



República Federativa do Brasil
Ministério do Desenvolvimento, Indústria
e do Comércio Exterior
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(21) **PI 0714377-0 A2**

(22) Data de Depósito: 29/06/2007
(43) Data da Publicação: 02/04/2013
(RPI 2204)



(51) *Int.Cl.:*
G01V 1/36
G01V 1/38

(54) **Título:** MÉTODO E APARELHO

(30) **Prioridade Unionista:** 19/12/2006 US 11641416,
12/07/2006 US 60807.184

(73) **Titular(es):** Geco Technology B.v

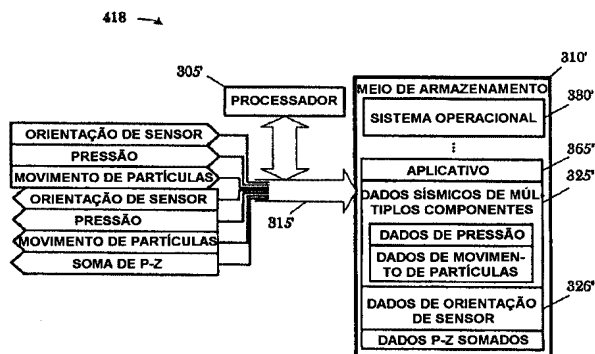
(72) **Inventor(es):** Everhard J. Muzert

(74) **Procurador(es):** Walter de Almeida Martins

(86) **Pedido Internacional:** PCT US2007072545 de
29/06/2007

(87) **Publicação Internacional:** WO 2008/008651 de
17/01/2008

(57) **Resumo:** MÉTODO, E APARELHO Trata-se de um método que inclui o condicionamento de um conjunto de dados sísmicos de múltiplos componentes e dados de orientação de sensor, em que os dados sísmicos de múltiplos componentes incluem dados de pressão e dados de movimento de partículas, adquiridos em um levantamento sísmico marítimo realizado com utilização de um conjunto rebocado; formação de um grupo digital dos dados condicionados de pressão, de um componente vertical dos dados condicionados de movimento de partículas, e dos dados condicionados de orientação de sensor; e soma dos dados de pressão agrupados digitalmente e do componente vertical de movimento de partículas agrupado digitalmente.



MÉTODO, E APARELHO

ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

I. CAMPO DA INVENÇÃO

A presente invenção refere-se a levantamentos
5 sísmicos marítimos realizados com equipamentos rebocados,
de múltiplos componentes, e refere-se mais particularmente
a uma técnica para coleta e processamento de dados
adquiridos em um tal levantamento.

II. DESCRIÇÃO DA TÉCNICA ASSOCIADA

10 A exploração sísmica envolve pesquisa e
levantamento de dados de formações geológicas subterrâneas
relativamente a jazidas de hidrocarbonetos. Um levantamento
envolve tipicamente a instalação de uma fonte ou fontes
acústicas e sensores acústicos em localizações previamente
15 determinadas. As fontes transmitem ondas acústicas para as
formações geológicas. As ondas acústicas são por vezes
também referidas como "ondas de pressão" devido à forma de
sua propagação. As características da formação geológica
refletem as ondas de pressão para os sensores. Os sensores
20 recebem as ondas refletidas, que são detectadas,
condicionadas, e processadas para geração de dados
sísmicos. A análise dos dados sísmicos pode então indicar a
presença ou a ausência de prováveis localizações de jazidas
de hidrocarbonetos.

25 Alguns levantamentos são conhecidos como
levantamentos "marítimos" devido ao fato de serem

realizados em ambientes marítimos. Deverá ser observado que os levantamentos marítimos podem ser realizados não apenas em ambientes de água salgada, mas também em água doce e salobra. Os levantamentos marítimos dividem-se em pelo menos dois tipos. Em um primeiro tipo, um conjunto de tubos finos tensionados para levantamento sismográfico ("streamers") e fontes é rebocado por uma embarcação de pesquisa. Em um segundo tipo, um conjunto de cabos sísmicos, cada um dos mesmos incluindo múltiplos sensores, é depositado sobre o leito do oceano, ou o fundo do mar, e uma fonte é rebocada por uma embarcação de pesquisa.

Historicamente, os levantamentos sísmicos marítimos do tipo de equipamentos rebocados somente empregaram ondas de pressão e os receptores detectavam qualquer frente de onda em passagem. Isto inclui dois tipos de frentes de onda. As primeiras são aquelas que são refletidas no sentido ascendente para os receptores a partir da formação geológica. As segundas são aquelas que são refletidas a partir da superfície da água. As frentes de onda em percurso ascendente contêm informações desejáveis e úteis e as frentes de onda em percurso descendente não contêm tais informações. Isto causa por vezes algumas dificuldades de processamento.

A técnica tem recentemente iniciado uma tendência para adoção de levantamentos de "múltiplos componentes" nos quais, por exemplo, não somente é detectada a passagem de uma frente de onda, mas também é detectada a direção na

qual a mesma se propaga. O conhecimento da direção de percurso permite determinar, por exemplo, quais são as frentes de onda que se deslocam no sentido ascendente e irão proporcionar informações úteis, e quais são aquelas
5 que se deslocam no sentido descendente e irão proporcionar informações indesejáveis se forem confundidas com ondas em percurso ascendente. Os levantamentos com equipamentos rebocados de múltiplos componentes incluem uma pluralidade de receptores que detectam não somente a onda de pressão,
10 mas também a velocidade, ou derivadas temporais (isto é, aceleração) da mesma, da frente de onda em passagem. Estes receptores serão doravante aqui referidos como "sensores de movimento de partículas" devido ao fato de medirem a velocidade ou a aceleração de partículas deslocadas. O
15 sensor de pressão consiste tipicamente em um hidrofone, e os sensores de movimento de partículas consistem tipicamente em geofones ou acelerômetros.

Entretanto, sob muitos aspectos a tecnologia atual é ainda imatura. Os equipamentos e a aquisição de
20 informações têm constituído os principais focos de atenção. Entretanto, pouca atenção tem sido dada ao processamento. Mais particularmente, os dados sísmicos resultantes deste tipo de aquisição são úteis em tipos convencionais de processamento tais como formação de grupos, empilhamento,
25 análises de velocidade, correção de sobretempo ("moveout"), etc., através dos quais as análises são tipicamente realizadas. Não obstante, este tipo de aquisição apresenta

desafios singulares no pré-processamento de dados que não foram abordados na técnica devido ao fato de os desafios não terem sido anteriormente apresentados pelas técnicas de aquisição convencionais.

5 A presente invenção pretende solucionar, ou pelo menos reduzir, um ou todos os problemas mencionados acima.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

A presente invenção inclui, em seus diversos aspectos e configurações, um método para pré-processamento
10 de dados sísmicos. Mais particularmente, o método compreende: condicionamento de um conjunto de dados sísmicos de múltiplos componentes e dados de orientação de sensor, em que os dados sísmicos de múltiplos componentes incluem dados de pressão e dados de movimento de
15 partículas, adquiridos em um levantamento sísmico marítimo do tipo de equipamento rebocado; formação de grupo digital dos dados de pressão condicionados, de um componente vertical de movimento de partículas dos dados de movimento de partículas condicionados, e os dados de orientação de sensor condicionados; e soma dos dados de pressão formados
20 digitalmente em grupo e do componente vertical de movimento de partículas formado digitalmente em grupo. Em outros aspectos, a invenção inclui uma mídia de armazenamento de programa codificada com instruções que quando são
25 executadas por um dispositivo de computação realizam esse método, e um aparelho de computação programado para realizar um tal método.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

A invenção poderá ser entendida mediante referência à descrição que se encontra a seguir considerada em combinação com os desenhos em anexo, nos quais numerais de referência idênticos identificam elementos idênticos, e em que:

A FIG. 1 ilustra uma configuração específica de um método praticado de acordo com a presente invenção;

a FIG. 2 ilustra o condicionamento de dados na configuração da FIG. 1;

a FIG. 3 ilustra partes selecionadas da arquitetura de software e hardware de um aparelho de computação conforme podem ser empregadas em alguns aspectos da presente invenção;

as FIGS. 4A - 4C ilustram sistemas de computação alternativos em que alguns aspectos da presente invenção podem ser praticados em algumas configurações;

a FIG. 5 ilustra uma configuração específica do método ilustrado em primeiro lugar na FIG. 1;

as FIGS. 6A - 6B ilustram um levantamento sísmico marítimo do tipo de equipamento rebocado praticado de acordo com um aspecto da presente invenção;

a FIG. 7 ilustra conceitualmente um arranjo de sensor específico para o levantamento sísmico das FIGS. 6A e 6B;

as FIGS. 8 - 10 ilustram uma primeira técnica de formação de grupo digital conforme pode ser utilizada na

implementação da Figura 5, em que:

a FIG. 8 é um diagrama de blocos geral de um meio de formação de feixe adaptativo conforme pode ser utilizado em formação de grupo digital em uma configuração em particular;

a FIG. 9 ilustra uma região exemplar preservada pelo meio de formação de feixe adaptativo da FIG. 8;

a FIG. 10 ilustra a definição de uma matriz de restrições na formação de grupo digital da configuração ilustrada; e

a FIG. 11 ilustra a utilização do método da FIG. 1 em um contexto mais amplo estendendo-se desde a aquisição de dados até a geração de uma representação da formação subterrânea que constitui o objeto do levantamento.

Muito embora a invenção seja suscetível de diversas modificações e formas alternativas, os desenhos ilustram configurações específicas que são aqui descritas detalhadamente a título de exemplo. Deverá ser entendido, entretanto, que a descrição aqui feita de configurações específicas não tem como objetivo limitar a invenção às formas específicas divulgadas, mas pelo contrário, a invenção consiste em abranger todas as modificações, equivalências, e alternativas situadas no âmbito do espírito e escopo da invenção conforme definido pelas reivindicações que se encontram em anexo.

DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO

São descritas abaixo configurações ilustrativas da

invenção. Para maior clareza, nem todas as características de uma implementação real são descritas no presente relatório descritivo. Deverá obviamente ser apreciado que no desenvolvimento de qualquer uma de tais configurações reais, deverão ser tomadas numerosas decisões específicas de implementação para cumprimento dos objetivos específicos dos desenvolvedores, tais como cumprimento de restrições relativas a sistema e de caráter comercial, que irão variar de uma implementação para outra. Adicionalmente, deverá ser apreciado que um tal esforço de desenvolvimento, apesar de ser complexo e demorado, constitui um empreendimento rotineiro para uma pessoa normalmente versada na técnica que tiver acesso ao benefício proporcionado pela presente divulgação.

Fazendo agora referência aos desenhos, a FIG. 1 ilustra um método 100 praticado de acordo com um aspecto da presente invenção. O método 100 tem início com o condicionamento (em 103) de um conjunto de dados sísmicos de múltiplos componentes e dados de orientação de sensor, em que os dados sísmicos de múltiplos componentes incluem dados de pressão e dados de movimento de partículas, adquiridos em um levantamento sísmico marítimo realizado com equipamentos rebocados. Na configuração ilustrada, o condicionamento (em 103) inclui, conforme se encontra ilustrado na FIG. 2, uma correção (em 203) dos dados sísmicos de múltiplos componentes quanto a resposta de sensor, uma calibração (em 206) dos dados de movimento de

partículas, e uma rotação (em 209) dos dados de movimento de partículas utilizando os dados de orientação de sensor para obtenção de componente vertical de velocidade, respectivamente.

5 Retornando à FIG. 1, o método 100 aplica então (em 106) formação de grupo digital aos dados de pressão condicionados, ao componente vertical dos dados de movimento de partículas condicionados, e aos dados de orientação de sensor condicionados. Os dados formados em

10 grupo digitalmente, dados de pressão ("dados P") e o componente vertical de movimento de partículas ("dados Z") são então somados (em 109). Os dados P-Z somados e o componente vertical de movimento de partículas podem ser então processados adicionalmente mediante utilização de

15 técnicas convencionais, tal como aquela que é divulgada no trabalho de Barr F. J., e Saunders, J. I., "Attenuation of water-column reverberations using pressure and velocity detectors in a water-bottom cable" [*Atenuação de reverberações em coluna de água com utilização de*

20 *detectores de pressão e velocidade em um cabo de fundo marítimo*], 59th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys. 653-656 (1989).

Em outros aspectos, a invenção inclui uma mídia de armazenamento de programa codificada com instruções que,

25 quando executadas por um aparelho de computação, realizam um método tal como o método 100, e um aparelho de computação programado para realizar um tal método. Assim,

em um aspecto, a presente invenção é um método implementado em software. Algumas partes das descrições detalhadas aqui presentes são conseqüentemente apresentadas em termos de um processo implementado em software envolvendo representações

5 simbólicas de operações em bits de dados dentro de uma memória em um sistema de computação ou um dispositivo de computação. Tais descrições e representações constituem os meios utilizados pelas pessoas versadas na técnica para transmitir da forma mais eficaz possível a substância de

10 seu trabalho para outras pessoas versadas na técnica. O processo e operação requerem manipulações físicas de quantidades físicas. Normalmente, porém não necessariamente, tais quantidades assumem a forma de sinais elétricos, magnéticos, ou óticos passíveis de

15 armazenamento, transferência, combinação, comparação, e outras formas de manipulação. Foi constatado ser por vezes conveniente, principalmente por motivos de uso comum, referir estes sinais como bits, valores, elementos, símbolos, caracteres, termos, números, ou designações

20 similares.

Deverá ser considerado, entretanto, que todos estes termos e outros similares devem ser associados com as quantidades físicas adequadas e constituem meros rótulos de conveniência aplicados a tais quantidades. Salvo se

25 especificamente referido ou conforme possa ser aparente de outra forma, de princípio a fim da presente divulgação, estas descrições referem-se à ação e processos de um

dispositivo eletrônico que manipula e transforma dados representados como quantidades físicas (eletrônicas, magnéticas ou óticas) dentro do meio de armazenamento de dados de um determinado dispositivo eletrônico em outros dados similarmente representados na forma de quantidades físicas no meio de armazenamento, ou em dispositivos de transmissão ou exibição. Alguns exemplos dos termos que indicam uma tal descrição são, sem limitações, os termos "processamento", "computação", "cálculo", "determinação", "exibição", e similares.

Deverá ser igualmente observado que os aspectos da invenção implementados em software são tipicamente codificados em algum tipo de mídia de armazenamento de programa ou implementados através de algum tipo de mídia de transmissão. A mídia de armazenamento de programa pode ser de tipo magnético (*por exemplo*, um disquete ou um disco rígido) ou de tipo ótico (*por exemplo*, um disco compacto de memória somente de leitura ou "CD ROM"), e pode ser do tipo somente de leitura ou de acesso aleatório. Similarmente, a mídia de transmissão pode consistir em condutores do tipo de par trançado, cabo coaxial, fibra ótica, ou qualquer outra mídia de transmissão adequada conhecida na técnica. A invenção não é limitada por estes aspectos de qualquer determinada implementação.

A FIG. 3 ilustra partes selecionadas da arquitetura de software e hardware de um aparelho de computação 300 conforme pode ser empregado em alguns aspectos da presente

invenção. O aparelho de computação 300 inclui um processador 305 que comunica com um meio de armazenamento 310 através de um sistema de barramento 315. O meio de armazenamento 310 pode incluir um disco rígido e/ou uma
5 memória de acesso aleatório ("RAM") e/ou um meio de armazenamento removível tal como um disquete magnético 317 e um disco ótico 320.

O meio de armazenamento 310 é codificado com os dados sísmicos de múltiplos componentes 325 e os dados de
10 orientação de sensor 326. Os dados sísmicos 325 de múltiplos componentes podem ter sido previamente adquiridos de qualquer maneira adequada conhecida na técnica. Os dados sísmicos 325 de múltiplos componentes incluem tanto dados 327 de pressão quanto dados 328 de movimento de partículas.
15 Deverá ser observado que os dados sísmicos de múltiplos componentes 325 e os dados de orientação de sensor 326 são digitais no momento em que são armazenados no meio de armazenamento 310. Na configuração específica aqui divulgada, os dados são digitais no ponto de aquisição.
20 Entretanto, o ponto de digitalização pode variar dependendo da implementação. Os dados podem portanto ser digitais na saída dos sensores em que foram adquiridos ou através de conversão após a saída e anteriormente ao armazenamento. Os dados sísmicos de múltiplos componentes 325 e os dados de
25 orientação de sensor 326 podem ser armazenados mediante utilização de qualquer estrutura de dados adequada conhecida na técnica.

O meio de armazenamento 310 é também codificado com um sistema operacional 330, software de interface de usuário 335, e um aplicativo 365. O software 335 de interface de usuário, em combinação com um meio de exibição 5 340, implementa uma interface 345 de usuário. A interface 345 de usuário pode incluir dispositivos periféricos de entrada/saída (I/O) tais como uma placa de teclas ou um teclado 350, um "mouse" 355, ou um "joystick" 360. O processador 305 opera sob controle do sistema operacional 10 330, que pode consistir praticamente em qualquer sistema operacional conhecido na técnica. O aplicativo 365, quando invocado, realiza o método de acordo com a presente invenção, por exemplo, o método 100 da FIG. 1. O usuário pode invocar o aplicativo de forma convencional através da 15 interface 345 de usuário.

