



Evolução tecnológica na aquisição sísmica marítima

Marcos A. Gallotti Guimarães PETROBRAS & Simplicio Freitas WesternGeco/SCHLUMBERGER

Copyright 2003, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

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

Contents of this paper was reviewed by The Technical Committee of The 8th International Congress of The Brazilian Geophysical Society and does not necessarily represents any position of the SBGF, its officers or members. Electronic reproduction, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of The Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Abstract

A evolução tecnológica dos equipamentos utilizados na aquisição sísmica marítima aconteceu de acordo com as necessidades da indústria do petróleo. Assim que os objetivos mínimos para a amostragem satisfatória do campo de onda 2D foram atingidos, surgiu a sísmica 3D. A partir daí, todos os esforços concentraram-se na redução dos custos dos levantamentos sísmicos 3D, para viabilizar a investigação de grandes áreas com objetivo exploratório. No início dos anos 90 surgiu o interesse de investigar com detalhe os reservatórios descobertos que estavam em áreas mais restritas e com a presença de instalações de produção. Na mesma época, houve o declínio dos serviços de aquisição marítima convencional devido à diminuição das grandes áreas de exploração. A indústria sísmica começou então a desenvolver técnicas para a aquisição de dados com maior resolução temporal e espacial para atender aos estudos de reservatório. Surgiram duas novas tecnologias superiores à sísmica convencional: sistemas de aquisição com cabo ou sensores de fundo oceânico (OBC) e o Q system™. Estas técnicas podem chegar a custos seis vezes maiores que a sísmica convencional para a exploração por Km², porém, as áreas de investigação nesta fase exploratória são menores, permitindo a realização de novos projetos de aquisição que utilizam estas tecnologias.

Introdução

O primeiro levantamento sísmico marítimo provavelmente foi realizado em 1935 (Maurice Ewing *et al.* in Proffitt, 1991), onde dados de reflexão e refração foram levantados para estudo oceanográfico. Os receptores foram adaptados dentro de caixas especiais e a fonte sísmica colocada no fundo do oceano. A profundidade máxima do fundo do mar situava-se na faixa de 100 m.

Após a Segunda Guerra Mundial, a aquisição sísmica marítima se fixou na exploração do petróleo. Dinamite era lançada no fundo para geração de energia sísmica. A navegação contava com equipamentos bem rudimentares. Estas dificuldades operacionais somadas aos equipamentos ainda mal adaptados para a operação marítima, tornavam estes levantamentos arriscados, lentos, pouco precisos e pouco produtivos (Proffitt, 1991).

O objetivo principal da aquisição sísmica de reflexão é *iluminar* - através da amostragem temporal, espacial e da amplitude da onda elástica na superfície - as estruturas geológicas na sub-superfície. Por isso, dentre as muitas técnicas desenvolvidas durante os últimos 40 anos, o método *CMP* (conhecido inicialmente como CDP, Mayne (1962)) e o instrumento digital foram certamente os principais marcos no desenvolvimento da aquisição sísmica. Combinadas com o advento da computação digital, estas técnicas vêm sendo a base da sísmica de exploração por muitos anos.

Neste trabalho procurou-se apresentar brevemente a evolução tecnológica dos componentes principais da aquisição sísmica marítima que influenciam diretamente na amostragem do campo de onda:

- Tipos de levantamentos sísmicos marítimos;
- Fonte sísmica marítima;
- Instrumentos de registro;
- Cabo sísmico

Tipos de levantamentos sísmicos marítimos

A maior parte dos levantamentos sísmicos marítimos atuais tem como objetivo amostrar pontos na superfície da área investigada (*CMP*) com afastamentos distintos entre fonte e receptor (F-R) com maior razão custo-benefício possível.

A técnica utilizada para otimizar esta amostragem é o registro de vários receptores com afastamentos (*offsets*) diferentes para cada tiro detonado. Os traços destes registros são posteriormente agrupados de acordo com o seu *CMP* no processamento (*CMP gathers*).

