

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

(21) **PI 0713864-4 A2**

(22) Data de Depósito: 27/06/2007
(43) Data da Publicação: 11/12/2012
(RPI 2188)



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

(54) **Título:** MÉTODO, E APARELHO DE COMPUTAÇÃO

(30) **Prioridade Unionista:** 07/07/2006 US 11/456.103

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

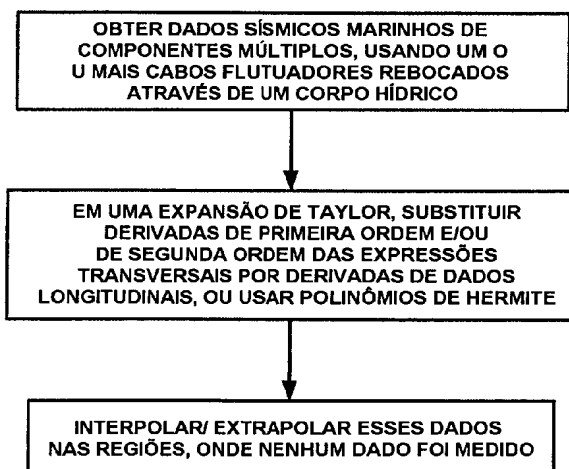
(72) **Inventor(es):** Johan Olof Anders Robertsson, Lawrence C. Morley

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

(86) **Pedido Internacional:** PCT US2007072266 de 27/06/2007

(87) **Publicação Internacional:** WO 2008/005775 de 10/01/2008

(57) **Resumo:** MÉTODO, E APARELHO DE COMPUTADOR. Trata-se de um método, incluindo: interpolação de um grupo de dados sísmicos transversais, a partir de um grupo de dados sísmicos de componentes múltiplos coletados previsão de uma múltipla nos dados sísmicos interpolados e coletados, a partir dos dados sísmicos interpolados e coletados, combinados; e supressão da múltipla prevista. Outros aspectos incluem uma mídia armazenadora de programas codificada com instruções que, quando executadas por um dispositivo de computação, executam tal método, e um aparelho de computador programado para executar tal método.



MÉTODO, E APARELHO DE COMPUTADOR

CAMPO DE INVENÇÃO

A presente invenção se refere, de um modo geral, a métodos para interpolar e extrapolar registros sísmicos. De
5 um modo particular, ela se refere a tais métodos, onde os registros sísmicos são obtidos, usando-se um ou mais cabos flutuadores ou cabos de receptores marinhos de componentes múltiplos rebocados, e especialmente para uso na supressão de múltiplas nesses registros sísmicos.

10 DESCRIÇÃO DA TÉCNICA CORRELATA

No campo da exploração sísmica, o interior da terra é explorado, pela emissão de ondas acústicas de baixa frequência, geralmente de 0 Hz a 200 Hz, geradas por fontes sísmicas. Refrações ou reflexões das ondas emitidas por
15 características no subsolo são registradas por receptores sísmicos. Os registros de receptor são digitalizados para processamento. O processamento dos dados sísmicos digitalizados é uma tecnologia avançada, incluindo vários subprocessos, tais como remoção de ruído e correções para
20 determinar o local e a geometria das características que perturbam a onda emitida a produzir reflexão ou refração. O resultado do processamento é um mapa acústico do interior da terra, o qual por sua vez pode ser explorado para identificar, por exemplo, reservatórios de hidrocarbonetos,
25 ou monitorar mudanças nesses reservatórios.

Levantamentos sísmicos são realizados na terra, em zonas de transição e em um ambiente marinho. No ambiente marinho, os levantamentos incluem fontes e cabos de receptores (cabos flutuadores) rebocados no corpo hídrico, e levantamentos no fundo do oceano, onde pelo menos uma das fontes ou receptores está localizada no leito marinho. Fontes e/ou receptores sísmicos podem ser também colocados dentro de poços.