Deverá ser observado que não é necessário que os dados sísmicos 325 de múltiplos componentes sejam residentes no mesmo aparelho de computação 300 em que se encontra o aplicativo 365 com o qual são processados. 20 Algumas configurações da presente invenção podem portanto ser implementadas em um aparelho de computação de tipo distribuído. Considere-se por exemplo, o sistema de computação 400 da FIG. 4A, compreendendo mais de um aparelho de computação. Por exemplo, os dados sísmicos 325 25 de múltiplos componentes podem residir em uma estrutura de dados residente em um servidor 403 e o aplicativo 365' mediante o qual os mesmos são processados pode residir em

uma estação de trabalho 406 em que o sistema de computação 400 emprega uma arquitetura de cliente/servidor em rede. Adicionalmente, muito embora os dados sísmicos 325 de múltiplos componentes sejam ilustrados residindo no servidor 403 com os dados 326 de orientação de sensor, não é necessário que os dados residam conjuntamente no mesmo local.

Entretanto, não é necessário que o sistema de computação 400 seja configurado em rede. Configurações alternativas podem empregar, por exemplo, uma arquitetura do tipo "peer-to-peer" ou algum tipo híbrido de arquitetura de cliente/servidor e arquitetura "peer-to-peer". As dimensões e o escopo geográfico do sistema de computação 400 não são importantes para a prática da invenção. As dimensões e escopo podem situar-se em uma faixa qualquer desde apenas algumas máquinas de uma rede de área local ("LAN") localizadas em uma mesma sala até muitas centenas ou milhares de máquinas distribuídas globalmente em um sistema de computação empresarial.

Um tal sistema de computação distribuído pode até mesmo ser implementado no tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") em algumas configurações. Por exemplo, considere-se o tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") 409 na FIG. 4B. O tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") 409 inclui uma pluralidade de sondas instrumentadas 412. Cada sonda instrumentada 412

inclui sensores 415, 416 para aquisição dos dados sísmicos de múltiplos componentes 325 e dos dados de orientação de sensor 326, ambos ilustrados na FIG. 3, respectivamente. Cada sonda instrumentada 412 inclui igualmente um elemento de computação 418, ilustrado mais detalhadamente na FIG. 4C. O aplicativo 365'' é invocado pelo sistema operacional 330' no início da alimentação de energia, em uma operação de "reset", ou ambas. Quando os dados sísmicos de múltiplos componentes 325'' e os dados de orientação de sensor 326'' são adquiridos, o aplicativo 365'' realiza o pré-processamento dos mesmos de acordo com a presente invenção. Desta forma, a computação é distribuída ao longo do tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") ao invés de ser centralizada na FIG. 4A ou é distribuída através de um sistema de computação baseado em terra tal como se encontra ilustrado na FIG. 4B.

Para uma melhor compreensão da presente invenção, será agora discutida uma implementação específica 500, ilustrada na FIG. 5, da configuração divulgada acima. O método 500 tem início sendo adquiridos em primeiro lugar (em 503) os dados sísmicos de múltiplos componentes, incluindo a aquisição de dados 327 de pressão (em 506) de dados de velocidade (em 509) e de dados de orientação de sensor 326 (em 512). As FIGS. 6A e 6B ilustram um sistema 600 de levantamento do tipo de equipamentos rebocados em um levantamento marítimo 601 de equipamentos rebocados, ambos constituindo configurações exemplares de seus respectivos

aspectos da presente invenção, com os quais pode ser realizada uma tal aquisição de dados, conforme será agora discutido.

Como matéria preliminar, deverá ser observado que
5 nesta configuração em particular, os dados 328 de movimento de partículas que são adquiridos consistem em dados de velocidade, ou o deslocamento das partículas da frente de onda em passagem. Porém este é apenas um dos tipos de dados 328 de movimento de partículas adequados para utilização na
10 presente invenção. Configurações alternativas podem, por exemplo, adquirir a aceleração da frente de onda em passagem, isto é, a derivada de tempo do deslocamento das partículas. Outras quantidades podem igualmente ser adequadas para utilização na presente invenção. Deverá ser
15 adicionalmente observado que algumas configurações podem adquirir um tipo dos dados 328 de movimento de partículas e converter os mesmos em processamento para utilização de outro tipo. Assim, algumas configurações podem adquirir os dados de velocidade, processar os mesmos para obtenção da
20 derivada de tempo, e utilizar então os dados de aceleração no resto do método de acordo com a invenção. Alternativamente, alguma configuração poderá adquirir a aceleração, realizar a integração da mesma ao longo do tempo para obtenção da velocidade, e utilizar então os
25 dados de velocidade no resto do método.

Fazendo agora referência às FIGS. 6A e 6B, nesta configuração específica, o sistema de levantamento 600

inclui na generalidade um equipamento 603 rebocado por uma embarcação de pesquisa 606 a bordo da qual se encontra um aparelho de computação 609. O equipamento rebocado 603 compreende oito cabos sísmicos marítimos rebocados, ou 5 tubos finos tensionados para levantamento sismográfico ("streamers") rebocados, 612 (somente um dos mesmos se encontra indicado) que podem, por exemplo, ter comprimentos de 6 km individualmente. Deverá ser observado que o número de tubos finos tensionados para levantamento sismográfico 10 ("streamers") 612 no equipamento rebocado 603 não é importante para a prática da invenção. Desta forma, configurações alternativas podem empregar números diferentes de "streamers" 612. Em algumas configurações, os "streamers" 612 localizados mais externamente no conjunto 15 de equipamento 603 podem encontrar-se, por exemplo, com afastamentos de 700 metros.

É igualmente ilustrada uma fonte sísmica 615 sendo rebocada pela embarcação de pesquisa 606. Deverá ser observado que em configurações alternativas a fonte sísmica 20 615 pode não ser rebocada pela embarcação 606 de pesquisa. Ao invés disso, a fontes sísmica 615 poderá ser rebocada por uma segunda embarcação (não ilustrada), suspensa de uma bóia (também não ilustrada), ou colocada em operação de qualquer outra maneira conhecida na técnica. As fontes 25 sísmicas conhecidas incluem fontes de impulso, tais como explosivos e canhões de ar, e fontes de vibração que emitem ondas com um espectro de frequência e amplitude mais

controlável. A fonte sísmica 615 pode ser implementada mediante utilização de qualquer uma dessas fontes conhecidas na técnica. Na configuração ilustrada, a fonte sísmica 615 compreende um canhão de ar ou um conjunto de
5 canhões de ar.

Na frente de cada tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") 612 encontra-se um defletor 618 (somente um dos mesmos se encontra indicado) e atrás de cada "streamer" 612 encontra-se uma bóia traseira
10 620 (somente uma das mesmas se encontra indicada). O defletor 618, lateralmente ou na direção transversal, posiciona a extremidade dianteira 613 do "streamer" 612 na posição mais próxima da embarcação 606 de pesquisa. A bóia traseira 620 cria um efeito de arrasto na extremidade
15 traseira 614 do "streamer" 612 no ponto mais afastado da embarcação 606 de pesquisa. A tensão criada no "streamer" 612 pelo defletor 618 e pela bóia traseira 620 produz como resultado o formato aproximadamente linear do "streamer" 612 ilustrado na FIG. 6A.

20 Localizados entre o defletor 618 e a bóia traseira 620 encontram-se uma pluralidade de dispositivos de posicionamento de cabo sísmico conhecidos como "pássaros" ("birds") 622. Os pássaros 622 podem ser localizados a intervalos regulares ao longo do cabo sísmico, tal como a
25 cada 200 até 400 metros. Nesta configuração em particular, os pássaros 622 são utilizados para controle da profundidade em que os "streamers" 612 são rebocados,

tipicamente uma profundidade de alguns metros. Em uma configuração em particular, os pássaros dirigíveis 618 são implementados com pássaros dirigíveis Q-fin™ conforme empregados pela empresa Western Geco, cessionária do
5 presente pedido de patente, em seus levantamentos sísmicos.

Os princípios de projeto, operação, e utilização desses pássaros dirigíveis podem ser encontrados no Pedido de Patente Internacional PCT nº WO 00/20895, intitulado "Control System for Positioning of Marine Seismic
10 Streamers" [*Sistema de Controle para Posicionamento de "Streamers" Sísmicos Marítimos*], depositado de acordo com as normas do Tratado sobre Cooperação em Patentes em 28 de setembro de 1999, em nome da empresa Services Petroliers Schlumberger como cessionária dos inventores Øyvind
15 Hillesund e outros. Entretanto, qualquer tipo de dispositivo dirigível poderá ser empregado. Por exemplo, uma segunda configuração é divulgada no Pedido de Patente Internacional PCT nº WO 98/28636, intitulado "Control Devices for Controlling the Position of a Marine Seismic
20 Streamer" [*Dispositivos de Controle para Controle de Posição de um "Streamer" Sísmico Marítimo*], depositado em 19 de dezembro de 1997 em nome da empresa Geco AS como cessionária do inventor Simon Bittleston. Em algumas configurações, os pássaros 618 poderão até mesmo ser
25 omitidos.

Os tubos finos tensionados para levantamento sismográfico ("streamers") 612 incluem igualmente uma

pluralidade de sondas instrumentadas 624 (somente uma das
mesmas se encontra indicada) distribuídas ao longo de sua
extensão. As sondas instrumentadas 624 podem ter qualquer
construção adequada conhecida na técnica e alojam os
5 sensores (discutidos mais plenamente abaixo) utilizados
para aquisição (em 503) dos dados. As sondas 624 são
distribuídas de uma forma que permite que as mesmas
realizem uma amostragem densa na direção em-linha, por
exemplo, com afastamentos de 0,5 m - 10 m. As sondas 624
10 podem ser distribuídas regularmente ou irregularmente. Na
configuração ilustrada, as sondas 624 são distribuídas
regularmente e são afastadas com espaçamentos de 3,125
metros e alguns estudos indicam que separações menores que
0,5 m podem ser adequadas.

15 As sondas instrumentadas 624 alojam, na
configuração ilustrada, um sensor acústico 700, um sensor
de movimento de partículas 703, e um sensor de orientação
705, conforme se encontra ilustrado conceitualmente na FIG.
7. O sensor acústico 700 pode ser implementado com
20 utilização, por exemplo, de um hidrofone conforme é
conhecido na técnica. O sensor acústico 700 adquire os
"dados de pressão" 327 indicando a magnitude a o tempo de
chegada de frentes de onda em passagem de uma forma
convencional bem conhecida na técnica.

25 Os sensores 703 de movimento de partículas medem
não somente a magnitude das frentes de onda em passagem,
mas também sua direção. O sensor 703 de movimento de

partículas pode ser implementado mediante utilização, por exemplo, de pelo menos dois sensores co-localizados em direções diferentes (preferencialmente ortogonais) no plano perpendicular ao eixo geométrico longitudinal do tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") 612. São divulgados sensores de movimento de partículas adequados nos seguintes documentos:

- 10 • Pedido de Patente Norte-Americano de Número de Série US 10/792.511, intitulado "Particle Motion Sensor for Marine Seismic Sensor Streamers" [*Sensor de Movimento de Partículas para "Streamers" de Detecção Sísmica Marítima*], depositado em 3 de março de 2004 em nome dos inventores Stig Rune Lennart Tenngamn e Andre Stenzel (publicado em 8 de setembro de 2005 como Publicação N° 2005/0194201);
- 15 • Pedido de Patente Norte-Americano de Número de Série US 10/233.266, intitulado "Apparatus and Methods for Multicomponent Marine Geophysical Data Gathering" [*Aparelho e Métodos para Aquisição Marítima de Dados Geofísicos de Múltiplos Componentes*], depositado em 30 de agosto de 20 2002 em nome dos inventores Stig Rune Lennart Tenngamn e outros (publicado em 4 de março de 2004 como Publicação N° 25

2004/0042341); e

- Patente Norte-Americana N° US 3.283.293, intitulada "Particle Velocity Detector and Means for Canceling the Effects of Motional Disturbances Applied Thereto" [*Detector de Velocidade de Partículas e Meio de Cancelamento dos Efeitos de Distúrbios de Movimento Aplicados ao Mesmo*], nomeando como inventores G. N. Pavey, Jr. e outros, e emitida em 1 de novembro de 1966.

Qualquer sensor de movimento de partículas adequado conhecido na técnica poderá ser utilizado para implementar o sensor 703 de movimento de partículas. Desta forma, seria possível distinguir dados representando frentes de onda em propagação no sentido ascendente, tais como as reflexões 635, das frentes de onda em propagação no sentido descendente, tal como a reflexão múltipla 650.

Conforme foi assinalado em outro ponto, a velocidade de partículas é apenas uma quantidade de vetor associada à frente de onda em passagem entre as que podem ser utilizadas. Assim, em algumas configurações, ao invés da velocidade de partículas, poderá ser medida a aceleração de partículas mediante utilização de um acelerômetro adequado. Os acelerômetros adequados incluem acelerômetros de geofone ("Geophone Accelerometers" - GAC's), conforme são normalmente conhecidos na técnica para utilização em levantamentos sísmicos terrestres, ou acelerômetros de

sistemas micro-eleto-mecânicos ("Micro Electro-Mechanical Systems" - MEMS). Os acelerômetros MEMS adequados são conhecidos na técnica. Por exemplo, são divulgados acelerômetros MEMS nos seguintes documentos:

- 5 • Patente Norte-Americana N° US 5.723.790, intitulada "Monocrystalline Accelerometer and Angular Rate Sensor and Methods for Making and Using Same" [*Acelerômetro Monocristalino e Sensor de Taxa Angular e Métodos para Fabricação e Utilização dos Mesmos*], emitida em 3 de março de 1998 e nomeando como inventor Gert Andersson ("a patente '790")
- 10 • Pedido de Patente Norte-Americano de Número de Série US 11/042.721, intitulado "System and Method for a Three-Axis MEMS Accelerometer" [*Sistema e Método para um Acelerômetro MEMS de Três Eixos*], depositado em 24 de junho de 2005, publicado em 28 de julho de 2005, como Publicação N° 2005/0160814 A1, e nomeando como inventores Vladimir Vaganov e Nikolai Belov;
- 15 • Pedido de Patente Norte-Americano de Número de Série US 11/000.652, intitulado "Micro-Machined Electromechanical System (MEMS) Accelerometer Device Having Arcuately
- 20
- 25

- Shaped Flexures" [Dispositivo de Acelerômetro de Sistema Eletromecânico Micro-Usinado (MEMS) Possuindo Deflexões de Formato Curvo], depositado em 30 de novembro de 2004, publicado em 15 de setembro de 2005 como Publicação N° 2005/0202585 A1, e nomeando como inventor Mark H. Eskridge; e
- Pedido de Patente Internacional de Número de Série PCT/GB2004/001036, intitulado "MEMS Accelerometers" [Acelerômetros MEMS], depositado em 11 de março de 2004, publicado em 25 de setembro de 2004 como Publicação N° WO 2004/081583, e nomeando como inventores Diana Hodgins e Joseph Mark Hatt.

Entretanto, poderá ser utilizado qualquer acelerômetro adequado conhecido na técnica.

O tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") 612 também proporciona uma forma de medição ou detecção da orientação dos sensores 703 de movimento de partículas relativamente à superfície do mar ou campo de gravidade. O sensor 703 de movimento de partículas é idealmente orientado para medição na direção vertical "verdadeira". Entretanto, não é isto que ocorre freqüentemente, já que os "streamers" 612 podem ser rodados e torcidos durante o levantamento sísmico 600. É portanto

desejável conhecer a orientação verdadeira do sensor 703 de movimento de partículas relativamente à vertical para que uma correção possa ser efetuada durante o processamento. Isto pode ser realizado com utilização de inclinômetros, por exemplo. O inclinômetro pode consistir em um acelerômetro de eixo único e/ou de dois eixos formado em um "chip" de circuitos integrados, tal como o acelerômetro ADXL 103/203 de eixo simples/duplo produzido pela empresa Analog Devices ou aquele que é divulgado no Pedido de Patente Norte-Americano de Número de Série 10/623.904 intitulado "Cable Motion Detection" [*Detecção de Movimento de Cabo*], depositado em 21 de julho de 2003, em nome de Kenneth E. Welker e Nicolas Goujon, e sob cessão ao mesmo cessionário do presente pedido de patente.

Alternativamente, o componente de corrente contínua de sensores MEMS em configurações em que são utilizados sensores MEMS. Deverá ser observado que isto significa, em configurações que utilizam sensores MEMS, que pode não existir um sensor de orientação 705 separado.