O número de *offsets* ou traços agrupados no *CMP* é conhecido como multiplicidade ou *fold*. As reflexões da onda elástica nas interfaces geológicas são, portanto, amostradas com diferentes afastamentos F-R para cada ponto na superfície investigada.

O tempo de chegada das reflexões descreve uma trajetória aproximadamente hiperbólica em função do afastamento. A equação hiperbólica de dois termos é a base do processamento para distinguir as reflexões - utilizando as velocidades e os tempos duplo normal - de quaisquer outros eventos coerentes com os afastamentos F-R.

Os *CMPs*, após empilhados em um único traço, compõem a imagem da geologia em sub-superfície. Esta imagem sofre ainda um processo - denominado migração - para corrigir distorções laterais causadas por variações da velocidade de propagação da onda. Em áreas onde a complexidade estrutural é grande, a premissa hiperbólica para as reflexões não é mais válida. Alternativamente, os registros de tiros ou as família *CMPs* são migradas

diretamente com outras formulas analíticas da equação da propagação da onda. A este processo, denominamos migração “*pre-stack*”.

Para que o processamento obtenha a imagem correta da sub-superfície, é necessário que as reflexões sejam amostradas corretamente. Os *CMPs* devem estar adequadamente espaçados para que as estruturas geológicas não sejam sub-amostradas. Da mesma forma, os afastamentos F-R devem ser adquiridos em intervalos suficientemente pequenos para garantir que as trajetórias das reflexões não apresentem *alias* espacial.

A aquisição sísmica convencional procura registrar as reflexões em intervalos que contemplem a amostragem adequada das reflexões e da estrutura geológica. Para isso, os intervalos entre os tiros, entre os receptores, entre as linhas de tiro e entre as linhas de receptores são criteriosamente definidos no desenho da aquisição.

A aquisição sísmica marítima 3D vem utilizando, por muitos anos, uma configuração composta pelo navio que reboca os cabos sísmicos (“*streamer*”) e a fonte de energia sísmica que é acionada em intervalos regulares. Os registros de cada tiro são adquiridos pelos *streamers* que se deslocam ao longo das linhas *CMPs* preestabelecidas (*prime line*). Os afastamentos F-R são adquiridos em planos que interceptam a superfície na mesma direção das *prime lines*.

Inicialmente os levantamentos sísmicos eram bidimensionais (2D), ou seja, as linhas *CMPs* formam uma imagem perfil da área investigada. Na década de 80 iniciaram os levantamentos tridimensionais (3D) que adquirem um conjunto de linhas *CMP* 2D, igualmente espaçadas em uma determinada área, para produzir a imagem volumétrica da sub-superfície.

No meados da década de 80, extensas áreas foram oferecidas para a aquisição sísmica marítima 3D. Com isso, se tornou crucial a redução dos custos do levantamento por Km². Todos os esforços de evolução tecnológica seguiram este caminho para atender o mercado. Navios maiores e mais adequados à aquisição com maior número de cabos foram então construídos.

Os levantamentos 2D eram e ainda são realizados com o navio rebocando um único cabo. Os levantamentos 3D iniciaram com um único cabo. Em seguida o número de cabos foi aumentando com o desenvolvimento de navios cada vez mais apropriados para aquisições 3D. Hoje é comum navio sísmico com até 12 cabos rebocados. Surgiram também as operações com duas fontes (*flip-flop*).

A operação *flip-flop* consiste em adquirir em cada passagem do navio o dobro de linhas *CMP*, ou seja, cada *streamer* rebocado registra duas linhas *CMP*. Esta técnica emprega duas fontes distintas espaçadas lateralmente que são acionadas alternadamente. Os pontos de tiro (PTs) ímpares registram linhas *CMP* diferentes das linhas registradas pelos pontos de tiro pares. O intervalo de PTs em cada linha *CMP* é sempre o dobro do intervalo entre tiros detonados.

Conseqüentemente, os afastamentos F-R dobraram sacrificando a amostragem das trajetórias das reflexões.