As fontes sísmicas conhecidas incluem fontes de impulsos, tais como explosivos e pistolas pneumáticas, e fontes vibratórias que emitem ondas com um espectro de amplitude e frequência mais controlável. Em termos gerais, os receptores existentes incidem em duas categorias denominadas, respectivamente, "geofones" e "hidrofones". Hidrofones registram variações de pressão, enquanto que geofones são reativos à velocidade ou aceleração de partículas. Geofones podem registrar ondas em até três direções espaciais e são, por conseguinte, denominados como sensores 1C, 2C ou 3C. Um sensor sísmico 4C será uma combinação de um geofone 3C com um hidrofone. Ambos os tipos de receptores podem ser distribuídos como cabos, com o cabo fornecendo uma estrutura para montagem dos receptores e transmissão de sinais a uma estação base. Tais cabos incidem em duas categorias distintas: um deles sendo os assim chamados cabos de fundo do mar que mantém contato com o leito marinho, enquanto que a segunda categoria é

conhecida como cabos flutuadores, que são rebocados pela água sem tocar no leito marinho.

No presente momento, o setor sísmico está no processo de desenvolver cabos ou cabos flutuadores de componentes múltiplos. Cabos flutuadores de componentes múltiplos incluem uma pluralidade de receptores, que permitem a detecção de pressão e velocidade de partículas, ou de suas derivadas de tempo. Nos assim chamados cabos flutuadores rebocados com duplo sensor, o cabo flutuador compreende uma combinação de sensores de pressão e de sensores de velocidade. De modo característico, o sensor de pressão é um hidrofone, e os sensores de movimento ou de velocidade são geofones ou acelerômetros. Na Patente norte americana U. S. N° 6.512.980, intitulada "Sensor de referência de ruído para uso em um cabo flutuador rebocado com duplo sensor", publicada em 28 de janeiro de 2003, em nome do inventor Frederick J. Barr ("a Patente '980"), um cabo flutuador é descrito compreendendo pares de sensores de pressão e sensores de movimento combinados com um terceiro sensor, um sensor de referência de ruído. O sensor de referência de ruído é descrito como uma variante do sensor de pressão da técnica anterior.

No Pedido de Patente do Reino Unido GB 0402012.9, é proposto um cabo flutuador tendo uma pluralidade de grupamentos compactos de hidrofones. O cabo flutuador é adaptado para fornecer medições gradientes de pressão, que

por sua vez podem ser prontamente transformadas em dados de velocidade de partículas.

A principal motivação para desenvolver cabos flutuadores de componentes múltiplos tem sido decompor os
5 dados registrados em seus componentes ascendentes e descendentes, isto é, liberar os dados de "fantasmas" causados pela reflexão na superfície do mar.

Por outro lado, o setor sísmico tem sentido há tempos a necessidade de interpolar ou extrapolar registros
10 de traços em áreas sem receptores. Normalmente, o campo de ondas e/ou suas derivadas só são conhecidos em um número de locais discretos. Porém, na prática, é muitas vezes desejável ampliar o conhecimento do campo de ondas a outros pontos, usando-se interpolação, extrapolação ou uma
15 combinação de extrapolação e interpolação algumas vezes conhecida como intrapolação. Tais técnicas são aplicadas, por exemplo, para determinar dados de pressão ao longo do cabo flutuador, a distância de um cabo flutuador, em afastamentos próximos à fonte, ou entre dois cabos
20 flutuadores adjacentes.

Um evento particularmente indesejável no levantamento sísmico marinho é a ocorrência do que é conhecido como "reflexões de múltiplas", ou "múltiplas". Em um levantamento sísmico, quando as ondas sísmicas colidem
25 com as interfaces entre as formações subterrâneas, uma porção das ondas sísmicas é refletida de volta através da

terra e da água para os receptores sísmicos, para ser detectada, transmitida, e registrada. Porém, ondas sísmicas são refletidas através das interfaces, além daquelas apenas entre as formações subterrâneas, conforme seria desejado.