Algumas configurações podem empregar sensores adicionais além daqueles ilustrados. Algumas configurações podem empregar um terceiro sensor para medir a velocidade de partículas em-linha. Caso se encontre presente um terceiro sensor de movimento de partículas medindo a velocidade de partículas em-linha, será incluído um inclinômetro adicional medindo o ângulo em-linha do sensor relativamente à superfície do mar.

Em geral, é desejável que as medições dos sensores 703 de movimento de partículas sejam tomadas tão próximo do ponto de aquisição dos dados sísmicos pelo sensores acústicos 700 quanto for razoavelmente possível de forma a 5 reduzir o pré-processamento. Entretanto, não é necessário que o sensor 703 de movimento de partículas seja posicionado juntamente com o sensor acústico 700 dentro da sonda de detecção 624 conforme é o caso na configuração ilustrada. Configurações alternativas podem posicionar os 10 sensores 703 de movimento de partículas no tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") 612 relativamente às posições dos sensores acústicos 700, mesmo até o ponto em que os dois grupos de sensores podem empregar diferentes espaçamentos em-linha ao longo do 15 "streamer" 612. Nestas circunstâncias, os dados de movimento vertical podem ser interpolados em-linha durante o processamento com utilização de técnicas conhecidas.

Os sensores das sondas instrumentadas 624 transmitem então dados representativos da quantidade 20 detectada através dos condutores elétricos do "streamer" 612. Os dados dos sensores acústicos 700, dos sensores de movimento de partículas 703, e dos sensores de orientação de sensor 705 podem ser transmitidos através de linhas separadas. Entretanto, isto não é necessário para a prática 25 da invenção. Restrições de tamanho, peso e potência tornarão tipicamente desejáveis linhas separadas. Os dados gerados terão portanto que ser intercalados com os dados

sísmicos. As técnicas para intercalação de informações são conhecidas. Por exemplo, os dois tipos de dados podem ser multiplexados. Poderá ser empregada qualquer técnica adequada conhecida para intercalação de dados.

5 Fazendo agora referência às FIGS. 6A-6B e FIG. 7, os dados gerados pelos sensores das sondas instrumentadas 624 são transmitidos através do cabo sísmico para o aparelho de computação 609. Conforme poderá ser apreciado por aqueles que são versados na técnica, uma variedade de
10 sinais é transmitida em ambos os sentidos no "streamer" 612 durante o levantamento sísmico. Por exemplo, é transmitida energia para os componentes eletrônicos (por exemplo, o sensor acústico 700 e o sensor de movimento de partículas 703), são enviados sinais de controle para posicionamento
15 de elementos (por exemplo, os defletores 618, os pássaros 622), e são transmitidos dados de volta para a embarcação de pesquisa 610. Para esta finalidade, o "streamer" 612 proporciona várias linhas (isto é, um condutor de energia 706, uma linha de comando de controle 709, e uma linha de
20 dados 712) através das quais é possível transmitir estes sinais. Aqueles que são versados na técnica poderão apreciar adicionalmente que existem várias técnicas passíveis de emprego que podem variar o número de linhas utilizadas para este propósito. Adicionalmente, o tubo fino
25 tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") 612 incluirá também tipicamente outras estruturas, tais como elementos de reforço (não exibidos), que são aqui omitidas

para maior clareza.

O sistema de levantamento 600 emprega aquilo que é conhecido na técnica como "registro de recepção pontual" ("point receiver recording") ou "aquisição de sensor único" ("single sensor acquisition"). No registro de recepção pontual, os sensores não são fisicamente conectados em grupos conforme tem sido feito historicamente. Ao invés disso, eles são conectados individualmente de tal forma que os registros de dados individuais registrados por cada receptor sejam registrados e fiquem disponíveis para processamento. Conforme poderá ser apreciado por aqueles que são versados na técnica e têm acesso ao benefício proporcionado pela presente divulgação, isto terá influência na implementação do "streamer" 612. O registro de recepção pontual também permite a utilização de formação de grupo digital para melhor atenuação de ruído e preservação de sinal, conforme é adicionalmente discutido mais abaixo. É também possível variar o tamanho e a composição dos grupos formados no processo de formação de grupo digital.

A embarcação de pesquisa 606 reboca o conjunto de equipamentos 603 através da área de levantamento em um padrão previamente determinado. O padrão previamente determinado é basicamente compreendido por uma pluralidade de "linhas de navegação" ao longo das quais a embarcação de pesquisa 606 irá rebocar o conjunto de equipamentos 603. Desta forma em qualquer determinado momento durante o

levantamento, a embarcação de pesquisa 606 estará rebocando o conjunto de equipamento 603 ao longo de uma linha de navegação 653 previamente determinada. A fonte sísmica 615 gera uma pluralidade de sinais 625 de levantamento sísmico de acordo com a prática convencional quando a embarcação de pesquisa 606 reboca o conjunto de equipamentos 603. Os sinais 625 de levantamento sísmico propagam-se e são refletidos pela formação geológica subterrânea 630. A formação geológica 630 apresenta um refletor sísmico 645.

Conforme poderá ser apreciado por aqueles que são versados na técnica e têm acesso ao benefício proporcionado pela presente divulgação, as formações geológicas submetidas a levantamento podem ser muito mais complexas. Por exemplo, podem encontrar-se presentes múltiplos refletores apresentando múltiplos eventos de mergulho ("dipping"). As FIGS. 6A-6B omitem estas camadas adicionais de complexidade para maior clareza de forma a não obscurecer a presente invenção. Os sensores 700, 703 detectam os sinais 635 refletidos da formação geológica 630 enquanto o sensor 705 detecta a orientação do sensor relativamente ao campo gravitacional ou à superfície da água.

Os sensores 700, 703 (ilustrados na FIG. 7) nas sondas instrumentadas 624 geram então dados representativos das reflexões 635, e os dados sísmicos são embutidos em sinais eletromagnéticos. O sensor 705 gera dados representativos de orientação. Os sinais gerados pelos sensores 700, 703, e 705 são comunicados para o aparelho de

computação 609. O aparelho de computação 609 reúne os dados para processamento. O aparelho de computação 609 é localizado em uma posição central na embarcação de pesquisa 610. Entretanto, conforme poderá ser apreciado por aqueles
5 que são versados na técnica, diversas partes do aparelho de computação 609 podem ser distribuídas totalmente ou parcialmente, por exemplo, através do conjunto 605 de registro sísmico, em configurações alternativas.

O aparelho de computação 609 pode processar os
10 dados sísmicos propriamente ditos, pode armazenar os dados sísmicos para processamento em um momento posterior, pode transmitir os dados sísmicos para processamento em uma localização remota, ou pode realizar alguma combinação destas ações. Tipicamente, o processamento ocorre a bordo
15 da embarcação de pesquisa 606 ou em um momento posterior ao invés de ocorrer durante o levantamento sísmico 600 devido a um desejo de manutenção de produção. Os dados podem portanto ser armazenados em uma mídia de armazenamento portátil de tipo magnético (não ilustrada) ou podem ser
20 transmitidos em uma transmissão sem fios da embarcação de pesquisa 606 para um centro de processamento 640 para serem processados de acordo com a presente invenção. Tipicamente, em um levantamento marítimo, isto será realizado através de interligações 642 de satélite, e de um satélite 643. Deverá
25 ser observado que algumas configurações alternativas podem empregar múltiplos sistemas 620 de coleta de dados.

Retornando à FIG. 5, a implementação 500 condiciona

então (em 103') os dados sísmicos 325 de múltiplos componentes adquiridos e os dados 326 de orientação de sensor. Na configuração ilustrada, o condicionamento (em 103) inclui correção (em 203', 203'') dos dados sísmicos 325 de múltiplos componentes quanto a resposta de sensor, 5 calibração (em 206', 206'') dos dados 328 de movimento de partículas e dos dados de sensor de pressão, e rotação (em 209', 209'') dos dados 328 de movimento de partículas utilizando os dados 326 de orientação de sensor para 10 obtenção dos componentes de velocidade verticais e transversais, respectivamente. Esta implementação específica também inclui uma remoção de ruído opcional (em 515, 518) dos dados 328 de movimento de partículas e dos dados 326 de orientação de sensor, respectivamente. Cada um 15 destes atos será agora discutido conforme realizado na implementação 500.

Uma correção é aplicada (em 203', 203'') aos dados de pressão 327 e aos dados de movimento de partículas 328 relativamente à resposta de instrumento dos sensores 703 de 20 movimento de partículas e dos sensores de pressão 700. Uma tal correção pode ser realizada através de desconvolução. Alternativamente, a resposta de sensor de velocidade pode ser removida e a resposta de sensor de pressão pode ser aplicada. Essas técnicas de calibração de resposta de 25 instrumento são conhecidas na técnica no contexto de levantamentos em leito marinho com utilização de cabos de fundo de oceano ("Ocean Bottom Cables" - OBC's). Considere-

se, por exemplo as técnicas divulgadas no trabalho de Dellinger, Joe, e outros "Horizontal Vector Infidelity Correction by General Linear Transform" [*Correção de Infidelidade de Vetor Horizontal Mediante Transformação Linear Geral*], SEG Technical Program Expanded Abstracts 5 páginas 865-868 (2001); Bagaini, C., e Muyzert, E., "Calibration of Cross-Line Components for 4C Seabed Acquisitions," [*Calibração de Componentes Transversais para Aquisições de Leito Marinho 4C*], 52 Geophysical Prospecting 10 1-9 (2004). Essas técnicas de calibração podem ser aplicadas aos dados 327 de pressão e aos dados 328 de movimento de partículas com pouca ou nenhuma adaptação e irão situar-se adequadamente no contexto do conhecimento normal das pessoas versadas na técnica.

15 Para minimização da influência das diferenças de resposta entre os diferentes sensores e o ruído atrás do sinal, os dados adquiridos de velocidade de partículas e de sensor de pressão são calibrados (em 206', 206'') utilizando calibrações dependentes de sensor. Esta 20 calibração aborda incertezas de fabricação relativas aos sensores, e esta abordagem calibra os dados resultantes em processamento ao invés de calibrar os sensores propriamente ditos. A calibração é realizada anteriormente a qualquer operação que envolva combinação de dados de diferentes 25 sensores, tal como rotação (em 209', 209''), combinação-PZ (em 109''), ou DGF em 524).

Os dois ou três sensores de movimento de partículas

co-localizados devem ser calibrados relativamente uns aos outros, ao hidrofone vizinho e a outros sensores presentes no "streamer". Os filtros de calibração adequados podem ser escalares ou dependentes de frequência e podem ser derivados de muitas formas diferentes, podendo ser baseados em medições derivadas durante a fabricação ou durante o levantamento, incluindo:

- 10 • utilização de filtros previamente determinados armazenados em memórias somente de leitura de tipo programável e apagável ("Erasable, Programmable, Read-Only Memories" - EPROM's) no sistema de registro;
- 15 • utilização de filtros derivados de verificações no sistema tais como análises de respostas de etapas dos sensores no "streamer";
- 20 • utilização de métodos baseados em equações de ondas tais como aqueles delineados no Pedido de Patente Norte-Americano de Número de Série 10/501.271, intitulado "PZ Calibration Using Critically Refracted Waves" [*Calibração PZ Utilizando Ondas Refratadas Criticamente*], depositado em 9
25 de janeiro de 2002, em nome dos inventores D. J. Van. Manen e A. H. Stroemmen-Melboe (Pasta de Procurador N° 14.0202) no

trabalho de Muijs, R., e outros, "Data-Driven Adaptive Decomposition of Multicomponent Seabed Recordings," [Decomposição Adaptativa Operada por Dados de Registros de Múltiplos Componentes do Leito Marinho] 73rd Annual Society of Exploration Geophysicists ("SEG") Meeting (Dallas 2003); Robertsson, J. O. A., e Kragh, E., "Rough Sea Deghosting Using A Single Streamer And A Pressure Gradient Approximation" ["Deghosting" em Mar Agitado Utilizando um Único "Streamer" e uma Aproximação de Gradiente de Pressão], Geophysics, 67, 2005-2011 (2002) ou no Pedido de Patente Internacional N° WO 2004/029662 A1, intitulado "Calibration of Multi-Component Recordings in the Common Shot Domain," [Calibração de Registros de Múltiplos Componentes no Domínio de Disparo Comum], depositado em 24 de setembro de 2003, de acordo com o Tratado de Cooperação em Patentes em nome dos inventores, J. O. A. Robertsson, e outros, no trabalho de Stroemmen-Melboe, A. H., J. O. A. Robertsson, e D. J. Van Manen, "PZ Calibration Using Critically Refracted Waves," [Calibração PZ Utilizando Ondas

- Refratadas Criticamente], 72nd Annual Society of Exploration Geophysicists (SEG) Meeting, Salt Lake City (2002); e no trabalho de Schalkwijk, K., 2001, "Decomposition Of Multicomponent Ocean-Bottom Data Into P- And S-Waves" [Decomposição de Dados de Múltiplos Componentes do Fundo do Oceano em Ondas P e S]: tese de doutorado, Universidade de Delft, Holanda; e
- utilização de técnicas de "cross-ghosting" tais como aquelas propostas por Ball, V. L. e Corrigan, D., "Dual Sensor Summation of Noisy Ocean-Bottom Data," [Soma de Sensor Dual de Dados de Fundo de Oceano com Ruído], 66th Ann.Intl. Mtg.: SEG, 28-31 (2002).

Outras abordagens e filtros poderão tornar-se aparentes para aqueles que são versados na técnica e têm acesso ao benefício proporcionado pela presente divulgação, podendo ser empregados em diversas configurações alternativas.

A configuração ilustrada realiza uma remoção de ruído opcional (em 515, 518) nos dados 328 de movimento de partículas e nos dados 326 de orientação de sensor anteriormente à rotação (em 209', 209''). Poderá ser desejável atenuar ruído nos dados de velocidade de partículas e dados de pressão 327 anteriormente à rotação.

O ruído pode ser causado por ondulação do mar, ruído de "swell", vibrações do "streamer". Estes tipos de ruídos são bem conhecidos na técnica, como são conhecidas várias técnicas de filtragem passíveis de aplicação. Possíveis
5 filtros incluem filtros de passagem de banda, de mergulho ("dip"), ou FK conforme são bem conhecidos, bem como filtros adaptativos tal como aquele descrito abaixo do processo de formação de grupo digital (em 106').

Em seguida, a implementação 500 realiza a rotação
10 (em 209', 209'') dos dados 328 de movimento de partículas e dos dados 326 de orientação de sensor para obtenção dos componentes de velocidade vertical e transversal, respectivamente. Um único valor para o ângulo de rotação do "streamer" poderá ser obtido para cada traço variando com
15 disparo e sensor. Alternativamente, poderá ser obtido um ângulo de rotação com variação no tempo e o traço é submetido a rotação com ângulos de rotação dependentes de tempo. Poderá ser desejável filtrar os dados de orientação para remoção de dados fora de padrão ou inconsistentes
20 ("outliers") que não estão de acordo com o conceito de formato e movimento do "streamer". Utilizando os dados de orientação, os dados do sensor de velocidade de partículas são submetidos a rotação no plano perpendicular ao eixo geométrico do "streamer" sendo assim obtido o componente
25 vertical do campo de velocidade. O componente transversal do campo de velocidade é igualmente derivado em 209'' nesta ocasião nesta configuração específica. (Deverá ser

observado que nem todas as configurações derivarão necessariamente do componente transversal.) As técnicas de rotação adequadas são bem conhecidas na técnica no contexto de levantamentos de leito marinho com utilização de OBC's e
 5 podem ser aplicadas neste contexto com pouca ou nenhuma adaptação. Essa aplicação estará bem dentro do âmbito de conhecimento de uma pessoa normalmente versada na técnica.

Variações de sensibilidade de sensor para sensor poderão causar erros nos dados submetidos a rotação. A
 10 operação de rotação é descrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned} y_i'(t) &= -A_i \cos \varphi_i y_i(t) + B_i \sin \varphi_i z_i(t) \\ z_i'(t) &= -A_i \sin \varphi_i y_i(t) + B_i \cos \varphi_i z_i(t) \end{aligned} \quad (1)$$

em que A_i é um escalar representando a variação de sensibilidade do i^o componente y de sensor de velocidade / aceleração sensor anteriormente à rotação ao passo que B_i é um escalar representando a variação de sensibilidade do i^o
 15 componente z de sensor de velocidade / aceleração anteriormente à rotação. Um ângulo de rotação φ_i é derivado, por exemplo, de dados de inclinômetro na mesma estação receptora.