O progresso tecnológico para a redução dos custos do levantamento acabou afetando a amostragem espacial do campo de onda. Intervalos entre *CMPs* e intervalos entre afastamentos F-R foram sacrificados para aumentar a produção. Nos levantamentos do tipo exploratório regional (e.g “*spec*”), esta perda não foi significativa. Por outro lado, nos levantamentos sísmicos para estudos de reservatório ficaram sacrificados.

No início deste século, a demanda pelos grandes levantamentos 3D de baixo custo foi diminuindo. Pois, a maior parte das grandes áreas já teria sido coberta. Com isso, as companhias de aquisição começaram a procurar alternativas das necessidades da indústria do petróleo. Nesta mesma época aumentou-se consideravelmente a necessidade de uma aquisição sísmica de maior resolução das estruturas geológicas. Na exploração, isto ocorreu com a necessidade de investigar outros prospectos. Já na exploração, ocorreu com a necessidade de melhor investigar os reservatórios descobertos.

No final da década de 90 surgiu ainda a técnica 4D (“*time-lapse*”) para acompanhamento da produção de um campo. Levantamentos 3D específicos são realizados para estudar a variação ocasionada pela retirada de hidrocarboneto e injeção de água ou gás. Estes levantamentos requerem resolução e repetitividade suficientes para que os volumes de dados possam ser corretamente comparados.

A sísmica convencional sempre encontrou áreas livres para produzir grandes quantidades linhas sísmicas rebocando a fonte e vários cabos (até 8000m cada). Atualmente, as novas áreas candidatas a novos levantamentos encontram-se obstruídas por equipamentos de produção como plataformas, FPSOs etc. complicando a atuação destes navios convencionais.

A técnica *OBC* (“*ocean bottom cable*”) surgiu na década de 80 para contornar a dificuldade decorrente das obstruções em águas rasas (“*bay cable*”) se estendendo no início deste século para águas mais profundas com o desenvolvimento de *OBCs* mais sofisticados.

Os *OBCs* são cabos especiais colocados no fundo oceânico. Estes são conectados ao navio para registro dos dados sísmicos. A fonte sísmica, similar a da sísmica convencional, é acionada na superfície por outra embarcação. O desacoplamento da fonte e dos cabos de recepção permitiu uma maior flexibilidade de aquisição de dados em áreas obstruídas e, também a aquisição de afastamentos F-R com uma maior variedade de azimutes. Com isso, percebeu-se maior iluminação vem nas estruturas geológicas melhorando a imagem sísmica quando comparada com a sísmica convencional.

Os receptores convencionais na sísmica marítima são os hidrofones que estão suspensos na água no interior dos *streamers* para detectar variações da pressão causadas

pela chegada do campo de onda compressional. A colocação dos receptores em *OBCs* no fundo oceânico permitiu a utilização de outros tipos de receptores – os geofones verticais. Estes são utilizados convencionalmente em levantamentos sísmicos terrestres para registrar o campo de onda compressional que atinge a superfície verticalmente.

A aquisição do campo de onda P (compressional) com o hidrofone e o geofone vertical com *OBC* é denominada de 2C. A finalidade é a separação do campo de onda ascendente e descendente para eliminar as múltiplas geradas na superfície do mar.

Muitos levantamentos 2C/3D vem sendo realizados para obtenção de melhores imagens dos reservatórios. Os *OBCs* mais modernos são construídos com mais dois outros geofones horizontais perpendiculares para o registro da onda cisalhante S através da onda convertida. Estes *OBCs* são conhecidos como 4C.

A onda convertida é gerada quando a onda P se converte em cisalhante nas reflexões. Estas ondas não sofrem a interferência dos fluidos dentro dos poros das rochas e, por isso, são utilizadas conjuntamente com a onda P - que por sua vez são sensíveis a estes fluidos - para a detecção de fluidos. Muitas outras aplicações foram atribuídas a esta técnica, dentre elas cita-se: imagens sob bolsões de gás, imagens de estruturas complexas, discriminação litológica e detecção de fraturas.

