a fase de processamento da linha, contava-se com as seções multicanal migrada (fig. 9), e 100% não-migrada (fig. 10) e migrada (fig. 11). Para a comparação imediata destes resultados, utilizou-se uma linha de registro analógico com fonte de alta frequência Sparker, situada quase coincidentemente com a linha experimental em apreço (fig. 12). Esta linha foi levantada com o objetivo de alcançar alta resolução na parte geológica superior para análises geotécnicas. Recentemente, este tipo de dado vinha sendo utilizado também para a interpretação geológica do fundo e subfundo marinho, pelo Departamento de Exploração da PETROBRÁS. Para o levantamento desta linha, utilizou-se uma fonte sísmica que, apesar das altas frequências no pulso primário, produz pulsos secundários (bolhas), que aumentam o comprimento do sinal emitido, prejudicando muito a resolução vertical.

A perda de energia, por absorção, no espectro de amplitude do sinal emitido faz com que fontes como Sparker de baixa energia não sejam eficazes para atingir

SEÇÃO EMPILHADA MIGRADA
213-RL-1466

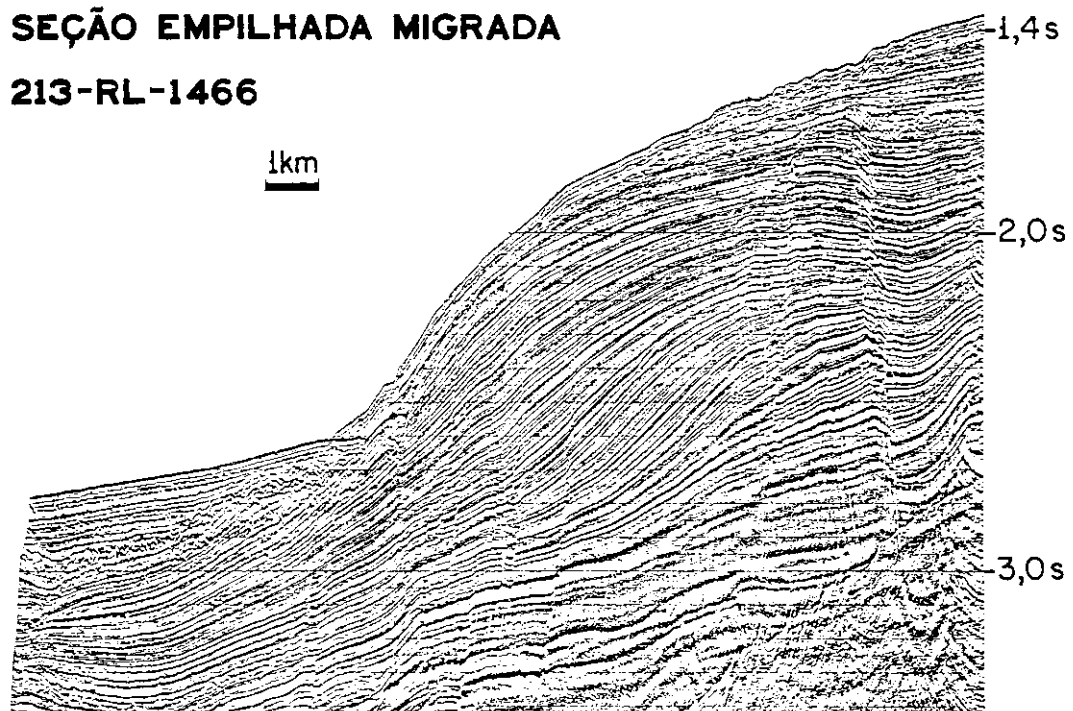


Fig. 9 - Seção final empilhada migrada.
Fig. 9 - Migrated final stacked section.