Um método para resolver os coeficientes de
 20 calibração A_i e B_i será agora descrito. Em primeiro lugar, seleciona-se dos dados a primeira interrupção, reflexão do fundo do mar, primeira chegada antecipada, ou outra janela com um sinal claro, a posição do canhão de ar com relação ao "streamer" não é importante para o método. Os dados
 25 selecionados são submetidos a rotação com $A_i=1$ e $B_i=1$. Em

seguida são aplicados desvios temporais às formas de ondas submetidas a rotação de tal forma que as formas de ondas submetidas a rotação de diferentes estações se alinhem e é calculada a média ou valor ponderado dos traços submetidos a rotação $\bar{y}'_i$ e $\bar{z}'_i$. Este traço ponderado pode ser calculado sobre todos os traços disponíveis, ou um sub-grupo na vizinhança da i^{ta} estação receptora, por exemplo, sete traços incluindo os 3 traços antes e após a i^a estação receptora. Poderá ser igualmente benéfico aplicar uma correção de amplitude a cada forma de onda individual anteriormente ao cálculo do traço ponderado como forma de compensar a diferença de distância de propagação.

Em seguida resolvemos o sistema de equações para A_i e B_i utilizando os traços médios submetidos a rotação que foram derivados $\bar{y}'_i$ e $\bar{z}'_i$.

$$\begin{aligned}\bar{y}'_i(t) &= -A_i \cos \varphi_i y_i(t) + B_i \sin \varphi_i z_i(t) \\ \bar{z}'_i(t) &= -A_i \sin \varphi_i y_i(t) + B_i \cos \varphi_i z_i(t)\end{aligned}\tag{2}$$

Este conjunto de equações pode ser resolvido para uma amostra de tempo, por exemplo, na amplitude de pico, ou para várias amostras de tempo da janela de tempo selecionada. O conjunto de equações pode ser resolvido para cada i^a estação separadamente ou para várias estações simultaneamente. Encontram-se disponíveis diversas formas para resolver este sistema linear de equações, por exemplo através do método dos mínimos quadrados, ver por exemplo o *Numerical Recipes, the Art of Scientific Computing*

[Receitas Numéricas, a Arte de Computação Científica],
Press, Flannery, Teulkolsky, Vetterling, Cambridge
University Press, 1986.

Podem ser obtidos valores de sensibilidade mais
5 precisos através de uma segunda iteração. Um novo traço
ponderado é calculado utilizando os anteriormente derivados
 A_i e B_i que são agora tipicamente diferentes de uma unidade
e a Eq. (2) é novamente resolvida. Este processo pode ser
adicionalmente repetido se assim for desejado.

10 Para resolver A_i e B_i são necessários pelo menos
dois grupos independentes de medições. Isto pode ser
realizado mediante utilização de amostras de tempo
diferentes. Um método alternativo para obtenção de um outro
grupo de medições independentes consiste em realizar uma
15 rotação do "streamer" através de ajuste dos pássaros e
defletor e registrar um outro disparo. Isto produz como
resultado um segundo grupo de medições e correspondentes
equações que podem ser utilizadas para resolver os
coeficientes de calibração:

$$\bar{y}_i'(t) = -A_i \cos \varphi_i y_i(t) + B_i \sin \varphi_i z_i(t) \quad (3)$$

$$\bar{z}_i'(t) = -A_i \sin \varphi_i y_i(t) + B_i \cos \varphi_i z_i(t)$$

$$\bar{y}_{i2}'(t) = -A_i \cos \varphi_{i2} y_{i2}(t) + B_i \sin \varphi_{i2} z_{i2}(t)$$

$$\bar{z}_{i2}'(t) = -A_i \sin \varphi_{i2} y_{i2}(t) + B_i \cos \varphi_{i2} z_{i2}(t)$$

20 Será agora descrita uma abordagem alternativa para
resolver os coeficientes de calibração. Para esta abordagem
o eixo geométrico do "streamer" é posicionado em-linha com
a localização de uma fonte de canhão de ar porém não
necessariamente à mesma profundidade. Isto pode ser obtido

posicionando-se lateralmente o "streamer" com utilização de defletores e pássaros. a onda direta de possivelmente a reflexão do leito marinho e outras chegadas antecipadas de um tal disparo de canhão de ar registrado pela i^a estação receptora não deverão apresentar energia na direção transversal à linha de receptor - disparo. Isto é após a rotação para a onda direta $y'_i(t) = 0$. Isto produz como resultado:

$$-A_i \cos \varphi_i y_i(t) + B_i \sin \varphi_i z_i(t) = 0 \quad (4)$$

Para solucionar A_i e B_i são necessários pelo menos dois grupos independentes de medições. Isto pode ser obtido mediante utilização de amostras de tempos diferentes. Para duas amostras de tempo seria resolvido:

$$-A_i \cos \varphi_i y_i(t) + B_i \sin \varphi_i z_i(t) = 0 \quad (5)$$

$$-A_i \cos \varphi_i y_i(t + dt) + B_i \sin \varphi_i z_i(t + dt) = 0$$

Sendo necessário, será possível fazer rodar o "streamer" em torno de seu eixo geométrico sendo obtido um grupo adicional de medições conforme foi anteriormente descrito.

Os coeficientes de calibração derivados podem ser agora armazenados e aplicados ao longo de todo o levantamento.

Retornando à FIG. 5, a implementação 500 aplica então (em 106') um processo de formação de grupo digital ("Digital Group Forming" - DGF) aos dados 327 condicionados de pressão (em 524), ao componente de velocidade vertical dos dados 328 condicionados de movimento de partículas (em 525), e ao componente de velocidade transversal (em 526).

Para obtenção de aperfeiçoamentos de razão de sinal-para-ruído, os sistemas de aquisição convencionais baseiam-se na soma das respostas de um grande número de detectores individuais antes de realizarem digitalização e registro. A
5 resposta desses conjuntos é raramente otimizada através de uma área de levantamento, ou de um objetivo para outro. a atenuação de ruído é comprometida e são atenuadas frequências de sinal elevadas. O resultado pode consistir em características estruturais mascaradas e imagens de
10 resolução deficiente. O princípio de sensor único que foi brevemente mencionado acima permite que os dados de detectores individuais sejam digitalizados e registrados separadamente. O registro de sensor único supera muitas das limitações da soma analógica em conjuntos de aquisição
15 convencionais. Por exemplo, em longos desvios, os conjuntos de hidrofones tradicionais podem atuar como um filtro espacial e atenuar sinais em chegada ao longo de vias de percurso de raio não verticais.

Isto permite projetar de forma otimizada filtros de
20 atenuação de ruído para cada conjunto de dados, e permite aplicar os mesmos anteriormente à formação de grupo, isto é, DGF. Devido à amostragem espacial de alta densidade, baixa frequência, modos de ruído de baixa velocidade (por exemplo, ruído de "streamer") podem ser atenuados sem
25 efeitos de "aliasing", e sem necessidade de aplicação de filtros de corte baixo. Adicionalmente, a aplicação de estática intra-conjunto permite a formação de grupo dos

detectores individuais simultaneamente preservando frequências muito mais elevadas que aquelas permitidas pelos sistemas convencionais. O processo de DGF aperfeiçoa a razão de sinal-para-ruído e amplia o espectro de dados sísmicos registrados. A atenuação de ruído alvo em um fluxo de trabalho de DGF pode portanto remover com mais eficácia efeitos ambientais tais como o ruído de "swell" marítimo.

Em geral, a formação de grupo digital consiste na aplicação de um filtro que permite um controle muito melhor de proteção do sinal e zonas de rejeição de ruído no domínio espectral. O filtro pode alternativamente ser determinístico ou adaptativo. Os filtros adaptativos adequados são divulgados na Patente Norte-Americana N° US 6.446.008, intitulada "Adaptive Seismic Noise and Interference Attenuation Method" [*Método Adaptativo de Atenuação de Interferência e Ruído Sísmico*], emitida em 3 de setembro de 2002, em nome da empresa Schlumberger Technology Corporation como cessionária do inventor Ali Ozbek ("a patente '008") e no Pedido de Patente Internacional PCT/GB97/00055, intitulado "Noise Filtering Method for Seismic Data" [*Método de Filtração de Ruído para Dados Sísmicos*], depositado em 8 de janeiro de 1997, em nome do inventor Ali Ozbek. Entretanto, qualquer método adequado conhecido na técnica poderá ser utilizado para definir o filtro.

As estruturas de dados naturais da entrada de dados para o processo de formação de grupo são famílias de fontes

comuns ("common source gathers") individuais. Uma família de fontes comuns é, conforme o nome sugere, o conjunto de todos os registros de receptores pontuais adquiridos após a atuação de uma fonte sísmica individual. As famílias de fontes comuns são bem conhecidas na técnica. No processo de formação de grupo digital, um filtro de formação de grupo digital é submetido a convolução com os traços de dados de receptores pontuais, e a saída consiste em um conjunto de traços formados em grupo digital. Normalmente, o número de traços de saída será bem menor que o número de traços de receptor pontual originais.

O processo de DGF é aplicado (em 106') aos dados 327 de pressão (em 524) e aos componentes vertical e transversal dos dados de velocidade de partículas (em 525, 526), para remoção de ruído não-sísmico. Tipicamente, são alimentados como entrada vários traços (por exemplo, 7 traços vizinhos) e é produzido como saída um único traço filtrado. Alternativamente, um filtro (por exemplo, um filtro fk) é aplicado a todos os dados 327 de pressão do tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") removendo o ruído de "swell". Uma técnica de DGF em particular é divulgada mais plenamente abaixo.

É divulgada e reivindicada na patente '008, citada mais plenamente acima, uma técnica de DGF. Este documento é aqui incorporado a título de referência para todos os propósitos como se aqui se encontrasse explicitamente citado na íntegra. O filtro é projetado para ser adaptativo

nas partes de espaço f-k que são ocupadas por componentes de ruído, não tendo efeito em áreas nas quais o sinal se encontra presente. Variações das características de fase e amplitude de detectores individuais são corrigidas
5 anteriormente à formação de grupo digital. Para um melhor entendimento da presente invenção, são citadas imediatamente abaixo passagens desta patente.

Em geral, a técnica consiste em um método relacionado com filtragem de ruído coerente e interferência
10 de dados sísmicos através de filtragem de formação de feixe adaptativa com restrições ("constrained adaptative beamforming"). A técnica usa uma metodologia de projeto de restrição que permite a imposição de uma resposta quiescente pré-projetada arbitrária ao filtro formador de
15 feixe. O método também assegura que a resposta do filtro de formação de feixe em regiões selecionadas do espaço de frequência e número de onda seja controlada por esta resposta quiescente, desta forma assegurando a preservação do sinal e robustez contra perturbações. Uma regularização
20 embutida contribui para um grau adicional de robustez. Os sinais sísmicos com conteúdo espectral arbitrário no domínio de frequência e número de onda são preservados, enquanto o ruído coerente e interferência temporalmente e espacialmente não estacionários são filtrados
25 adaptativamente.

Mais especificamente, estes filtros com técnica DGF recebem sinais utilizando um filtro pelo menos parcialmente

adaptativo de tal forma que os sinais com características de propagação diversas das características de propagação determinadas são atenuados. O filtro define pelo menos dois conjuntos independentes de condições, ou restrições. Um primeiro conjunto de restrições define uma resposta desejada, ou quiescente. Um segundo conjunto de restrições define as características de propagação de sinais que deverão ser objeto de preservação. O filtro também adapta coeficientes de filtragem da matéria filtrada aos conjuntos independentes de restrições para minimização, ou otimização, da saída do filtro para sinais com características de propagação diversas das características de propagação determinadas.

Será vantajoso definir para o processo de otimização dos coeficientes ou pesos de filtragem uma parte dependente de sinal (matriz de correlação) e uma parte independente de sinal. A parte independente de sinal compreende normalmente as restrições e é aqui freqüentemente referida como uma matriz de restrição. Dentro da matriz de restrição pode ser definido um sub-espaço pela resposta quiescente desejada e pode ser definido um segundo sub-espaço pelas regiões do sinal protegido. Tornando-se estes dois sub-espaços ortogonais, podem ser encontrados pesos de filtragem que impõem simultaneamente ambas as restrições à resposta de filtragem.

Na medida em que a matriz de restrição reduz

efetivamente o grau de liberdade do filtro disponível para o processo de adaptação, este aspecto da técnica pode ser descrito como uma divisão do número total de graus de liberdade em uma primeira parte disponível para o processo
5 de adaptação e uma segunda parte que é utilizada para definir as restrições. Os graus de liberdade atribuídos às restrições são divididos entre as restrições que definem a resposta desejada e um segundo conjunto que define o conteúdo espectral espacial e/ou temporal e as
10 características de propagação dos sinais que deverão ser objeto de preservação.

Conforme foi assinalado acima, a amostragem de dados ao longo do tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") 612, de acordo com a ilustração
15 da FIG. 6A, pode ser regular ou irregular em diversas configurações alternativas. Entretanto, o projeto de filtros multi-dimensionais utilizados para formação de grupo digital assume tipicamente uma amostragem regular dos dados sísmicos. "Amostragem regular" neste contexto
20 significa, por exemplo, amostragem espacial de dados sísmicos em localizações organizadas em uma grade retangular ou uma grade hexagonal, muito embora possam ser igualmente utilizados outros tipos de padrão de grade regular. A amostragem ao longo do eixo temporal é
25 igualmente assumida como sendo regular.

Por vezes, em um levantamento sísmico real, o campo de onda sísmico é freqüentemente submetido a amostragem em

localizações que são espacialmente irregulares e não se situam sobre uma grade regular. Isto pode ser causado por fatores ambientais, tais como vento, correntes, e marés, fazendo os sensores encontrarem-se em posições diversas
5 daquelas desejadas no momento da aquisição. Isto pode resultar igualmente de uma construção ou montagem irregular do conjunto de equipamentos rebocados. Os dados sísmicos encontram-se portanto disponíveis para pontos que se encontram distribuídos irregularmente.

10 O fato de os pontos de dados não se encontrarem regularmente distribuídos é normalmente ignorado nas fases de projeto e aplicação de filtros multi-dimensionais para formação de grupo. Entretanto, o espaçamento irregular pode ter por vezes efeitos adversos. Por exemplo, a resposta
15 real do filtro DGF pode por vezes ser diferente da resposta teórica do filtro. A zona de passagem de sinal do filtro no domínio espectral pode ser distorcida, de tal forma que a zona de passagem poderá ser menor que aquela projetada, o ganho poderá tornar-se significativamente diferente da
20 unidade, e a fase poderá tornar-se significativamente diferente de zero. Os lobos laterais do filtro (isto é, o ganho na zona de rejeição) podem ser significativamente aumentados. Isto pode causar distorção do sinal sísmico e fuga de ruído.

25 Conseqüentemente, algumas configurações poderão selecionar a aplicação da técnica de DGF tal como divulgada na Patente Norte-Americana N° US 6.651.007, intitulada

"Adaptive Seismic Noise and Interference Attenuation Method" [*Método Adaptativo de Atenuação de Interferência e Ruído Sísmico*], emitida em 18 de novembro de 2003, em nome da empresa Schlumberger Technology Corporation como

5 cessionária do inventor Ali Ozbek e na Patente Norte-Americana N° US 6.446.008, intitulada "Adaptive Seismic Noise and Interference Attenuation Method" [*Método Adaptativo de Atenuação de Interferência e Ruído Sísmico*], emitida em 3 de setembro de 2002, em nome da empresa

10 Schlumberger Technology Corporation como cessionária do inventor Ali Ozbek. Estas patentes são aqui incorporadas a título de referência para todos os propósitos como se aqui fossem integralmente reproduzidas. Para um melhor entendimento da presente invenção, são aqui reproduzidas

15 passagens da patente '007.

Fazendo agora referência à FIG. 8, encontra-se ilustrado na mesma um diagrama de blocos geral de um filtro adaptativo de formação de feixe conforme pode ser utilizado em formação de grupo digital em uma configuração

20 particular. É suposta a presença de K sensores localizados em r_k com $k=1, \dots, K$. Cada sensor k registra um sinal $g_k(n)$ com $n=1, \dots, N$, em que n indexa amostras de tempo distintas. O intervalo de amostragem é Δt . Os sinais $g_k(n)$ são orientados em feixe ("beamsteered") utilizando retardos

25 τ_k para uma "direção de sinal" geral. Esta é a direção geral da qual é previsto que os sinais sísmicos chegarão. Os canais orientados em feixe $x_k(n)$ são processados por

filtros adaptativos de múltiplos canais locais para produção do sinal de saída:

$$y(n) = \sum_{i=1}^M \sum_{k=1}^K \sum_{v=-L_1}^{L_2} h_i(n) w_{ikv} x_k(n-v) \quad (6)$$

em que:

5 $w_{ikv}(t) \equiv$ são os coeficientes ajustáveis dos filtros adaptativos,

$h_i(n) \equiv$ são as janelas aplicadas ao lado de saída,

$M \equiv$ é o número de filtros adaptativos de múltiplos canais locais (ou o número de janelas de saída), e

10 $L = L_1 + L_2 + 1 \equiv$ é o número de coeficientes por canal.

Aqui e mais abaixo, um traço sob uma letra indica um vetor (letra minúscula) ou uma matriz (letra maiúscula).