As técnicas de processamento da onda convertida são muito mais sofisticadas do que as da onda P. Logo, esta técnica ainda encontra-se em estágio inicial de desenvolvimento, apesar de se ter conhecimento de diversos *OBC/4C* já realizados com sucesso ao redor do mundo. Acreditamos, entretanto, que a onda convertida ainda vem sendo adquirida como informação adicional à onda P em levantamentos *OBC*, pois os *OBCs* já estão sendo fabricados com os geofones horizontais. O trabalho consiste somente em registrar a onda convertida. No Golfo do México, entretanto, o 4C vem sendo usado como uma técnica alternativa eficaz para iluminar refletores sob nuvens de gás (Cafarelli *et al.* 2000).

Os levantamentos *OBCs* são em média seis vezes mais caros que a sísmica convencional. Logo, é muito importante que a contratação deste serviço tenha embasamento técnico criterioso. Ao contrário do que ocorria com a sísmica convencional onde os parâmetros eram fixos para não prejudicar as grandes produções. Além disso, é importante que o centro de processamento tenha experiência em dados sísmicos com duas componentes, pois a o sucesso da soma é fundamental para a melhora na qualidade das imagens finais.

Algumas companhias aplicaram a técnica *OBC* na sísmica 4D (e.g. *Teal South* - Texaco e *Foinaven* - BP). Nestes casos, os cabos foram colocados permanentemente no fundo para a espera de levantamentos subsequentes.

Uma outra tecnologia desenvolvida por uma companhia de petróleo (Texaco) é digna de menção. Cabos verticais com hidrofones são utilizados para amostrar o campo de onda 3D verdadeiro *i.e* todos os azimutes F-R são levantados. Esta técnica (Krail, 1991) foi utilizada pela Texaco no Golfo do México para investigação sub-sal com sucesso em meados da década de 90. Interessante, que o sucesso foi tanto que uma companhia de serviço comprou a tecnologia da Texaco para comercialização. O resultado apareceu logo em seguida com descobertas usando esta técnica no Golfo pela Phillips Petroleum. Valasek *et al.* (2001) mostraram a superioridade de imagem abaixo de domos de sal dos dados adquiridos com cabo vertical comparada com a imagem de dados adquiridos com *streamer* convencional.

A sísmica com *streamer* convencional vem se adaptando para atender a sísmica de maior resolução e acompanhar a demanda do novo mercado. Como exemplo é a utilização de dois navios convencionais em levantamentos especiais para adquirir dados com afastamentos F-R multi-azimutais. Outro exemplo são os levantamentos sobrepostos em uma mesma área com navios convencionais para diminuir os intervalos de amostragem espacial. Contudo, o custo destas adaptações é elevado.

A maior inovação tecnológica da sísmica convencional foi o “Q system™”. Esta tecnologia pertence a *WesternGeco* e traz grandes inovações no tipo de aquisição. A maior vantagem em termos de levantamento sísmico é a possibilidade de levantamentos 3Ds com intervalos entre linhas *CMPs* de 12,5 m. Enquanto a sísmica convencional são no mínimo de 25 m. Alguns levantamentos para caracterização de reservatório já vêm utilizando tecnologia Q™.

Com esta tendência na aquisição sísmica marítima conclui-se que os responsáveis pela contratação da aquisição devem, mais do que nunca, possuir conhecimento técnico suficiente para justificar a aplicação do tipo de tecnologia necessária para a área. Além disso, o processamento deve ser adequado para garantir que o campo de onda melhor amostrado produza imagens sísmicas interpretáveis de melhor qualidade.

Fontes Sísmicas

A dinamite foi a principal fonte de energia utilizada nos primórdios da aquisição sísmica em terra e continuou sendo quando a aquisição estendeu-se para o mar. No início, a dinamite era lançada e detonada na lâmina d'água. Logo, o meio ambiente percebeu os danos que eram causados no assoalho oceânico e obrigou que a dinamite fosse suspensa na água.