SEÇÃO 100% MIGRADA

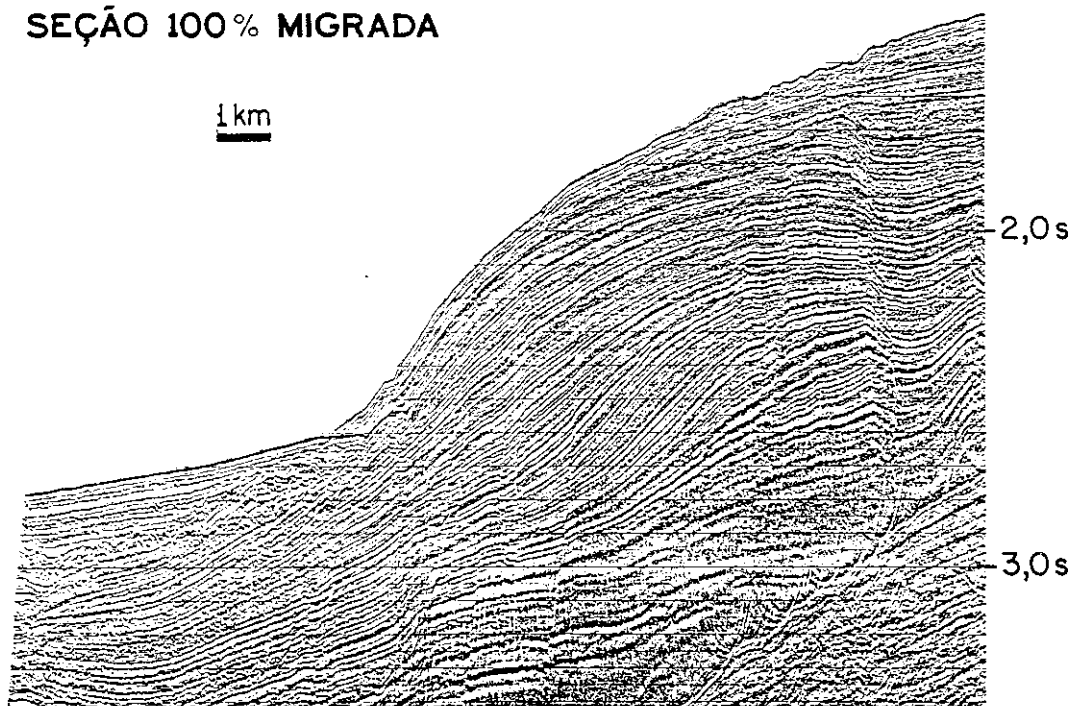


Fig. 10 - Seção final 100% migrada.
Fig. 10 - Migrated final one-fold section.