A Eq. (6) pode ser re-escrita como uma soma
15 (formada em janela) sobre um produto escalar com utilização de um vetor de entrada "tap-input" $x(n)$ no tempo t definido como:

$$x(n) \equiv [x_1(n+L_1), \dots, x_1(n-L_2), x_2(n+L_1), \dots, x_2(n-L_2), x_K(n+L_1), \dots, x_K(n-L_2)]^T \quad (7)$$

e um vetor de ponderação "tap-weight" w_i definido como

$$w_i \equiv [w_{i1(-L_1)}, \dots, w_{i1L_2}, w_{i2(-L_1)}, \dots, w_{i2L_2}, w_{iK(-L_1)}, \dots, w_{iKL_2}]^T \quad (8)$$

Utilizando-se a Eq. (7) e a Eq. (8), a Eq. (6)
20 torna-se

(9)

$$y(n) = \sum_{i=1}^M h_i(n) \underline{w}_i^T \underline{x}_k(n) = \sum_{i=1}^M h_i(n) \underline{x}^T(n) \underline{w}_i.$$

A Eq. (6) e a Eq. (9) descrevem como determinar o filtro de formação de feixe ou saída de banco de filtros após terem sido especificados os M vetores de ponderação "tap-weight" $\underline{w}_i$. Estes vetores são computados como a
5 solução de um problema de otimização descrito abaixo.

O problema de otimização é definido como

$$\min_{\underline{w}_1, \dots, \underline{w}_M} J = \min_{\underline{w}_1, \dots, \underline{w}_M} \left\{ J_1 + \frac{\delta^2}{KL} J_2 \right\} \quad (10)$$

sujeito a restrições

$$C^T \underline{w}_i = f \quad (11)$$

em que $i=1, 2, \dots, M$ e

$$J_1 = \sum_{n=1}^N y^2(n) \quad (12)$$

$$J_2 = \sum_{i=1}^M \|\underline{w}_i\|^2 \sum_{n=1}^N h_i(n) \|\underline{x}(n)\|^2, \quad (13)$$

KL é o número total de coeficientes de filtragem, e
10 $\|\cdot\|$ indica a norma L_2 . Esta funcional de custo é uma combinação linear da potência de saída do filtro de formação de feixe (o primeiro termo na Eq. (10)), e do assim designado "ganho de ruído branco" do filtro de formação de feixe ponderado pela potência de entrada (o
15 segundo termo na Eq. (10)). O peso relativo dos dois termos

é ajustado pelo termo δ^2 . A inclusão do "ganho de ruído branco" do filtro de formação de feixe na funcional de custo destina-se a aumentar a robustez do filtro de formação de feixe na presença de incertezas de modelagem de
 5 sinal (por vezes designadas como perturbações) e correlação numérica entre o sinal e o ruído.

A Eq. (11) descreve Q restrições lineares na solução para o problema de otimização. Neste caso, a matriz C de $KL \times Q$ é a matriz de restrição, e o vetor- Q f é o vetor
 10 de resposta. O projeto real das restrições lineares é discutido abaixo.

Uma possível solução da otimização depende da imposição das seguintes duas restrições às funções de janela $h_i(n)$:

$$\sum_{i=1}^M h_i(n) = 1 \quad (14)$$

15 para $n = 1, 2, \dots, N$, e

$$h_i(n)h_j(n)=0 \quad (15)$$

para $j <> i-1, i, i+1$. A primeira restrição assegura que o banco de filtros seja equivalente ao caso de filtro único se todos os filtros locais (w_i) forem idênticos. A segunda restrição assegura que as janelas tenham suporte compacto.

20 O problema de otimização pode ser em grande medida desacoplado mediante utilização da segunda condição (Eq. (15)), e da aproximação

$$\sum_n \sum_i \sum_{j=i-1, i+1} h_i(n) h_j(n) \mathbf{w}_i^T \mathbf{x}(n) \mathbf{x}^T(n) \mathbf{w}_j \approx \sum_n \sum_i \sum_{j=i-1, i+1} h_i(n) h_j(n) \mathbf{w}_i^T \mathbf{x}(n) \mathbf{x}^T(n) \mathbf{w}_i. \quad (16)$$

A aproximação da Eq. (16) requer que filtros vizinhos produzam resultados similares quando aplicados aos mesmos dados de entrada em regiões do tempo em que ocorre sobreposição de janelas adjacentes, ao invés de requerer
5 que os filtros vizinhos sejam similares em uma base de ponto-por-ponto. Assim, a aproximação é similar ao requisito de que as integrais de duas funções sejam próximas, e não as funções propriamente ditas.

Com esta aproximação, o primeiro termo da funcional
10 de custo, J_1 , torna-se

$$J_1 = \sum_{i=1}^M \mathbf{w}_i^T \Phi_i \mathbf{w}_i \quad (17)$$

com

$$\Phi_i = \sum_n h_i(n) \mathbf{x}(n) \mathbf{x}^T(n). \quad (18)$$

O segundo termo na funcional de custo pode ser reescrito como:

$$J_2 = \sum_{i=1}^M \|\mathbf{w}_i\|^2 \text{tr} \left\{ \sum_{n=1}^N h_i(n) \mathbf{x}(n) \mathbf{x}^T(n) \right\}. \quad (19)$$

com "tr" indicando o traço de uma matriz.

15 Combinando-se as Equações (10), (17), (19), e reorganizando-se os termos, a funcional de custo total pode ser escrita como:

(20)

$$J = \sum_{i=1}^M \mathbf{w}_i^T \left\{ \Phi_i + \frac{\delta^2}{KL} \mathbf{I}(\Phi_i) \mathbf{I} \right\} \mathbf{w}_i,$$

em que $\mathbf{I}$ indica a matriz de identidade $KL \times KL$. O problema de otimização desacoplado pode ser resolvido para cada uma das M janelas de tempo sujeito às restrições da Eq. (11). Utilizando-se o método de multiplicadores Lagrange, o peso

5 "tap-weight" ideal em cada janela é dado por

$$\mathbf{w}_i^* = \Phi_i^{-1} \mathbf{C} (\mathbf{C}^T \Phi_i^{-1} \mathbf{C})^{-1} \mathbf{f}, \quad (21)$$

com

$$\Phi_i = \Phi_i + \frac{\delta^2}{KL} \mathbf{I}(\Phi_i) \mathbf{I}, \quad (22)$$

O segundo termo da matriz de correlação local modificada Φ_i^{-1} pode ser considerado como um termo de regularização tendo δ^2 como o parâmetro de regularização.

10 Na literatura de processamento de arranjos de sinais, a regularização de matrizes de correlação com a adição de uma matriz de identidade escalada foi sugerida para aumento da robustez em presença de perturbações, no contexto de filtragem de formação de feixe de banda estreita. Neste

15 caso, a funcional de custo na Eq. (10) inclui o termo de regularização desde o início levando a uma generalização para filtragem de formação de feixe adaptativa de banda larga. Desta forma, a resposta de filtragem muda em função da frequência do sinal.

20 Quando os dados de entrada para o filtro de

formação de feixe são caracterizados por ruído espacialmente e temporalmente não correlacionado (ou ruído branco), tanto a matriz de correlação Φ_i quanto a matriz de correlação modificada Φ_i^- tornam-se proporcionais à matriz de identidade. Neste caso, o vetor de ponderação ideal

5 torna-se

$$w_i^* = w_q = C(C^T C)^{-1} f. \quad (23)$$

O vetor de ponderação w_q é designado como a solução quiescente para o problema de filtro de formação de feixe ideal, e a resposta correspondente é conhecida como a

10 resposta quiescente. Deverá ser observado que a solução quiescente depende inteiramente da matriz de restrição C e do vetor de resposta f .

O vetor de ponderação ideal w_i aproxima-se do vetor de ponderação quiescente w_q mesmo para campos de ruído

15 geral quando o parâmetro de regularização δ^2 é aumentado. Neste caso, a matriz de correlação modificada Φ_i^- aproxima-se da matriz de identidade (vide (22)). O parâmetro de regularização δ^2 pondera portanto a solução ideal entre uma solução inteiramente dependente dos dados recebidos, e uma

20 solução independente dos dados. Para $\delta^2 = 1$, ambas as soluções são igualmente ponderadas no sentido de que suas correspondentes matrizes de correlação possuem valores de traço idênticos. Em situações em que as perturbações são mais elevadas, isto é, as suposições sobre a geometria de

25 aquisição sísmica não são exatamente consistentes, a busca

de uma resposta de filtragem de formação de feixe com um nível mais elevado de regularização poderá proporcionar resultados mais robustos.

Um tipo de restrições lineares que podem ser impostas ao filtro de formação de feixe consiste nas restrições projetadas para preservarem sinais sísmicos incidentes de uma direção alvo, simultaneamente realizando supressão de interferências incidentes de outras direções. Os retardos de orientação τ_k como aqueles ilustrados na FIG. 8 definem uma única "direção de observação". Os sinais incidentes nesta direção encontram-se em fase, e para estes sinais o sistema pode ser considerado como um filtro de resposta a impulso finita ("Finite Impulse Response" - FIR). Os valores dos coeficientes para este processador equivalente são iguais às somas dos coeficientes correspondentes no processador adaptativo. Cada filtro formador de feixe local w_i consiste nos filtros adaptativos w_{i1} , w_{i2} , w_{ik} processando dados de cada canal, e uma unidade de soma. A soma dos filtros individuais w_{i1} , w_{i2} , . . . , w_{ik} é submetida a restrição para obtenção de w_{eq} , que é a resposta desejada para sinais incidentes na direção de observação, por exemplo, impulso unitário na direção de observação. A resposta quiescente torna-se então a resposta de um filtro de formação de feixe de peso fixo com pesos únicos iguais para todos os elementos. No domínio de frequência e número de onda, isto corresponde a uma função de sincronização que é constante na direção f . Portanto,

para valores crescentes do parâmetro de regularização δ^2 , o filtro de formação de feixe preserva sinais incidentes não apenas da direção de observação, mas também de direções vizinhas.

5 Conforme foi discutido na última seção, mediante utilização de restrições de direções de observação únicas de regularização, é possível preservar sinais incidentes de direções próximas da direção de observação. Muito embora esta abordagem seja útil e suficiente para muitas
10 aplicações, é desejável derivar restrições lineares mais gerais que possam atender de forma mais direta os requisitos de qualquer situação de aquisição de dados sísmicos.

 Em filtragem de formação de feixe de banda estreita
15 são conhecidas diversas abordagens de projeto de restrições generalizadas. As restrições derivadas são utilizadas para influenciar resposta através de uma região do espaço de resposta forçando para zero as derivadas da resposta do filtro de formação de feixe em certos pontos do espaço de
20 resposta. As restrições de autovetor ("eigenvector") são baseadas em uma aproximação de mínimos quadrados da resposta desejada, e são normalmente utilizadas para controle da resposta do filtro de formação de feixe através de regiões do espaço de resposta. A generalização destes
25 métodos para problemas de filtragem de formação de feixe de banda larga demonstrou que muito embora seja possível a provisão de uma boa resposta em regiões selecionadas do

espaço de resposta, estes métodos podem gerar lobos laterais inaceitavelmente elevados em outras regiões.

Para esta técnica em particular, os requisitos do projeto de restrição generalizada consiste na imposição de
 5 uma resposta quiescente arbitrária ao filtro de formação de feixe e assegurar que determinadas áreas no domínio de frequência e número de onda sejam inteiramente controladas pela resposta quiescente. Estes requisitos foram estabelecidos com os seguintes objetivos funcionais em
 10 mente:

- acomodação de uma gama arbitrária de velocidades de sinais aparentes;
- maior robustez quanto a perturbações;
- capacidade para utilização de conjuntos maiores;
- 15 capacidade para execução do filtro de formação de feixe adaptativo com um nível de regularização mais baixo (δ^2), sendo dessa forma obtida mais atenuação de ruído; e
- obtenção de maior atenuação de ruído para um
- 20 determinado nível de regularização mediante projeto apropriado da resposta quiescente.

Para imposição de uma resposta quiescente arbitrária ao filtro de formação de feixe, pode ser utilizado o fato de as restrições lineares da Eq. (11)
 25 definirem um hiper-plano Q -dimensional em um espaço KL -dimensional. A Eq. (23) demonstra que o vetor de ponderação quiescente w_q é a solução de norma mínima para a Eq. (11),

isto é, é o vetor mais curto entre a origem e o hiperplano.

A Eq. (23) mostra igualmente que w_q é um membro do sub-espaço abrangido pelas colunas da matriz de restrição C . As colunas de C são em geral independentes (de outra forma algumas restrições seriam redundantes), e portanto podem ser selecionadas como ortogonais sem perda de generalidade. Após a definição de um vetor de ponderação quiescente w_{qd} desejado, isto sugere as seguintes formas para a matriz de restrição C e o vetor de resposta f :

$$C = [\alpha w_{qd}, D] \quad (24)$$

e

$$f = [\alpha \beta], \quad (25)$$

com a condição

$$\beta = \alpha \|w_{qd}\|^2 \quad (26)$$

em que D é uma matriz $KL \times (Q-1)$ cujas colunas são ortogonais relativamente a w_{qd} . A forma exata da matriz D encontra-se descrita abaixo. Com C e f selecionados de acordo com a Eq. (24) e a Eq. (25), respectivamente, pode ser demonstrado que o vetor de ponderação desejado é igual ao vetor de resposta quiescente w_q (Eq. (23)).

Após a definição da primeira coluna da matriz de restrição C e do vetor de resposta f para imposição do vetor de ponderação quiescente, a definição da matriz D que faz parte de C é derivada nas seções a seguir.

Em uma aquisição sísmica, os sinais de reflexão que devem ser preservados podem ser considerados como uma combinação linear de ondas de plano com valores de frequência e número de onda associados de uma região conhecida do espaço de frequência e número de onda. Esta região, que é assinalada como A na FIG. 9, depende da geometria de aquisição específica, mas constitui normalmente um cone em torno do eixo geométrico de frequência. Um possível exemplo de uma região preservada no domínio de frequência e número de onda encontra-se ilustrado na FIG. 9, em que a região A é selecionada para incluir todos os sinais com velocidade aparente de ± 1500 m/s ou mais. No presente exemplo, a resposta de filtro de formação de feixe na região A deverá ser controlada inteiramente por uma resposta quiescente que preserve o sinal.

O conjunto S_A de sinais sísmicos a serem preservados pelo processo de filtragem é definido por

$$S_A = \{s(t, r): s(t, r) = \iint_A df dk S(f, k) e^{j2\pi(f t - k \cdot r)}\} \quad (27)$$

como compósitos de ondas de plano com valores de frequências e número de onda associados de uma região A, em que $S(f, k)$ é a amplitude Fourier complexa correspondente ao componente de onda de plano de um sinal com frequência f e número de onda k .

Utilizando-se a Eq. (27), o vetor de entrada "tap-input" da Eq. (7) pode ser re-escrito como

$$s(n) = \iint_{(f,k \in A)} df dk S(f, k) e^{j2\pi f n \Delta t} \underline{d}(f, k), \quad (28)$$

com $\underline{d}(f, k)$ sendo definido como o vetor de orientação de conjunto correspondente ao componente de onda de plano especificado pela frequência f e número de onda k específicos. Deverá ser observado que em contraste com o exemplo descrito acima não foram introduzidos quaisquer retardos de tempo τ no percurso do sinal para orientação da resposta de filtragem. O vetor de orientação de conjunto pode ser escrito como um produto de Kronecker:

$$\underline{d}(f, k) = \begin{bmatrix} e^{-j2\pi k \cdot r_1} \\ e^{-j2\pi k \cdot r_2} \\ \vdots \\ e^{-j2\pi k \cdot r_k} \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} e^{j2\pi f L_1 \Delta t} \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ e^{-j2\pi f L_2 \Delta t} \end{bmatrix}. \quad (29)$$

Utilizando-se a Eq. (9), a resposta do filtro de formação de feixe ao vetor $s(n)$ de entrada "tap-input" do sinal é

$$y(n) = \sum_{i=1}^M h_i(n) \iint_A df dk S(f, k)^T e^{j2\pi f n \Delta t} \underline{d}^T(f, k) \underline{w}_i. \quad (30)$$

Para que a resposta do filtro de formação de feixe seja idêntica tanto para o vetor de ponderação ideal $\underline{w}_i$ quanto para o vetor de ponderação quiescente $\underline{w}_q$, e sendo adicionalmente requerido que esta igualdade seja consistente para todos os sinais $s(t; r)$ da região preservada, isto é, sinais com coeficientes Fourier associados arbitrariamente $S(f, k)$ de tal forma que (f, k)

fique situado na região A. Isto requer que

$$d^T(f, k)w_i^* = d^T(f, k)w_q, \forall (f, k) \in A. \quad (31)$$

Decompondo-se o vetor de ponderação ideal em uma parte de peso fixo igual ao vetor de ponderação quiescente e uma parte de peso adaptativo de acordo com uma solução conhecida como "cancelamento de lobo lateral generalizado" ("Generalized Sidelobe Canceller" - GSC), pode ser demonstrado que a última equação é equivalente a requerer que $d(f, k)$ fique situado no espaço de coluna da matriz de restrição C.