A dinamite ao explodir na água libera gás sob a forma de bolha, que se expande e se contrai. Este fenômeno foi denominado de efeito bolha. Para diminuir este efeito, as cargas de dinamites foram então suspensas em balões que flutuavam logo abaixo da superfície do mar. Assim, a bolha atingia a superfície rapidamente atenuando o efeito

bolha. Contudo, a energia era baixa e, por isso eram necessárias grandes.

As cargas de dinamite continuaram a serem utilizadas até meados dos anos 60, quando a *Bolt Technology corporation* desenvolveu um canhão de ar comprimido e convenceu a *Western Geophysical* a experimentar o engenho. Os resultados não tiveram muito sucesso. A GSI, mais tarde, realizou um novo teste com sucesso. No início de 1967, surgiu a primeira equipe sísmica marítima operando com *airguns*.

O conceito de arranjo de *airguns* para atenuar o efeito bolha veio no mesmo ano. Os arranjos foram construídos com *airguns* de diferentes volumes para gerar efeitos de oscilação da bolha com períodos diferentes. No campo remoto o pulso primário é somado construtivamente e as bolhas destrutivamente (Guimarães, 1989). Os arranjos de *airguns* tornaram-se fonte padrão na sísmica marítima.

Outros tipos de *airguns* foram desenvolvidos. O *sleevegun* inventado pela GSI (Cotton, 1985) desbloqueou a área de saída do ar comprimido aumentando a potência do *airgun* e diminuindo sensivelmente o efeito bolha. Mesmo assim, os primeiros arranjos com esta fonte eram formados por *sleeveguns* e *airguns* convencionais, pois os *sleeveguns* eram fabricados com volume do compartimento de ar pequeno. Surgiu então uma técnica de agrupar dois ou três os *sleeveguns* bem próximo um do outro para simular um canhão de maior volume (Guimarães, 1989). Esta técnica obteve tanto sucesso que hoje a maioria dos arranjos possuem alguns *sleeveguns* agrupados no arranjo (*clusters*). Mais tarde surgiram *airguns* com dispositivos especiais para atenuar o efeito bolha sem a necessidade de arranjos (*GI-guns*), contudo, continuam sendo usados em arranjos para garantir a potência da energia emitida.

A maior preocupação nos anos que sucederam a implementação do arranjo de *airguns* foi à medição da assinatura do arranjo. Para medi-la, era necessário colocar um hidrofone no campo remoto do arranjo. Esta operação não poderia ser realizada durante as operações normais do arranjo. Levantamentos especiais em águas profundas eram realizados. Como resultado, os arranjos mediam assinaturas em campo remotas calibradas em unidade *bar.m* (Guimarães, 1989). Estas assinaturas qualificavam as companhias na contratação após serem analisadas nos domínios do tempo e da frequência.

A falha de *airguns* nos arranjos e a necessidade de se conhecer com mais detalhe as assinaturas do arranjo, fez com que fossem desenvolvidos métodos mais práticos para a sua obtenção. A *Seres A S* desenvolveu um programa numérico composto de equações de oscilação da bolha e termodinâmica para calcular a assinatura do arranjo. Este programa ainda é muito utilizado pelas companhias de aquisição sísmica.

Na década de 90 surgiu o conceito de medição das assinaturas do campo próximo dos *airguns* (medição exequível durante os levantamentos) para determinação

exata da assinatura em campo remoto de cada tiro detonado. A idéia surgiu com Ziolkowski *et al.* (1982).

Atualmente, o *Q-System™* da *WesternGeco* vem utilizando esta tecnologia. Medindo-se as assinaturas tiro a tiro, pode-se controlar a repetitividade dos registros. Além disso, as assinaturas registradas são muito importantes para o desenho de operadores para a deconvolução no processamento para a obtenção de dados com maior resolução temporal.