SEÇÃO 100% NÃO MIGRADA

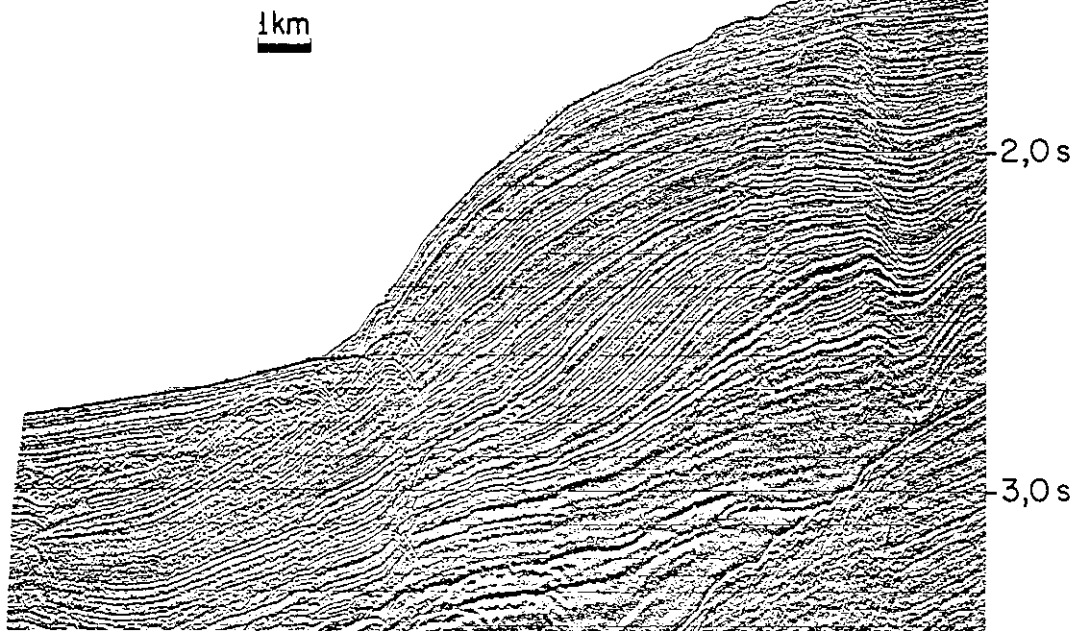


Fig. 11 - Seção 100% não migrada.
Fig. 11 - *Unmigrated one-fold section.*

SEÇÃO ANALÓGICA

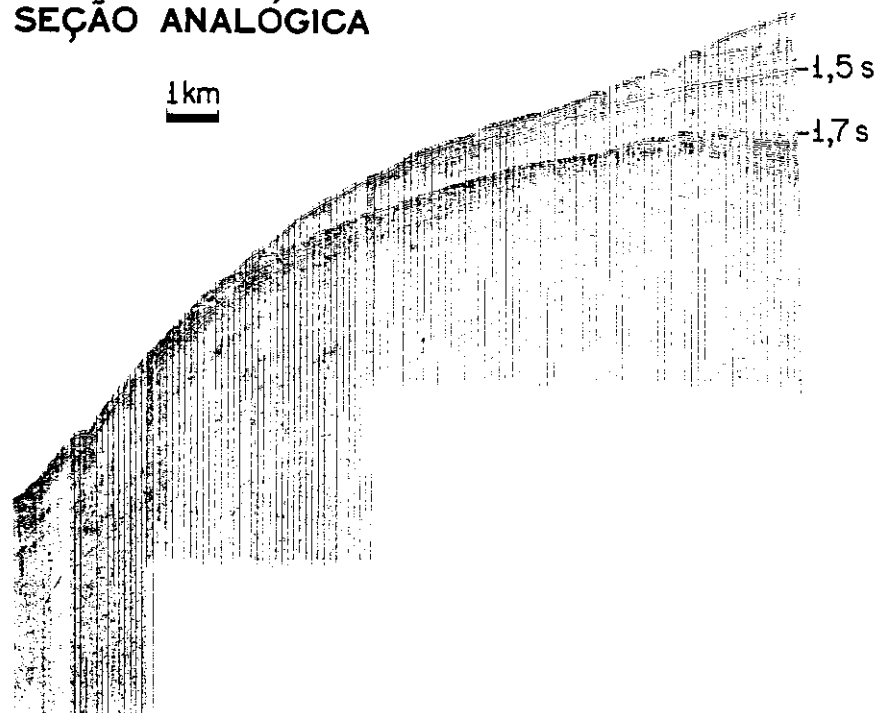


Fig. 12 - Seção analógica monocanal.
Fig. 12 - *Analog one-channel section.*

SEÇÃO EMPILHADA MIGRADA

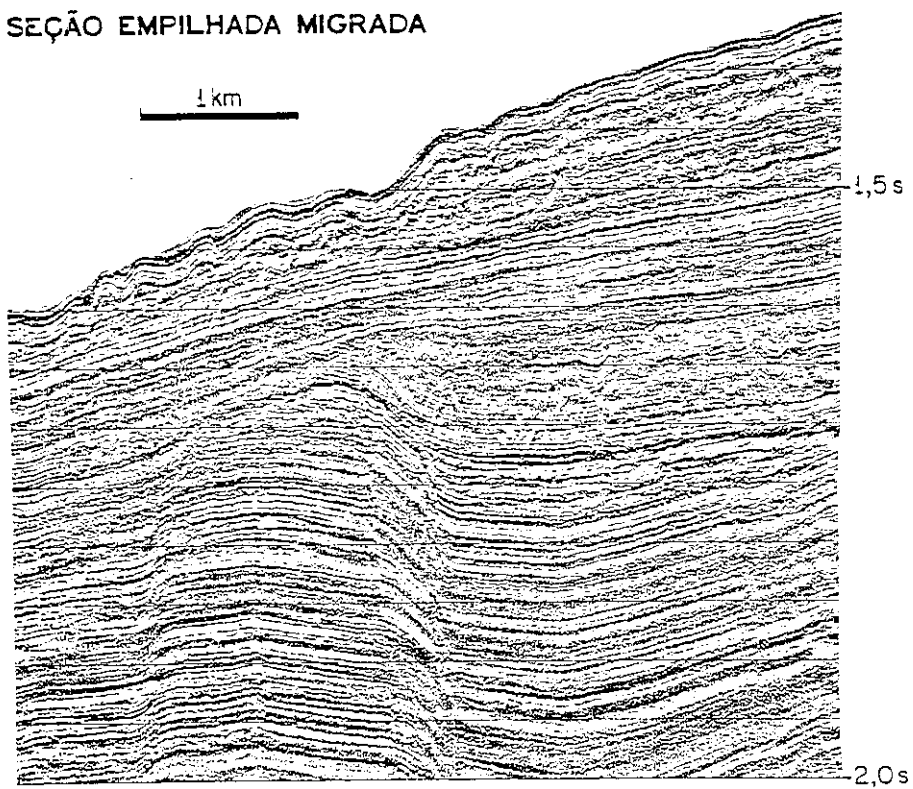


Fig. 13 - Trecho ampliado na seção empilhada migrada.
Fig. 13 - Zoom of migrated stacked section.