É portanto desejável encontrar uma base eficiente, isto é, preferencialmente de valor baixo, para o espaço dos vetores de orientação $d(f, k)$. Entretanto, já foi instalado um múltiplo escalar de w_{qd} como a primeira coluna de C, e é na realidade necessário encontrar uma base de valor baixo para a parte deste espaço que fica situada no sub-espaço complementar ortogonal de w_{qd} . A projeção de $d(f, k)$ sobre o complemento ortogonal de w_{qd} é o vetor de orientação projetado:

$$\tilde{d}(f, k) = (I - P_{w_{qd}})d(f, k), \quad (32)$$

em que a expressão entre parênteses é o projetor de complemento ortogonal com relação a w_{qd} com

$$P_{w_{qd}} = w_{qd}(w_{qd}^T w_{qd})^{-1}w_{qd}^T \quad (33)$$

Utilizando-se o fato de que qualquer KL -dimensional $\tilde{d}(f, k)$ pode ser escrita como uma combinação linear de

vetores ortogonais $\{v_1, \dots, v_{KL}\}$,

$$\tilde{d}(f, k) = \sum_{p=1}^{KL} \sigma_p(f, k) v_p \equiv V \sigma(f, k), \quad (34)$$

uma aproximação de classe de valor P ($P < KL$) dos vetores de orientação projetados é obtida por

$$\tilde{d}_p(f, k) = \sum_{p=1}^P \hat{\sigma}_p(f, k) v_p \equiv V \hat{\sigma}(f, k), \quad (35)$$

em que

$$\hat{\sigma}(f, k) = [\sigma_1(f, k), \dots, \sigma_P(f, k), 0, \dots, 0]^T. \quad (36)$$

5 Para derivação de uma representação eficiente de classe P de $\tilde{d}(f, k)$ para qualquer (f, k) na região A , um erro funcional relativamente à norma L_2 é definido como

$$\mu_P \equiv \int \int_A df dk \|\tilde{d}(f, k) - \tilde{d}_P(f, k)\|^2. \quad (37)$$

Utilizando-se a correlação de todos os vetores de orientação projetados na região A do espaço de frequência e
10 número de onda obtida por

$$\tilde{R}_A \equiv \int \int_A df dk \tilde{d}(f, k) \tilde{d}^H(f, k) \quad (38)$$

a funcional de erro pode ser expressada como

$$\mu_P = \sum_{p=P+1}^{KL} v_p^H \tilde{R}_A v_p. \quad (39)$$

A indicação sobrescrita " H " indica a transposição conjugada de um vetor ou matriz.

O conjunto ideal de vetores de base ordenados v
15 pode ser determinado mediante minimização da funcional de

custo μ_p sujeito à restrição $v_p^H v_p = 1$, com $1 \leq p \leq KL$. Utilizando-se multiplicadores de Lagrange, a tarefa consiste em minimizar

$$\sum_{p=P+1}^{KL} [\nu_p^H \tilde{R}_A \nu_p - \lambda_p (\nu_p^H \nu_p - 1)]. \quad (40)$$

Tomando-se o gradiente com relação a ν_p e ajustando-se o mesmo para zero, os vetores de base ideal $v_1, \dots, v_{KL}$ são determinados como os autovetores ("eigenvectors") de R_A^- (com relação aos autovalores ("eigenvalues") λ_p). A parte faltante D da matriz de restrições C (vide a Eq. (24)) pode ser agora definida como os autovetores principais de R_A^- :

$$D = [\nu_1, \dots, \nu_P]. \quad (41)$$

Deverá ser observado que os vetores de orientação $d(f; k)$ possuem geralmente valores complexos. Desta forma, sua matriz de correlação R_A^- através de uma região geral A no espaço de frequência e número de onda tem um valor complexo, fazendo com que os autovetores de R_A^- e portanto as colunas de C tenham igualmente valores complexos. Entretanto, em sismica os sinais são sinais com valores reais que possuem coeficientes Fourier conjugados complexos. Portanto os tipos de regiões A que constituem tipos de interesse são sempre simétricos no espaço de frequência e número de onda relativamente à origem. Todas as matrizes resultantes (R_A^- , C) têm portanto valores reais.

A expansão descrita acima dos vetores de orientação projetados $\vec{d}(f;k)$ é análoga à expansão de Karhunen-Loeve. Muito embora a expansão original de Karhunen-Loeve seja para um vetor aleatório, a expansão aqui apresentada
 5 destina-se a um conjunto determinístico de vetores. Isto reflete-se na forma como a funcional de erro μ_p é definida, vide a Eq. (37).

A matriz de co-variância de vetor de orientação, similarmente às matrizes de correlação definidas na Eq.
 10 (38) foi pela primeira vez introduzida por K. M. Buckley, IEEE Trans. Acoust. Speech Signal Processing, Vol ASSP-35, 249-266, Março de 1987, mas foi então definida heurísticamente dentro de uma estrutura estocástica, assumindo sinais de média zero e utilizando uma
 15 representação de banda estreita de sinais de banda larga. Na descrição desta técnica, a matriz de correlação foi derivada de primeiros princípios dentro de uma estrutura determinística.

As principais etapas do método 1000 de projeto de
 20 restrição generalizada são ilustradas no diagrama de fluxo da FIG. 10, e incluem:

- especificação (em 1003) do vetor de ponderação quiescente desejado, w_{qd} , que define a primeira coluna da matriz de restrição;
- 25 · especificação (em 1006) da região A de proteção de sinal no espaço de frequência e número de onda;

computação (em 1009) de R_A^- , a matriz de correlação de todos os vetores de orientação projetados na região A; e

determinação (em 1012) dos principais autovetores $\{v_1, \dots, v_k\}$ de R_A^- como as
5 colunas remanescentes da matriz de restrição.

Após a computação destes elementos, a matriz de restrição é especificada (em 1015) como

$$C = [w_{qd}/\|w_{qd}\|^2, v_1, \dots, v_p] \quad (42)$$

e o vetor de resposta é especificado (em 1015) como

$$\underline{f} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (43)$$

10 utilizando-se uma escolha adequada para α e β na Eq. (26).

A especificação do vetor de ponderação quiescente desejado para formação de uma resposta quiescente desejada é essencialmente um problema de projeto de filtro multi-dimensional não adaptativo, para o qual existem muitas
15 técnicas. Pode ser feita referência, por exemplo, a manuais tais como os de W. Chen (ed.), "The Circuits and Filters Handbook" [*Manual de Circuitos e Filtros*], IEEE e CRC Press, 2732-2761 (1995), D. E. Dudgeon e R. M. Martinez, "Multidimensional Digital Signal Processing" [*Processamento*
20 *de Sinal Digital Multi-Dimensional*], Prentice Hall (1984), ou J. S. Lim, Two-Dimensional Signal and Image Processing [*Processamento de Imagem e Sinal Bi-Dimensional*], Prentice Hall (1990).

Deverá ser observado que podem ser empregadas outras técnicas para definição da região A, tais como aquelas divulgadas na patente '008 e que não são aqui reproduzidas.

5 Para algumas aplicações, poderá ser útil reduzir os graus de liberdade utilizados pelo filtro de formação de feixe adaptativo. No assim designado filtro de formação de feixe adaptativo, somente uma parte dos graus de liberdade disponíveis é utilizada de forma adaptativa. As principais
10 vantagens da redução dos graus de liberdade adaptativa consistem na redução de custos de computação e aperfeiçoamento de taxa de convergência adaptativa. A principal desvantagem da filtragem de formação de feixe adaptativa consiste na degradação da capacidade de
15 cancelamento de interferências de estado estável do filtro de formação de feixe. Portanto, o objetivo da construção do filtro de formação de feixe parcialmente adaptativo consiste na redução do número de pesos adaptativos sem degradação significativa do desempenho do conjunto
20 adaptativo.

Os métodos parcialmente adaptativos anteriores incluíam técnicas numéricas para minimização aproximada da potência de saída média do dispositivo cancelador de lobo lateral generalizado ("Generalized Sidelobe Canceller" -
25 GSC) para um número desejado de pesos adaptativos, em que a média ocorre em uma faixa de parâmetros de interferência ("jammer parameters"). A presente técnica utiliza um método

que é baseado em um método de construção descrito por H. Yang e M. A. Ingram, IEEE Trans. On Antennas and Propagation [*Sobre Antenas e Propagação*], Vol. 45, 843-850, Maio de 1997. A técnica também tenta minimizar a média de
 5 potência de saída GSC, porém de acordo com uma restrição de que as soluções de dimensões reduzidas para todos os testes de cenários fiquem dispostas no mesmo sub-espço. Esta restrição torna possível utilizar uma decomposição de valor singular para obter a transformação de redução de classe,
 10 simplificando dessa forma o problema de otimização.

A solução de meio de cancelamento de lobo lateral generalizado pode ser escrita como (vide a Eq. (23)):

$$w_i^* = w_q - B w_{ai}, \quad (44)$$

em que B é uma matriz de classe plena $KL \times (KL - Q)$ cujas colunas abrangem o sub-espço ortogonal da matriz de
 15 restrição C e é conhecida como a matriz de bloqueio. O vetor w_{ai} é a parte adaptativa $KL \times Q$ dimensional do vetor de ponderação ideal e é dado por

$$w_{ai} = (B^T \Phi_i B)^{-1} B^T \Phi_i w_q. \quad (45)$$

O cancelador GSC parcialmente adaptativo obtém um número menor W de pesos adaptativos, mediante utilização de
 20 uma transformação $(KL - Q) \times W$ linear T após B antes da ponderação adaptativa. O vetor de ponderação ideal parcialmente adaptativo pode ser expressado como

$$w_i^* = w_q - B T w_{pi}, \quad (46)$$

em que a parte adaptativa W -dimensional do peso ideal é

$$w_{pi} = (T^T B^T \Phi_i B T)^{-1} T^T B^T \Phi_i w_q. \quad (47)$$

É agora pretendido selecionar T que possa minimizar a potência de saída de ruído e interferência através de um conjunto de cenários prováveis de interferência. Estes
 5 cenários podem ser caracterizados por diferentes parâmetros tal como o número de elementos interferentes, direções de interferência, densidades espectrais de interferência, níveis de ruído branco, etc. O método aplicado pode ser sumariado da seguinte forma:

10 para cada resultado aleatório θ_j de uma distribuição de parâmetros de cenários, é computado o vetor de ponderação adaptativo ideal de classe plena w_{ai} da Eq. (45) e o vetor de ponderação transformado α dado por

$$\alpha(\theta_j) = U \Sigma U^T w_{ai}(\theta_j), \quad (48)$$

15 em que

$$B^T \Phi_i(\theta_j) B = U \Sigma^2 U^T \quad (49)$$

é a auto-decomposição de $\Phi_i^{-1}(\theta_j)$;

são armazenados os vetores $w_{ai}(\theta_j)$ e $\alpha(\theta_j)$ nas matrizes W e A , respectivamente;

é computada a decomposição de valor singular de A

20 para obtenção de U_A de

$$A = U_A \Sigma_A V_A^H; \quad (50)$$

e

é derivado T como as primeiras W colunas de $WA^\#U_A$, em que a anotação sobrescrita " $\#$ " indica o pseudo-inverso.

5 Na maioria dos levantamentos sísmicos, o ruído tal como de rolagem de terreno ou ruído de "swell" ocupa somente uma fração da largura de banda temporal disponível. Por exemplo, em um levantamento sísmico em terra firme, a frequência de Nyquist é 250 Hz, enquanto que a maioria da
10 energia de rolagem de terreno é menor que 30 Hz. A concentração de esforços de filtragem na banda de frequência em que o ruído reside é desejável para reduzir o custo de computação.

Uma forma de alcançar este objetivo envolve a
15 adição de bancos de filtros de reconstrução perfeita QMF (quadrature mirror filter) (filtro de espelho de quadratura), descritos por exemplo por P. P. Vaidyanathan, no trabalho "Multirate Systems and Filter Banks" [*Bancos de Filtros e Sistemas de Múltiplas Taxas*], Prentice Hall, 1993
20 ou por M. J. T. Smith e T. P. Barnwell III, em: IEEE Trans. Acoust. Speech Signal Processing, Vol. ASSP-34, 434-441 (1986) para o sistema de supressão de interferência e ruído sísmico utilizando bancos de filtros de múltiplos canais adaptativos, conforme foi descrito acima. São utilizados
25 neste sistema dois bancos de filtros. O banco de filtros

QMF é utilizado para decompor os traços em bandas de frequência e realizar decimação anteriormente à filtragem adaptativa a ser aplicada, e é subseqüentemente utilizado para re-sintetizar o sinal original. O banco de filtros adaptativos de múltiplos canais é o coração do sistema que realiza a filtragem de fato para supressão de ruído. A utilização dos bancos de filtros de reconstrução perfeita para decimação reduz o número de pontos a serem processados e também permite reduzir o número de coeficientes nos filtros adaptativos, proporcionando economias significativas em tempo de utilização de CPU e requisitos de memória.

A técnica foi descrita acima com referência a dados que foram regularmente submetidos a amostragem no tempo. A técnica não está limitada a este propósito, entretanto, e pode ser aplicada a dados com amostragem irregular no tempo bem como dados com amostragem irregular no espaço.

Fazendo agora novamente referência à FIG. 5, após ter sido realizada DGF (em 106'), os dados de componente vertical e de pressão são somados (em 109). Essas somas são normalmente realizadas na técnica, e esta soma pode ser realizada mediante utilização de qualquer técnica adequada conhecida. Entretanto, conforme foi anteriormente observado, a implementação 500 submete (em 527) o componente de velocidade vertical a uma ponderação dependente de frequência opcional anteriormente à soma P-Z (em 109"). Os dados 327 de pressão registrados, ou " D_H ", no

tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") 612 de detecção de vetor, ilustrado na FIG. 6A, em uma localização de sensor x_r consistem no sinal S_H e no ruído N_H :

$$D_H(\omega, x_r) = S_H(\omega, x_r) + N_H(\omega, x_r) \quad (51)$$

5 Similarmente os dados 328 de movimento de partículas registrados, ou " D_{PM} " consistirão igualmente em sinal e ruído de tal forma que

$$D_{PM}(\omega, x_r) = S_{PM}(\omega, x_r) + N_{PM}(\omega, x_r) \quad (52)$$

Em geral, a medição de movimento de partículas será uma medição de vetor em três dimensões de tal forma que
10 D_{PM} , S_{PM} , e N_{PM} serão três quantidades componentes de vetor. Entretanto, é igualmente possível pensar em configurações em que somente um ou dois dos componentes de movimento de partículas são registrados, por exemplo no plano vertical, para permitir "deghosting". Desta forma, sem perda
15 adicional de generalidade, a Eq. (52) será tratada como uma equação escalar.

Deverá ser observado que tanto N_{PM} quanto N_H são funções de frequência e podem ter características bastante diferentes em bandas de frequência diferentes. A presente
20 invenção aborda a questão de os níveis de ruído dos registros N_{PM} de movimento de partículas poderem ser tão elevados em uma determinada parte da banda de frequência (ou através de toda a banda de frequência) que possam vir a degradar os dados 327 de pressão tornando dessa forma o

resultado final ainda pior que um processamento apenas dos dados 327 de pressão.

Dependendo da quantidade de ruído presente nos dados 328 de movimento de partículas, é necessário ponderar sua importância anteriormente à combinação com os dados 327 de pressão. Por exemplo, considere-se um caso em que os dados 328 de movimento de partículas são extremamente ruidosos abaixo de uma os dados 327 de pressão abaixo desta "frequência de corte", ao passo que acima desta frequência os dados de pressão e os dados 328 de movimento de partículas são normalmente combinados. Esta configuração pode ser utilizada para realizar a ponderação dos dados 328 de movimento de partículas.

O conhecimento da profundidade do tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") (e possivelmente da assinatura da fonte), permite realizar uma previsão dos "pseudo-dados de movimento de partículas" $\tilde{D}_{PM}$ a partir somente dos dados 327 de pressão. O componente vertical do movimento de partículas é computado com utilização, por exemplo de técnicas de "deghosting" de "streamer" simples ou mediante desconvolução da resposta de ruído fantasma de pressão dos dados 327 de pressão com subsequente convolução do resultado com a resposta de ruído fantasma de movimento de partículas. As técnicas de "deghosting" de "streamer" simples são ensinadas no trabalho de Robertsson, J. O. A. e Kragh, E., "Rough Sea Deghosting Using A Single Streamer and a Pressure Gradient

Approximation" ["Deghosting" em Mar Agitado Utilizando um
 "Streamer" Simples e uma Aproximação de Gradiente de
 Pressão] 67 Geophysics 2005-2011 (2002); Amundsen, L. e
 outros, "Rough Sea Deghosting of Single Streamer Seismic
 5 Data Using Pressure Gradient Approximations" ["Deghosting"
 em Mar Agitado de Dados Sísmicos de "Streamer" Simples
 Utilizando Aproximações de Gradientes de Pressão] 70
 Geophysics V1-V9 (2005).