5 Ondas sísmicas também são refletidas do fundo da água e da superfície da água, e as ondas refletidas resultantes propriamente ditas continuam a ser refletidas. Ondas, que são refletidas por diversas vezes, são chamadas de "múltiplas". Ondas, que são refletidas por diversas
10 vezes no camada de água entre a parte superior da superfície de água e a parte inferior do fundo da água, são chamadas de "múltiplas do fundo da água". As múltiplas do fundo da água têm sido há tempos reconhecidas como um problema no processamento e interpretação sísmica marinha,
15 assim que métodos para atenuação de múltiplas baseados na equação de ondas foram desenvolvidos para lidar com as múltiplas do fundo da água. Porém, um maior grupo de múltiplas contendo múltiplas do fundo da água como um subgrupo pode ser definido. O grupo maior inclui múltiplas
20 com reflexões ascendentes a partir das interfaces entre formações subterrâneas, em adição às reflexões ascendentes do fundo da água. As múltiplas no maior grupo possuem em comum suas reflexões descendentes na superfície da água e, assim, são chamadas de "múltiplas de superfície".

25 Uma variedade de técnicas é conhecida na arte para "suprimir" ou "atenuar" múltiplas em dados sísmicos.

Algumas dessas técnicas empregam uma forma de interpolação da maneira acima citada. Por exemplo, algumas técnicas predizem qual será a aparência das múltiplas a partir dos dados coletados e, a seguir, eliminam os efeitos das múltiplas nos dados. Isto é, algumas técnicas de supressão de múltiplas interpolam dados "longitudinais", ou uma estimativa de dados que teriam sido coletados em outros locais sobre cabo flutuador, se os receptores tivessem sido posicionados naqueles outros locais.

Porém, essas técnicas de interpolação não interpolam na direção transversal, deixando uma escassez de dados em algumas áreas, onde eles são desejados. Consideremos, por exemplo, uma técnica de previsão de múltiplas conhecidas como Eliminação de Múltiplas Relativas à Superfície ("SRME"). Uma análise excelente da SRME pode ser encontrada em Dragoset, W. H. and Jericevic, Z., "Algumas Observações sobre Atenuação de Múltiplas da Superfície", 63 Geophysics 772-789 (1988), que é aqui incorporada para fins de referência, como se ela fosse integralmente aqui descrita. SRME tridimensional ("3D") tem sido um dos métodos de processamento mais bem sucedidos, mas dependentes de computação, para a supressão de múltiplas relativas à superfície marinha. O principal aspecto do método é a captura e reutilização do campo de ondas sísmicas registrado como uma fonte secundária simulada, para prever e, em seguida, remover o trem de

múltiplas através da equação de ondas acústicas 3D. O calcanhar de Aquiles do método em levantamentos convencionais tem sido a limitada amplitude transversal dos dados registrados. Isso distorce a simulação 3D integral do
5 campo de ondas de múltiplas e limita a eficácia do método.

A presente invenção é dirigida para resolver, ou pelo menos reduzir, um ou todos os problemas acima citados.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

A invenção, em seus vários aspectos e
10 modalidades, inclui um método compreendendo: interpolação de um grupo de dados sísmicos transversais, a partir de um grupo de dados sísmicos de componentes múltiplos coletados; previsão de uma múltipla nos dados sísmicos interpolados e coletados, a partir dos dados sísmicos de componentes
15 múltiplos interpolados e coletados, combinados; e supressão da múltipla prevista. Em outros aspectos e modalidades, a invenção ainda inclui uma mídia armazenadora de programas codificada com instruções, a qual, quando executada por um dispositivo de computação, executa tal método, e um
20 aparelho de computador programado para executar tal método.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

A invenção pode ser compreendida, fazendo referência à descrição a seguir, tomada em conjunto com os desenhos anexos, onde algarismos de referência semelhantes
25 identificam elementos semelhantes, e onde:

as figs. 1A e 1B ilustram um levantamento sísmico

marinho típico com cabos flutuadores rebocados;

a fig. 2 é um diagrama ilustrando etapas, de acordo com um exemplo da invenção;

as figs. 3A - 3C comparam o desempenho das
5 interpolações com ordem crescente, de acordo com exemplos da invenção em um valor dB;

as figs. 4A - 4C comparam o desempenho das interpolações com ordem crescente, de acordo com exemplos da invenção em um valor dB;