SEÇÃO 100% MIGRADA

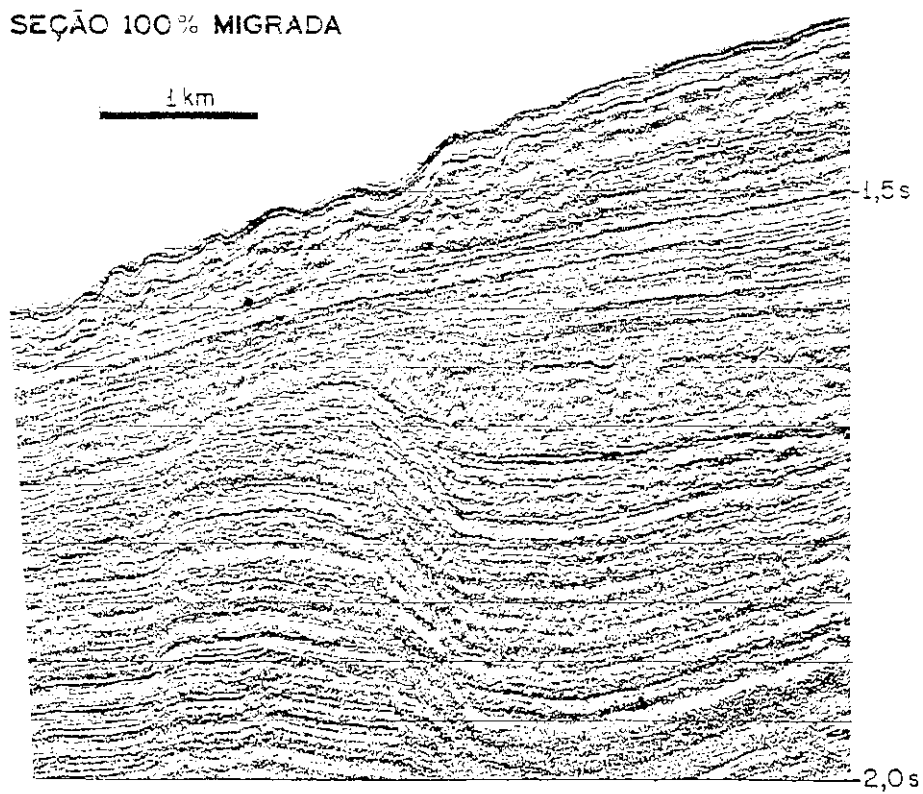


Fig. 14 - Trecho ampliado na seção 100% migrada.
Fig. 14 - Zoom of migrated one-fold section.