O *Vibroseis™* marinho foi desenvolvido na década de 60. A *Conoco* incentivou uma nova companhia chamada *Olympic Geophysical* para utilizar esta fonte. Muitos navios acabaram utilizando esta fonte. Contudo, os arranjos de *airguns* foram preferidos por serem mais operacionais.

Instrumento de registro

No início da aquisição digital os sistemas de registros, que eram da série DFS (Texas Instruments), possuíam *range* dinâmico limitado. Isto obrigava que as aquisições sísmicas empregassem esforços para eliminar os ruídos antes da conversão analógico para o digital. Caso contrário, o ruído forte superficial não permitiria que o sinal fraco refletido das regiões profundas fosse registrado na mesma palavra digital.

O *range* dinâmico é o responsável pela amostragem da amplitude da onda refletida, sendo expresso em número de *bits*. O *range* de amplitude em dB capaz de ser registrado é teoricamente seis vezes o número de *bits* do conversor digital-analógico do instrumento.

Várias técnicas eram utilizadas para aumentar a razão sinal ruído antes da conversão do sinal para digital. Arranjos de receptores e especificações de tolerância de nível de ruído ambiental rigorosos na fiscalização dos levantamentos.

Há 20 anos foi desenvolvido o sistema de registro SN348™. Apesar de mais avançado por ser totalmente telemétrico este instrumento possuía 16 bits, que o limita em termos de *range* dinâmico.

Em 1992 a I/O introduziu o primeiro sistema de 24 bits – o *I/O System II™*. Este instrumento utilizou a técnica "delta-sigma". Esta técnica baseia-se na amostragem de alta densidade (delta) seguida de filtragem e reamostragem através de soma (sigma). A *Geo-X* introduziu o *ARAM 24™* em 1993 que flexibilizou bastante as operações terrestres com a habilidade de redirecionar a transmissão dos dados em áreas com obstáculos.

Em 1998 dois sistemas foram lançados: o *Sercel 408 UL* com a capacidade de registrar 10.000 canais com razão de amostragem de 2 ms; e o *VectorSeis™* da I/O que foi o primeiro sistema com geofones digitais.

Em 2000 a *WesternGeco* anunciou a técnica de aquisição *Q system™*. Confiando na suficiência do *range* dinâmico, esta técnica eliminou os arranjos e adquire dados com sensores únicos. A idéia é amostrar os ruídos de baixa velocidade sem *alias*, removê-los para depois converter o

sinal para digital. O Q system pode adquirir 30.000 canais através do uso de fibra ótica. Esta técnica vem sendo utilizada extensamente para estudos de reservatório.

Cabos sísmicos

O cabo sísmico (*streamer*) foi originalmente concebido para permanecer atrás da embarcação a uma profundidade fixa. Os *streamers* tinham flutuação neutra graças ao fluido colocado no seu interior. A profundidade do cabo no mar durante as operações era mantida, mais pela habilidade das equipes do que pela técnica propriamente dita.

A Conoco incentivou um projeto para desenvolver um equipamento denominado Condep Fin. Este equipamento era acoplado ao *streamer* e auxiliava, através de abas a manter os *streamers* na profundidade correta. O nome nunca pegou, porém o equipamento é conhecido hoje como *birds*, contudo, sendo necessário programar o equipamento para a profundidade desejada antes do lançamento do *streamer* na água. Na década de 70 surgiram os *birds* com controle remoto. Em seguida eles foram redesenhados para diminuir o ruído que causavam nos dados sísmicos.

Antes dos levantamentos 3D, assumia-se que o *streamer* acompanhava a trajetória do navio sísmico. Existiam algumas técnicas para medir a deriva do cabo (“*feathering*”), contudo, estas medidas não eram utilizadas convencionalmente pelo processamento. Com o início dos 3Ds logo se sentiu a necessidade de medir a forma do *streamer* para calcular as coordenadas dos receptores. Em meados dos anos 70, a *Digicourse* acoplou bússolas especiais nos cabos.