O componente transversal pode ser estimado dos
 10 dados 327 de pressão mediante utilização de "streamers" 621
 vizinhos e um conhecimento *a priori* sobre a estrutura
 terrestre (por exemplo, simetria radial). Isto pode ser
 realizado mediante utilização de dados convencionais de
 "streamer" conforme atualmente registrados que não
 15 adicionam um valor significativo à medição sísmica. Os
 "pseudo-dados de movimento de partículas" $\tilde{D}_{PM}$ podem ser
 considerados como:

$$\tilde{D}_{PM}(\omega, x_r) = \tilde{S}_{PM}(\omega, x_r) + F(\omega, x_r)N_H(\omega, x_r) \quad (53)$$

em que $F(\omega, x_r)$ é um filtro que compensa diferentes
 interferências fantasmas entre registros de hidrofone e
 20 movimento de partículas. O ponto essencial é que a razão de
 sinal-para-ruído é similar na Eq. (53) e na Eq. (51) de tal
 forma que:

$$\frac{\tilde{S}_{PM}(\omega, x_r)}{F(\omega, x_r)N_H(\omega, x_r)} \approx \frac{S_H(\omega, x_r)}{N_H(\omega, x_r)} \quad (54)$$

E outras palavras, a combinação dos "pseudo-dados

de movimento de partículas" $\tilde{D}_{PM}$ com os dados 327 de pressão não altera a razão de sinal-para-ruído dos dados 327 de pressão. Entretanto, por outro lado, também não adiciona nenhum valor substancial, ao passo que a
 5 combinação com dados verdadeiros de movimento de partículas 328 adiciona valor muito embora possa degradar a razão de sinal-para-ruído.

Desta forma, é utilizado um procedimento dependente de frequência para ponderação dos dados 328 de movimento de
 10 partículas dependendo do nível de ruído nos mesmos anteriormente a sua combinação com os dados 327 de pressão. Para cada frequência, os "dados efetivos de movimento de partículas" $\hat{D}_{PM}$ são computados da seguinte forma:

$$\hat{D}_{PM}(\omega, x_r) = W(\omega, x_r) D_{PM} + [1 - W(\omega, x_r)] \tilde{D}_{PM} \quad (55)$$

em que W é um peso entre 0 e 1 que será zero se $S_{PM}(\omega, x_r) = 0$
 15 e será 1 se a razão S/N dos dados 328 de movimento de partículas for somente 3 dB menor que a razão S/N dos dados 327 de pressão (pelo menos se o ruído entre as duas medições não for correlacionado). O fator "3 dB" deriva do fato de que a combinação de duas medições com ruído não
 20 correlacionado irá aumentar a razão S/N em 3 dB. Para uma explicação mais completa, poderá ser igualmente considerado um cenário (improvável) em que os sensores de movimento de partículas sejam menos ruidosos em comparação com os sensores de pressão, e nesse caso deverá ser realizada uma
 25 ponderação similar no lado de pressão computando "pseudo-

dados de pressão".

O peso W pode ser computado de várias maneiras diferentes, por exemplo com base em registros de ruído realizados no início de um teste ou uma linha:

- 5 · mediante comparação de níveis de ruído para pseudo-dados e dados reais;
- mediante desconvolução de Wiener, que proporcionará uma técnica mais eficiente para ponderação adequada dos dois tipos de dados em
- 10 função de estimativas de ruído; ou
- com um ponto de vista baseado em probabilidade em que os pseudo-dados são considerados como uma estimativa *a priori* dos dados reais 328 de movimento de partículas devendo ser
- 15 adequadamente combinados com os dados medidos, conforme divulgado no trabalho de MacKay, D. J. C., "Information Theory, Inference and Learning Algorithms" [*Teoria de Informação, Algoritmos de Inferência e Aprendizado*],
- 20 páginas 549-551 (2003).

Outras técnicas ainda poderão tornar-se aparentes para aqueles que são versados na técnica e têm acesso ao benefícios proporcionado pela presente divulgação.

Fazendo novamente referência à FIG. 5, os dados P-Z
25 somados resultantes 329 e os dados de orientação podem então ser utilizados para processamento adicional (em 530).

O processamento adicional (em 533) para os dados P-Z somados 329 poderá incluir técnicas tais como formação de grupo, empilhamento, análise de velocidade, correção de sobretempo ("moveout correction"), análise de lapso de tempo, supressão múltipla, variação de amplitude com afastamento ("Amplitude Variation with Offset" - AVO), etc. O processamento adicional (em 533') do componente transversal dos dados 328 de movimento de partículas poderá incluir, por exemplo, interpolação do campo de onda entre "streamers" 612. Estas técnicas são bem conhecidas e são utilizadas para geração final de uma representação de formações subterrâneas. A representação gerada pode consistir, por exemplo, em uma imagem a ser exibida, por exemplo, no dispositivo de exibição 340 do aparelho de computação 300 da FIG. 3 ou na estação de trabalho 406 da FIG. 4A.

Assim, em um contexto mais pleno, a invenção faz parte de um método 1100, ilustrado na FIG. 11, compreendendo:

- 20 · aquisição (em 1110) de um conjunto de dados sísmicos de múltiplos componentes e dados de orientação de sensor 326, por exemplo, de uma forma tal como aquela ilustrada nas FIGS. 6A - 6B;
- 25 · pré-processamento (em 1120) dos dados adquiridos de acordo com a presente invenção, por exemplo, empregando o método 100,

ilustrado na FIG. 1;

processamento (em 1130) dos dados pré-processados (em 1120) de acordo com a presente invenção; e

5 geração (em 1140) de uma representação da formação subterrânea a partir dos dados processados.

O processamento (em 1130) dos dados pré-processados e a geração (em 1140) da representação podem ser realizados de
10 acordo com a prática convencional bem conhecida na técnica. Desta forma, para maior clareza e para não obscurecer a presente invenção, serão omitidos detalhes relativos ao processamento e à representação. Deverá ser observado, entretanto, que o pré-processamento (em 1120) de acordo com
15 a presente invenção proporciona resultados superiores quando utilizado em processamento convencional (em 1130) e geração de representação convencional (em 1140) relativamente à prática convencional.

A configuração divulgada acima contempla na
20 generalidade que os dados adquiridos sejam pré-processados e/ou processados fora da embarcação de pesquisa 606, por exemplo, no centro de processamento 640. Uma implicação derivada desta implementação consiste no fato de a presente invenção poder ser aplicada a dados "antigos", isto é,
25 dados previamente adquiridos e arquivados durante algum tempo - desde que os dados necessários se encontrem disponíveis. Entretanto, a invenção não se encontra

limitada a processamento fora da embarcação. Os atos descritos acima desde a calibração (em 206', 206" na FIG. 5) até a soma PZ (109", FIG. 5) podem ser realizados no interior do tubo fino tensionado para levantamento 5 sismográfico ("streamer") (ilustrado na FIG. 6A), por exemplo, na conversão A/D, ou no aparelho de computação 609 a bordo da embarcação de pesquisa 606 após os dados serem recebidos do "streamer" 612 ou mediante armazenamento e reprodução dos dados na embarcação de pesquisa 606, bem 10 como mediante transferência dos dados para um outro local.

Isto conclui a descrição detalhada da invenção. As configurações específicas divulgadas cima são meramente ilustrativas, na medida em que a invenção pode ser modificada e praticada de formas diferentes porém 15 equivalentes que serão aparentes para aqueles que são versados na técnica e tiverem acesso aos ensinamentos aqui contidos. Adicionalmente, não são pretendidas limitações quanto aos detalhes de construção ou projeto aqui ilustrados, diversas da descrição feita nas reivindicações 20 que se encontra a seguir. É portanto evidente que as configurações específicas divulgadas acima podem ser alteradas ou modificadas e todas essas variações são consideradas abrangidas no escopo e espírito da invenção. Desta forma, a proteção aqui pretendida é aquela exposta 25 nas reivindicações que se encontram a seguir.

- REIVINDICAÇÕES -

1. MÉTODO, caracterizado por compreender:

condicionamento de um conjunto de dados sísmicos de múltiplos componentes e dados de orientação de sensor, em
5 que os dados sísmicos de múltiplos componentes incluem dados de pressão e dados de movimento de partículas, adquiridos em um levantamento sísmico marítimo realizado com um equipamento rebocado;

agrupamento digital dos dados condicionados de
10 pressão, de um componente de movimento vertical de partículas dos dados condicionados de movimento vertical de partículas, e dos dados condicionados de orientação de sensor; e

soma do agrupamento digital formado pelos dados de
15 pressão e do agrupamento digital formado pelo componente de movimento vertical de partículas .

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por o condicionamento dos dados sísmicos adquiridos de múltiplos componentes incluírem:

20 correção dos dados sísmicos de múltiplos componentes relativamente à resposta da instrumentação;

calibração dos dados de movimento de partículas; e

rotação dos dados de movimento de partículas utilizando os dados de orientação de sensor para obtenção
25 do componente de movimento vertical de partículas dos mesmos.

3. Método, de acordo com a reivindicação 2,

caracterizado por o condicionamento dos dados sísmicos adquiridos de múltiplos componentes incluir filtragem de ruído de pelo menos um de entre os dados de movimento de partículas ou os dados de orientação de sensor.

5 4. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por o condicionamento dos dados sísmicos adquiridos de múltiplos componentes incluir filtragem de ruído de pelo menos um de entre os dados de movimento de partículas ou os dados de orientação de sensor.

10 5. Método, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado por a calibração dos dados de movimento de partículas incluir calibração dos dados adquiridos de velocidade de partículas mediante utilização de calibrações dependentes de sensor.

15 6. Método, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado por a rotação dos dados de movimento de partículas incluir a obtenção de um valor único para o ângulo de rotação do tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") para cada traço sísmico variável
20 com disparo e sensor.

7. Método, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado por a rotação dos dados de movimento de partículas incluir:

obtenção de um ângulo de rotação variável no tempo;

25 e

rotação de cada traço sísmico com ângulos de rotação dependentes de tempo.

8. Método, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado por a rotação dos dados de movimento de partículas incluir filtragem dos dados de orientação de sensor para remoção de dados fora de padrão ou
5 inconsistentes ("outliers").

9. Método, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado por a rotação dos dados de movimento de partículas incluir rotação dos dados de movimento de partículas no plano perpendicular ao eixo geométrico do
10 tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") para obtenção do componente vertical dos dados de movimento de partículas.

10. Método, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado por a rotação dos dados de movimento de
15 partículas incluir derivação do componente transversal ("crossline component") dos dados de movimento de partículas.

11. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por a formação de grupo digital incluir a
20 aplicação de filtragem determinística bidimensional.

12. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por a formação de grupo digital incluir a aplicação de filtragem adaptativa bidimensional.

13. Método, de acordo com a reivindicação 1,
25 caracterizado por a formação de grupo digital incluir a aplicação de filtragem de dados de pressão que remove o ruído de ondulação ("swell noise").

14. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender adicionalmente ponderação dependente de frequência do componente vertical de movimento de partículas anteriormente à operação de soma.

5 15. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender adicionalmente processamento adicional de pelo menos um de entre dados condicionados de orientação de sensor e a soma dos dados de pressão e de componente de movimento vertical de partículas.

10 16. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender adicionalmente aquisição dos dados sísmicos de múltiplos componentes.

17. Método, de acordo com a reivindicação 16, caracterizado por a aquisição dos dados de movimento de
15 partículas incluir a aquisição de um de entre dados de velocidade e dados de aceleração.

18. Método, de acordo com a reivindicação 16, caracterizado por a aquisição de dados sísmicos de múltiplos componentes incluir pelo menos uma de entre uma
20 amostragem espacial realizada regularmente e uma amostragem temporal realizada regularmente.

19. Método, de acordo com a reivindicação 16, caracterizado por a aquisição de dados sísmicos de múltiplos componentes incluir pelo menos uma de entre uma
25 amostragem espacial realizada irregularmente e uma amostragem temporal realizada irregularmente.

20. APARELHO, caracterizado por compreender:

um processador;

um sistema de barramento;

um meio de armazenamento em comunicação com o processador através do sistema de barramento; e

5 um aplicativo de software residente no meio de armazenamento, que quando invocado pelo processador executa um método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1-19.

21. Aparelho, de acordo com a reivindicação 20,
10 caracterizado por compreender adicionalmente:

um tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") marítimo; e

um meio para aquisição de dados sísmicos de múltiplos componentes e dados de orientação de sensor ao
15 longo do tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") marítimo, em que os dados sísmicos de múltiplos componentes incluem dados de pressão e dados de movimento de partículas.

22. Aparelho, de acordo com a reivindicação 21,
20 caracterizado por o meio de aquisição compreender um sensor de pressão, um sensor de movimento de partículas, e um sensor de orientação.

23. Aparelho, de acordo com a reivindicação 21,
caracterizado por o meio de aquisição compreender um sensor
25 de pressão e dois sensores de movimento de partículas com orientação ortogonal.

23. Aparelho, de acordo com a reivindicação 21,

caracterizado por o processador se encontrar dentro de um tubo fino tensionado para levantamento sismográfico ("streamer") marítimo ou em uma localização central.