SEÇÃO ANALÓGICA

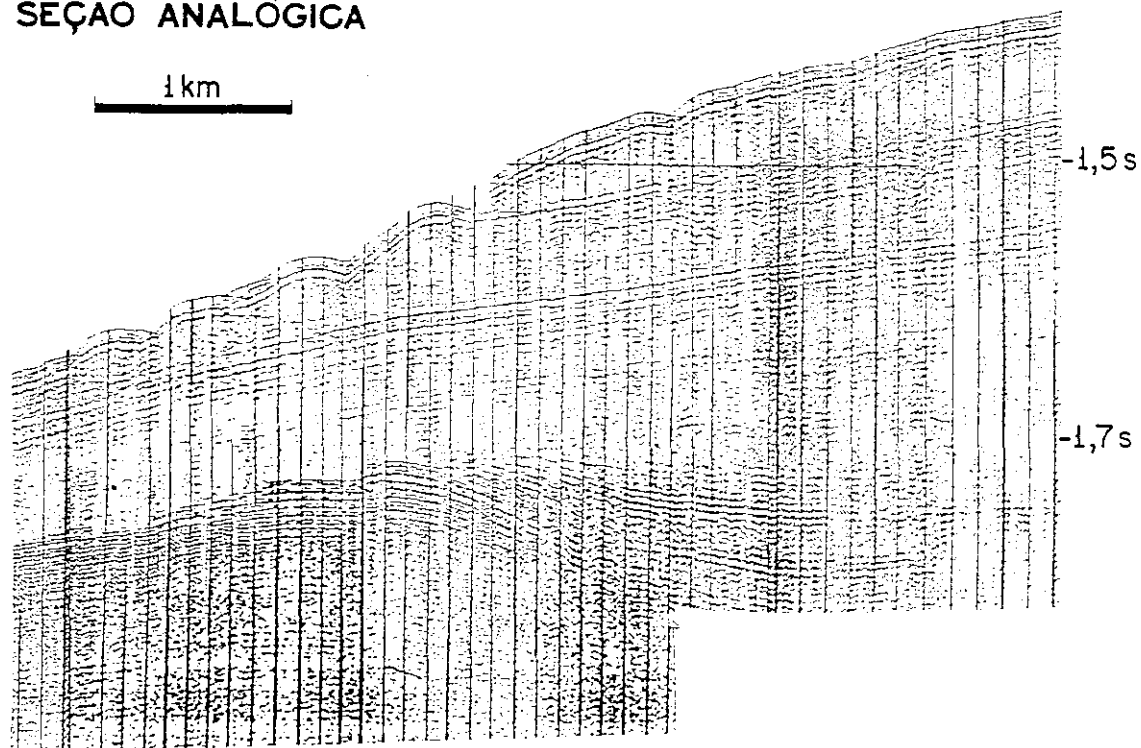


Fig. 15 - Trecho ampliado na seção monocanal analógica.
Fig. 15 - Zoom of analog one-fold section.

SEÇÃO EMPILHADA NÃO MIGRADA

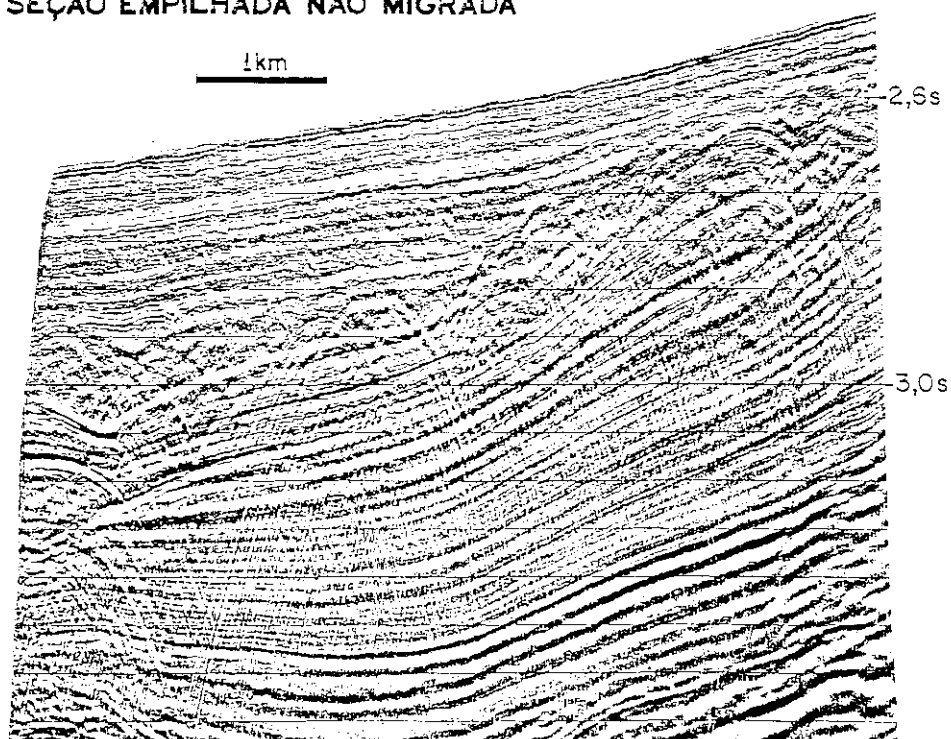


Fig. 16 - Trecho ampliado da seção empilhada não migrada.
Fig. 16 - Zoom of unmigrated stacked section.

SEÇÃO EMPILHADA MIGRADA



Fig. 17 - Trecho ampliado da seção empilhada migrada.
Fig. 17 - Zoom of migrated stacked section.