Novas inovações no posicionamento do *streamer* continuaram. O posicionamento da extremidade mais afastada do cabo (*tail buoy*) deu maior precisão na determinação da forma do *streamer* em operação. Em seguida, os sistemas acústicos foram implementados para assegurar maior precisão em vários pontos do *streamer*.

O Q-system™ desenvolveu um novo tipo de *bird* que tem a habilidade de controlar a posição do *streamer* lateralmente. Esta característica permite ao Q-system™ operar com maior segurança em áreas de obstrução como plataformas nos campos em desenvolvimento. Além disso, o posicionamento final de todos os receptores ao longo é mais preciso com erro menor que 3m enquanto o erro do *streamer* convencional é maior que 12m.

No da década de 90, ainda com a intenção de grandes produções, a sísmica convencional começou a utilizar cabo sólido desenvolvido pela *Western Geophysical*. Este *streamer* possui uma espécie de espuma no lugar do óleo no seu interior. A maior vantagem deste novo *streamer* foi à diminuição de ruídos e conseqüentemente o aumento da produção. Atualmente a sísmica convencional vem utilizando cabos híbridos *i.e.* *streamer* sólido e convencional.

Conclusões

Depois de um longo período empenhando-se em reduzir os custos dos levantamentos 3D para a exploração, a indústria começou a desenvolver tecnologias mais adequadas para amostrar corretamente o campo de onda sísmica, para atender o novo mercado que surgiu no final do século passado – a geofísica de reservatório.

As técnicas desenvolvidas para estudo de reservatório como o cabo de fundo (*OBC*) e o Q system™ possuem custos mais elevados que os da sísmica convencional. Por isso, é importante maior critério técnico da contratação da aquisição sísmica. Características técnicas específicas para o objetivo da aquisição são mais considerados do que o custo do levantamento.

Agradecimentos

Agradecemos a Petrobras e a Western-Geco pela permissão de publicação deste trabalho.

Referências

- Cafarelli, B., Madtson, E., Krail, P.M., Nolte, B. and Temple, 2000**, 3-D gas cloud imaging of Donald field with converted wave: in SEG abstracts.
- Cambois, G. , 2002**, Instrumentation or hoew many sows' ears does it take to make a silk purse? :TLE September , p.816-818.
- Cooper, N. M., 2000**, Dynamic range and instrumentation: in SEG abstracts.
- Cotton, W. R., 1985**, The versatility of sleeve guns as marine acoustic sources: In. OTC V.17. Houston Tx.
- Guimarães, M. A. G., 1989**, Avaliação dos arranjos de airguns como fonte sísmica marítima: Boletim de Geociências da Petrobras, 3(3), p.147-158.
- Krail, P. M., 1991**, Case history: vertical cable 3d acquisition. In abstracts , 53rd EAGE.
- Lawyer, L., 1994**, From the other side:TLE January, p.42.
- Liner, C. L., 2000**, On the history and culture of geophysics, and science in general: TLE May, p.502-504.
- Liner, C. L., 2002**, Seismic processing 1982-2002:TLE June, p.521.
- Mayne, H., 1962**, Common reflection point horizontal data stacking techniques: Geophysics, V.27, No.6, p.927-938.
- Monk, D., 1999**, Pitfalls in seismic acquisition: TLE September, p.1080-1083.
- Proffitt, J. M., 1991**, A history of innovation in marine seismic data acquisition: TLE March, p.24-30.

Savit, C., 1989, Seismic data acquisition: TLE September, p.14-18.

Schneider, W. A., 1998,3-D seismic: A historical note: TLE March, p.375-380.

Stupel, M., 1998, The seismic acquisition specialist: Where it all starts: TLE June, p.787-791.

Valasek, P., Wyatt, K. D., Whitmore, D., Shen, Y., Meng, Z., Branham, K., 2001, 3D wavefield imaging in the deep water Gulf of Mexico. Anais Sbgf 2001

Ziolkowski, A. M., Parkes, G., Hatton, L., Haugland, T., 1982, The signature of an airgun array: Computation from near-field measurements including interactions: Geophysics, V.47, No.10, p.1413-1421.