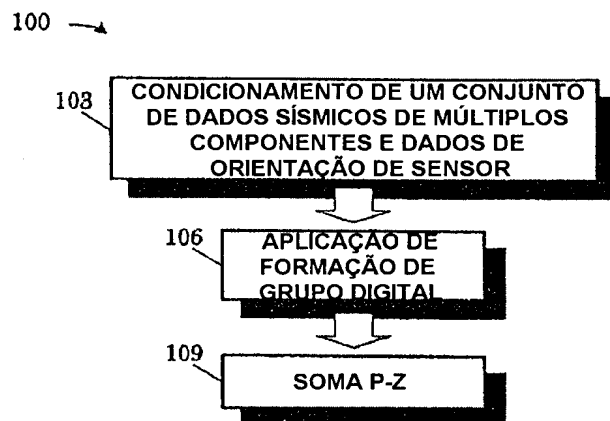


FIG. 1

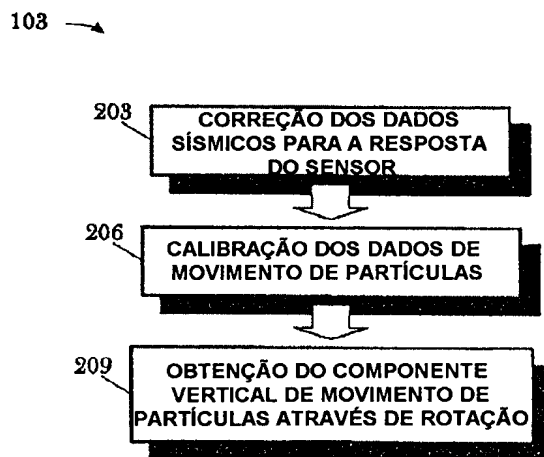


FIG. 2

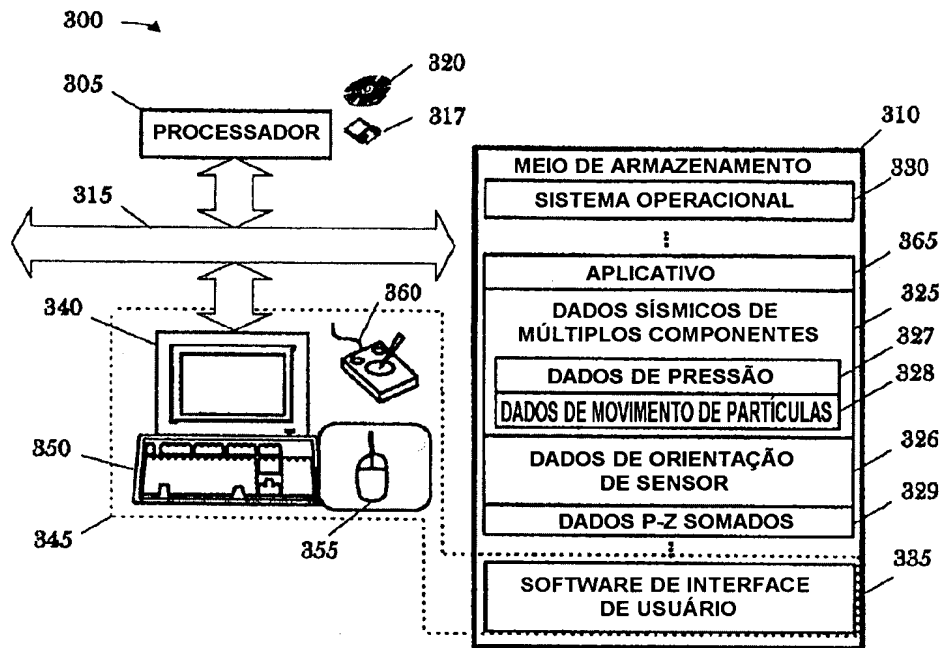


FIG. 3

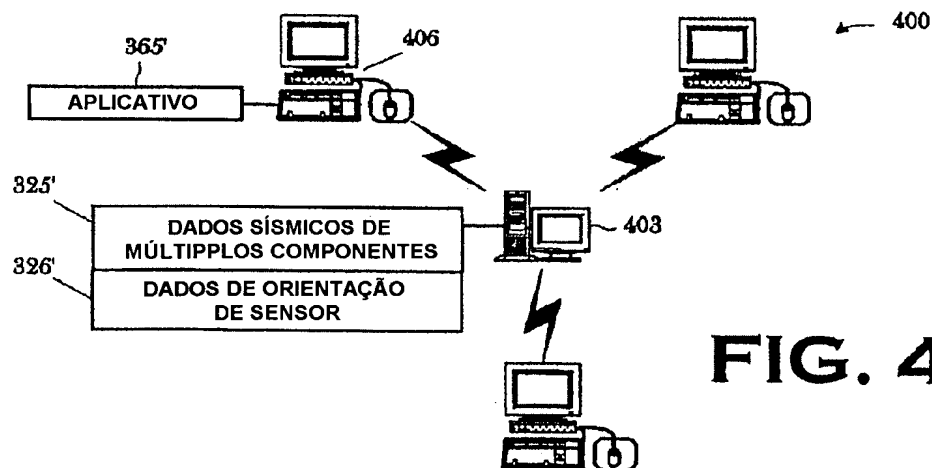


FIG. 4A

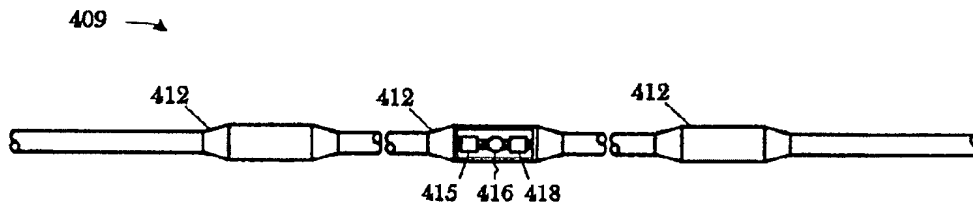


FIG. 4B

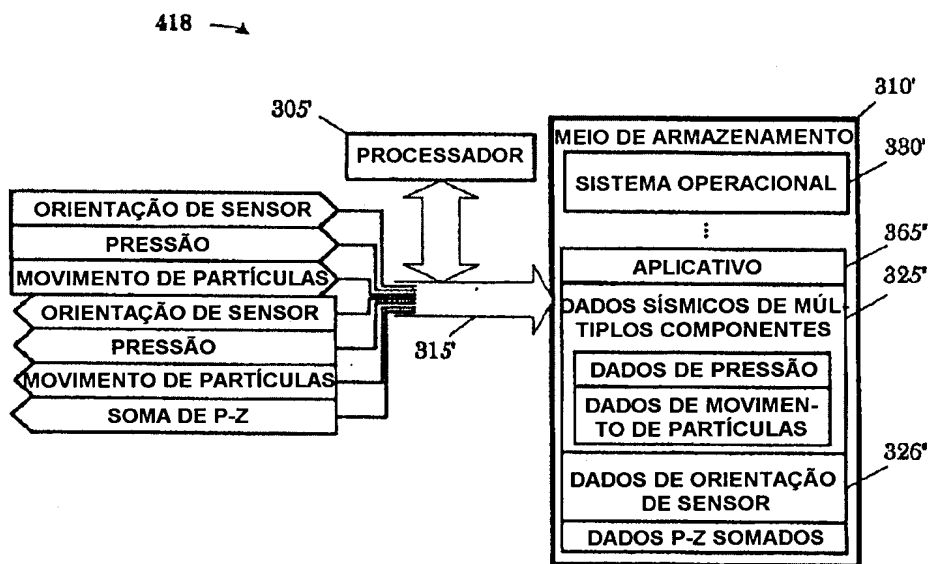


FIG. 4C

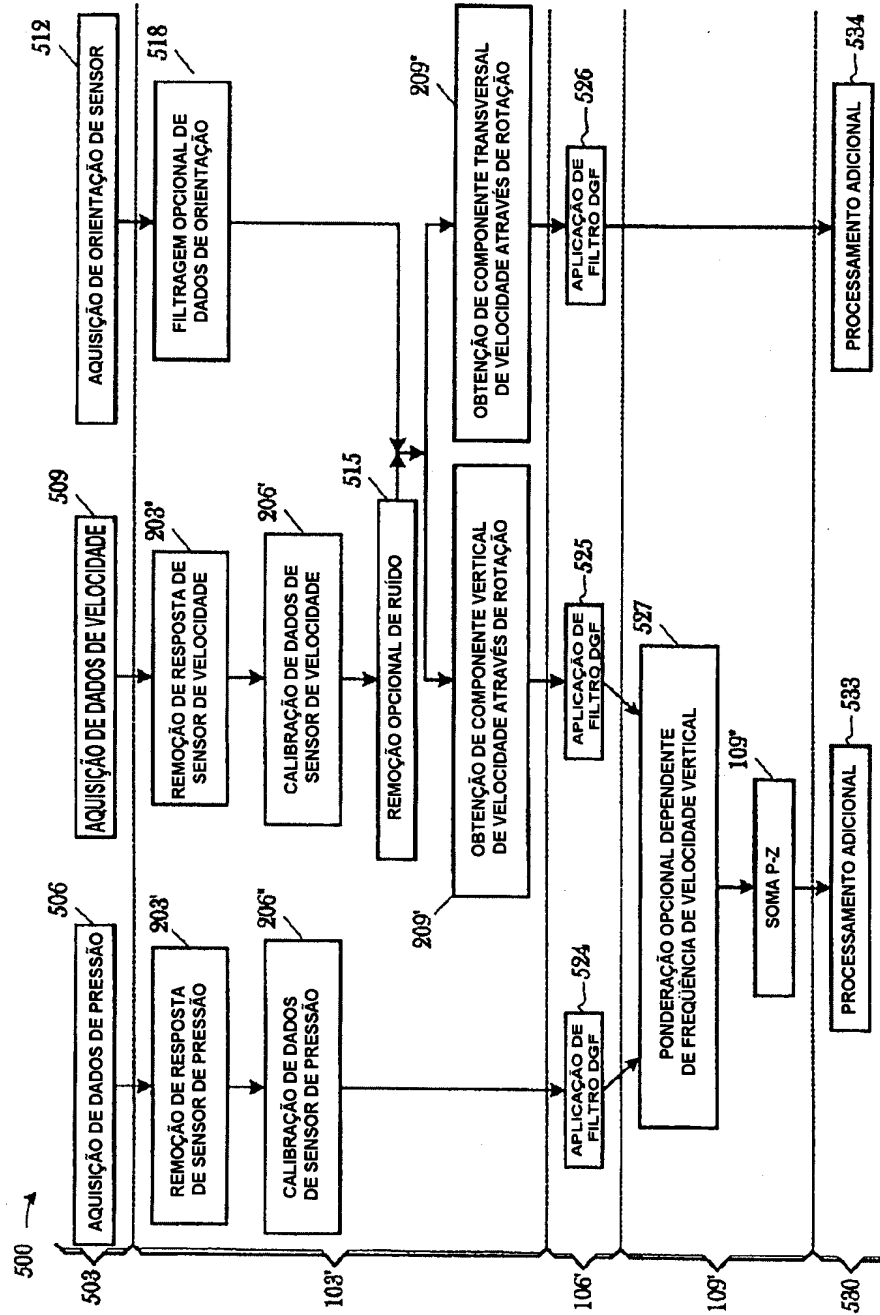


FIG. 5

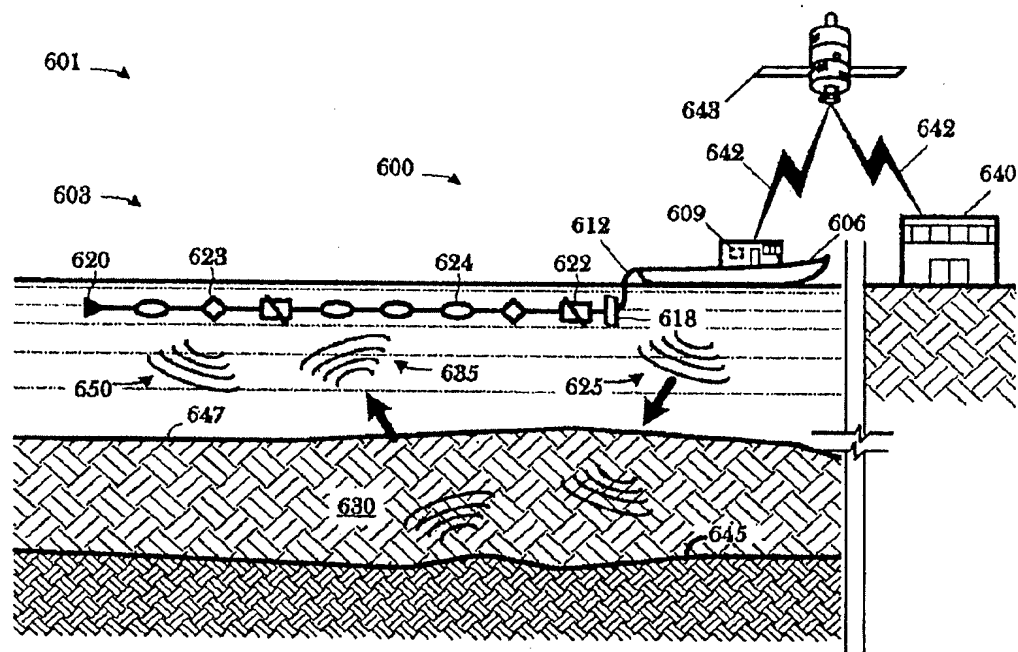


FIG. 6A

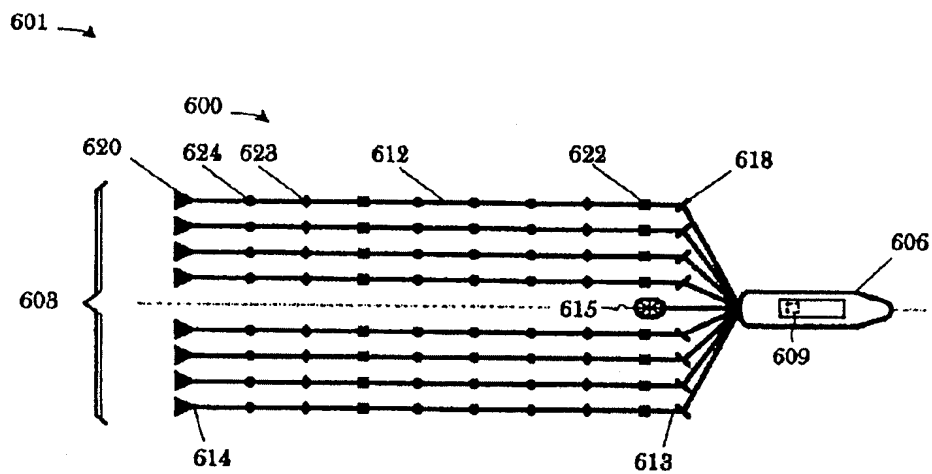


FIG. 6B

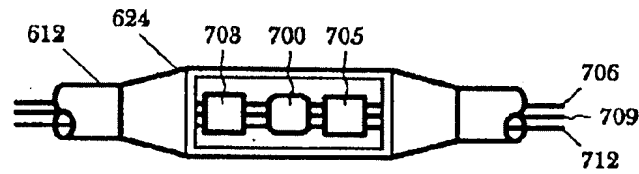


FIG. 7

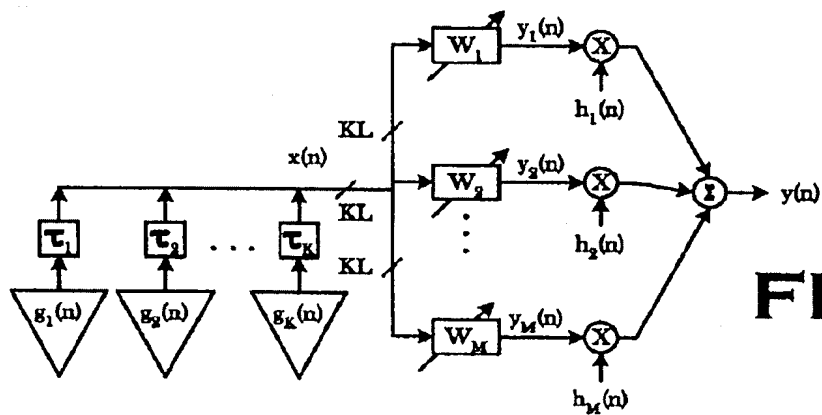


FIG. 8

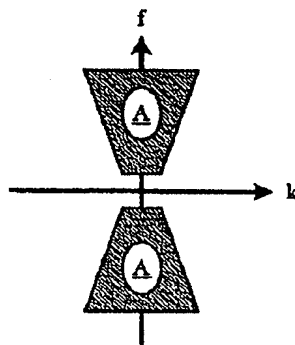


FIG. 9

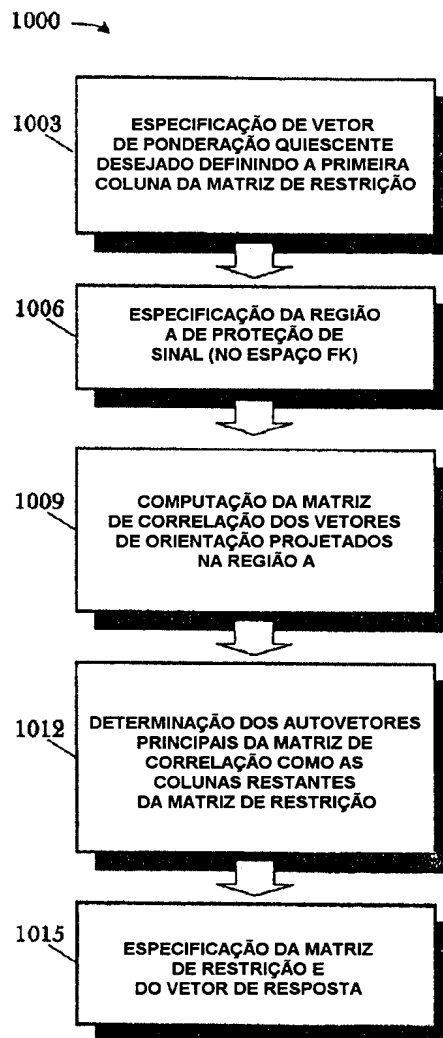
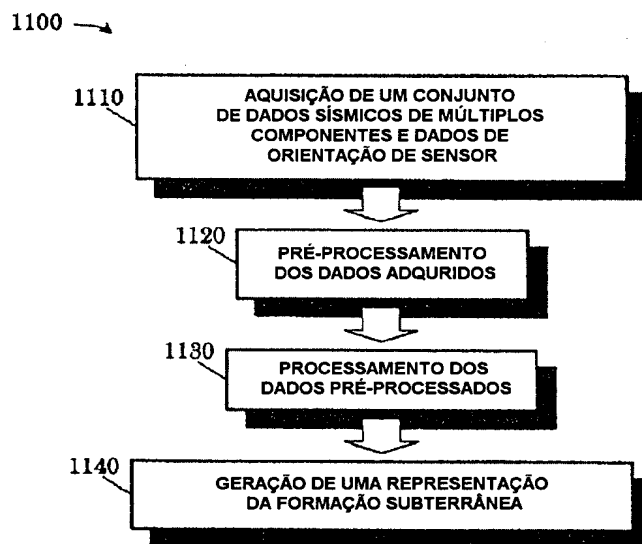


FIG. 10

**FIG. 11**

- RESUMO -

MÉTODO, E APARELHO

Trata-se de um método que inclui o condicionamento de um conjunto de dados sísmicos de múltiplos componentes e dados de orientação de sensor, em que os dados sísmicos de múltiplos componentes incluem dados de pressão e dados de movimento de partículas, adquiridos em um levantamento sísmico marítimo realizado com utilização de um conjunto rebocado; formação de um grupo digital dos dados condicionados de pressão, de um componente vertical dos dados condicionados de movimento de partículas, e dos dados condicionados de orientação de sensor; e soma dos dados de pressão agrupados digitalmente e do componente vertical de movimento de partículas agrupado digitalmente.