SEÇÃO 100% MIGRADA

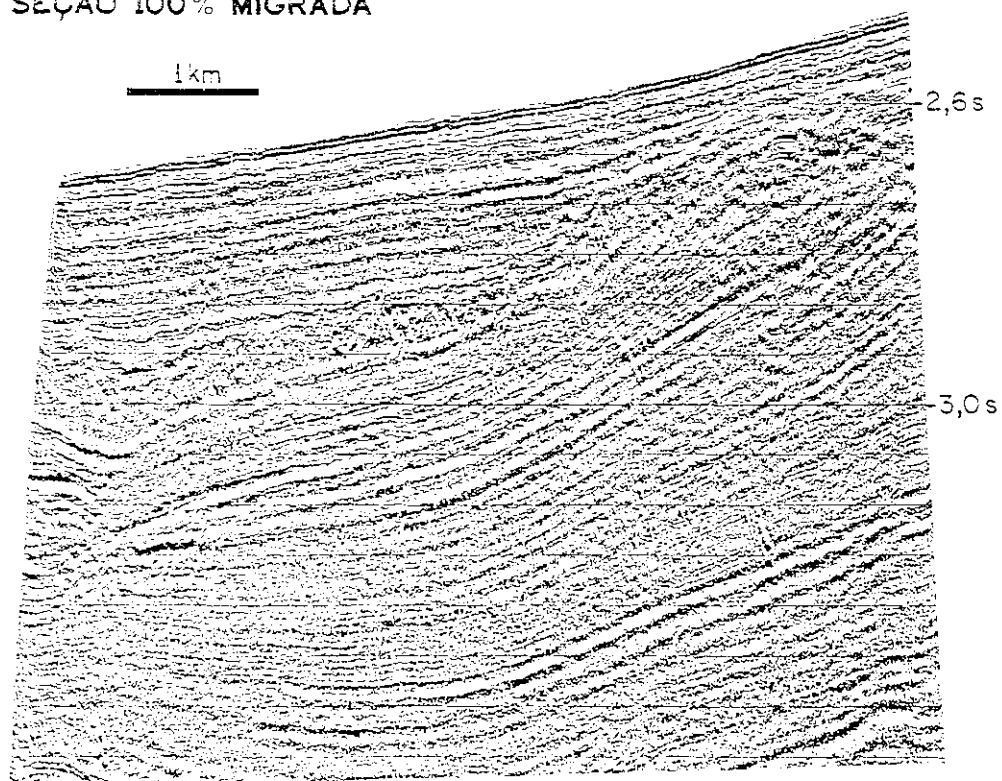


Fig. 18 - Trecho ampliado da seção 100% migrada.
Fig. 18 - Zoom of migrated one-fold section.

regiões profundas. Com a necessidade de extensão da interpretação para estes horizontes, a linha analógica monocanal torna-se menos adequada.

Por não ter sido registrada na forma digital, a linha analógica não pôde ser beneficiada pelas técnicas de processamento que poderiam recuperar algumas das deficiências da aquisição. Como exemplo, pode-se citar o processo de deconvolução para aumentar a resolução vertical e atenuar reflexões múltiplas e reverberações, a migração para o posicionamento correto das reflexões e, desta forma, aumentar a resolução de estruturas como falhas e canais.

A linha experimental, por sua vez, apesar de ter sido levantada com uma fonte que também produz bolhas, contou com arranjos que a cancelavam. Na figura 7, à direita, mostra-se que a assinatura emitida pelo arranjo de *airguns* é de curta duração, e que a energia proveniente da oscilação da bolha foi devidamente atenuada. A quantidade de energia nas baixas frequências (fig. 8) confere a esta fonte um grande poder de penetração. Além disso, o fato de ter sido registrada na forma digital, em fita magnética, permite que estes dados sejam tratados para aumentar ainda mais a resolução, com técnicas convencionais de processamento.

Após o processamento, a linha experimental revelou uma melhor imagem dos horizontes rasos do que a linha analógica monocanal. A linha empilhada multicanal apresentou maior razão sinal-ruído que a linha 100%. As figuras 9 e 10, e as ampliações de dois trechos (figs. 13, 14, 17 e 18) evidenciam bem esta diferença.

Entretanto, a linha 100% não migrada (fig. 10) e migrada (fig. 11) apresentam resolução superior à linha analógica monocanal.

Em um dos trechos ampliados, colocado aproximadamente na mesma escala da linha analógica monocanal (figs. de 13 a 15), notou-se que o Marco Cinza (Viana *et al.* 1990), situado em 1,7 s, e as reflexões abaixo dele, são mais facilmente mapeadas do que na seção analógica.

As pequenas falhas são também muito mais perceptíveis nos produtos da linha experimental.

Nas figuras 16 e 17, mostra-se um outro trecho ampliado, onde comparações entre as linhas empilhadas migradas e não migradas foram realizadas. Nota-se que o processo de migração eliminou os ramos de difrações que prejudicavam a resolução nas reflexões inferiores. Neste mesmo trecho, na figura 18, mostra-se o resultado da migração na seção 100%.

7 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

É proposto um novo procedimento de campo visando à aquisição de dados sísmicos marítimos de alta resolução, em conjunto com os levantamentos convencionais, e também a utilização do navio convencional para levantamentos exclusivos de alta resolução.

Os resultados obtidos com o levantamento da linha experimental de alta resolução na Bacia de Campos revelaram o potencial desta estratégia para levantamentos em águas profundas, considerando a resolução que vinha sendo obtida com as linhas analógicas monocanal.

A análise comparativa destas linhas mostrou que esta metodologia de aquisição é útil para subsidiar estudos sismoestratigráficos e geotécnicos do fundo e subfundo do mar, necessários à instalação de sondas e equipamentos de produção.

A qualidade dos dados obtidos justificam plenamente os custos adicionais advindos da aquisição simultânea de alta resolução.

Recomenda-se a utilização desta estratégia em levantamentos sísmicos tridimensionais (3D) para melhor definição das estruturas em subsuperfície.

AGRADECIMENTOS

Ao geofísico Carlos Henrique Barbosa de Oliveira pelas discussões sobre os resultados. Ao Sr. César Augusto Teixeira de Souza Lima pela confecção dos desenhos. Ao geofísico Carlos L. Varela pela revisão técnica do texto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BERKHOUT, A.J. *Seismic migration - imaging of acoustic energy by wavefield exploration*. Amsterdam: Elsevier, 1980. (Development in solid earth geophysics, 12).
- COSTA, C.A., GUIMARÃES, M. A. G., LENGELER, R.L., OLIVEIRA, C. H.B. Estratégia de aquisição simultânea AR/ convencional. In: SEMINÁRIO DE GEOFÍSICA DA PETROBRÁS, 4, Friburgo, R.J., 1990. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1991. 3v.
- EDWING, L. H. VP/VS and poisson ratios in marine sediments and rocks. *J. K. Acoustic Society of America* [s.l.], v.66, n. 4, p 1093-1101, 1979.
- FRICKE, J.R., DAVIS, J.M., REED, D.H. A standard quantitative calibration procedure for marine seismic sources. *Geophysics*, Tulsa, v. 50, n. 10, p. 1525 - 1532, 1985.
- GUIMARÃES, M.A.G., OLIVEIRA, C.H.B., TAVARES, A. *Processamento da linha 213-RL-250, visando aumentar a resolução da parte superior da seção*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1989. 14p. (Informe geofísico, n.85)
- HEINERICH, J., VIANA, A.R., OLIVEIRA, C.H.B., VAN LANGENDONCK, M. F.L. *et al. A marine geological project, Campos Basin, Brazil*. Macaé, R.J. PETROBRÁS/DESUD, 1989. 1 v.
- JOHNSTON, R.C., REED, D.H., DESLER, J.F. Special report of the SEG Technical Standards Committee - SEG standards for specifying marine seismic energy sources. *Geophysics*, Tulsa, v. 53, n. 4, p.566-576, 1988.
- LERICOLOIS, G., ALLENOUT, J.P., BERNÉ, S., MORVAN, P. A new system for acquisition and processing of very high resolution seismic reflection data. *Geophysics*, Tulsa, v. 55, n. 8, p. 1036-1046, 1990.
- LOFTHOUSE, J.H., BENNET, G.T. Extended arrays for marine seismic acquisition. *Geophysics*, Tulsa, v.43, n. 1, p. 3-22, 1978.
- LUCAS, A.L. A high resolution marine seismic survey. *Geophysical Prospecting*, Oxford, v. 22, p. 667-682, 1974
- LYNN, W., LARNER, K. Effectiveness of wide marine seismic source arrays. In: ANNUAL MEETING OF THE EUROPEAN ASSOCIATION OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS, 45, Oslo, 1983. S.n.1.

OLIVEIRA, C.H.B., CAMARGO, R.C., SILVEIRA, R.L., GELIO, A.B. *et al.* Reprocessamento sísmico visando alta resolução. In: SEMINÁRIO DE GEOFÍSICA DA PETROBRÁS, 4, Friburgo, R.J., 1990. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1991.

PARKES, G.E., HATTON, L., HAUGLAND, T. Directivity and other characteristics of a wide airgun array system. In: ANNUAL INTERNATIONAL MEETING OF THE SEG, 51, Los Angeles, 1981. *Proceedings...* [s.l.: s.n], 1981. p. 105-111.

URSIN, B. Attenuation of coherent noise in marine seismic

exploration using very long arrays. *Geophysical Prospecting*, Tulsa, v.26, p. 722-749, 1978.

VARELA, C.L. Modelagem de atenuação e dispersão dissipativas com aplicação à Bacia de Campos. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, v. 1, n. 1, p. 67-73, 1987.

VIANA, A.R., KOWSMANN, R.O., CASTRO, D.D. Discordância do mioceno médio-superior do talude continental da Bacia de Campos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36, Natal, R. N., 1990. *Anais...* Natal: Sociedade Brasileira de Geologia, 1990. 6v. v. 1, p. 313-323.

EXPANDED ABSTRACT

In recent years, PETROBRÁS has reprocessed conventional marine seismic lines to enhance resolution of the early part of the section, through use of various modern techniques. However, these options can only maximize information obtainable from existing data and improve lateral and vertical resolutions within the limits imposed by the acquisition process.

This paper presents a procedure for acquiring high-resolution seismic data from the shallow part of the seismic section using a vessel equipped for conventional seismic exploration. It also describes a method for acquiring both types of data simultaneously.

Some of the field parameters normally applied in conventional exploration must be modified when the objective is to acquire higher resolution data. Certain of these parameters are, however, limited by the equipment used. Moreover, when both conventional and high-resolution data are to be acquired simultaneously, only those parameters that will not jeopardize acquisition of conventional data can be optimized for high-resolution purposes. A test line was acquired in the Campos Basin (fig. 1) to evaluate the resolution obtainable with conventional seismic equipment when only spatial and temporal sampling are altered. These data could be used to simulate a simultaneous survey, producing a one-fold and a multichannel section.

The source array comprised four subarrays with a total air volume of 1220 cubic inches at a pressure of 4500 psig (fig. 2). The calibrated amplitude spectrum, computed from the farfield signature of the array (fig. 8), shows spectral amplitude over a high-frequency band. The array was towed at a depth of 6.1 m. The effects of the source array are shown in the contoured array response in the 2-D plane along the prime line in Figure 4.

A 4000-m, 300-channel digital streamer cable was used throughout the survey. The cable consisted of 50 active modular sections, each 80 meters long. Each section contained 6 active groups, with 6 hydrophones per group (fig. 3). The distance from the center of the source array to the center of the first hydrophone group was 228 m. Figure 5 shows the contoured hydrophone array response. Data were demultiplexed onboard. The filters were 6 Hz - 18 dB/oct and 350 Hz - 72 dB/oct. The navigation system was computer based (Argo as primary).

A farfield signature acquisition was conducted to obtain the signature of the airgun array shown in Figure 2. The measurement technique (fig. 6) followed the general guideline for acquiring calibrated acoustic characteristics from a marine source (Fricke et al. 1985). Figure 7 shows the various farfield signatures obtained from this survey.

Processing followed a fairly conventional PETROBRÁS routine. One important step in improving temporal resolution is to remove source and instrument effects from the seismic trace. This process, called deterministic deconvolution, compensates: known amplitude and phase distortion introduced by the recording system, by the source signature, and by the ghost effects associated with the submerged receiver. Moreover, it thus prepares the data trace for subsequent predictive deconvolution. Predictive deconvolution was applied after using 1 ms of prediction lag.

Multifold common mid-point (CMP) gather data were acquired in order to derive velocity information from the subsurface. The receiver aperture was proportional to the depth of the subsurface targets of interest. Stack velocity and two-way traveltime pairs were observed in the spectrum in order to (1) stack and migrate data so as to yield the seismic section used to infer geologic structure and also to (2) apply the Dix equation so as to derive the interval velocity for each of the interpreted pairs. Since traces coming from great distances from the source may be affected by the directivity pattern, only traces with a small aperture were stacked. Stacked seismic data were migrated using the finite-difference method. The final products of seismic processing were a multichannel stacked section (fig. 9) and a one-fold section (figs. 10 and 11).

Data quality exceeded expectations. A marked improvement in resolution was observed as far down the section as the occurrence of the sea-bottom multiples. The outstanding feature was the degree of penetration achieved.

Processed results clearly indicate that the final section (fig. 9) displays greater lateral and vertical resolution than the section obtained through analog acquisition (fig. 12). Figures 13, 14 and 15 show a direct comparison of the analog section and the digital 1 ms section at the same site. Small faults, unconformities, and other features are now easily identified on the digital section. Particularly important aspects of acquisition include: type of source, source-receiver offsets, depth of streamer and source array, and shot point and receiver group intervals. Group-to-group distances must be smaller in order to avoid aliasing in the reflections of dipping reflectors and in shallow diffractions. The type of source was chosen to provide deep penetration and high resolution. The source-receiver offsets and shot-point interval were chosen so as to obtain multifold data suitable to deriving velocity information from shallow reflections. Shallower receiver and source depths were employed to raise the ghost notch to a higher frequency range (dominant frequency of approximately 200 Hz.).