10 a fig. 5 ilustra o sistema de coordenadas Cartesianas empregado na descrição da modalidade ilustrada;

a fig. 6 ilustra conceitualmente um arranjo de sensores usado no levantamento de uma modalidade particular;

15 a fig. 7 mostra porções selecionadas da arquitetura de hardware e software de um aparelho de computador, tal como pode ser empregado em alguns aspectos da presente invenção;

a fig. 8 ilustra um sistema de computação, no qual
20 alguns aspectos da presente invenção podem ser praticados em algumas modalidades;

a fig. 9 ilustra uma modalidade particular de um método praticado, de acordo com a presente invenção;

a fig. 10 ilustra conceitualmente a presença de
25 múltiplas em um levantamento sísmico marinho;

as figs. 11A e 11B ilustram uma técnica particular

para prever uma pluralidade de múltiplas de superfície para uma pluralidade de traços em um registro de dados sísmicos;

a fig. 12 diagrama, de forma esquemática, um método geral da atenuação de múltiplas de superfície; e

5 as figs. 13 e 14 diagramam, de forma esquemática, a computação da matriz primária para dados não-ideais no método da fig. 12.

Embora a invenção seja suscetível a várias modificações e formatos alternativos, os desenhos ilustram
10 modalidades específicas aqui descritas em detalhes para fins de exemplo. Porém, deve ficar claro que a presente descrição das modalidades específicas não pretende limitar a invenção aos formatos particulares divulgados, mas pelo contrário, a intenção é abranger todas as modificações,
15 equivalentes, e alternativas que incidam no espírito e escopo da invenção, conforme definidos pelas reivindicações apenas.

DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO

Modalidades ilustrativas da invenção são abaixo
20 descritas. Para fins de clareza, nem todas as características de uma implementação efetiva são descritas nesse relatório. Deverá ser obviamente apreciado que, no desenvolvimento de qualquer uma dessas modalidades correntes, numerosas decisões de implementação específica
25 devem ser tomadas para atingir as metas específicas dos projetistas, tal como concordância com as limitações

relativas aos negócios e ao sistema, que deverão variar de uma implementação para outra. Além disso, deverá ser apreciado que tal esforço de desenvolvimento, apesar de complexo e demorado, será uma rotina assumida pelas pessoas versadas na técnica tendo o benefício dessa divulgação.

Em um aspecto da invenção, os dados medidos por parte de um cabo flutuador de componentes múltiplos são usados para gerar um filtro, que interpola ou extrapola dados de pressão a distância do local do cabo flutuador.

O filtro é, de preferência, baseado em uma série de expansão dos dados de pressão.

Uma série de expansão é geralmente definida, como uma representação da função por grupo de dados por meio de uma soma das derivadas cada vez maiores da função ou do grupo de dados em um ponto, ou no espaço no entorno de um ponto. Uma das séries de expansão mais usadas é a série de Taylor. Embora a série de Taylor não seja geralmente adequada para extrapolar funções oscilantes ao longo de grandes distâncias, a invenção é baseada no conceito de que, em aplicações sísmicas, as ondas atingem os receptores com incidência praticamente na vertical.

Para certas aplicações, de modo particular para interpolação entre pontos conhecidos do grupo de dados, uma variante preferida da presente invenção é usar uma série de Taylor com ponderação modificada, mais preferivelmente ponderação conhecida como ponderação baricêntrica ou

triangular.

Apesar das séries de expansão terem sido propostas na teoria sísmica, elas foram severamente limitadas na aplicação real, pois tais expansões levam a termos transversais, que são de difícil avaliação. A falta da
5 velocidade de partículas exata causava outros problemas: sem esses dados, os erros feitos por intrapolação e extrapolação tornam os resultados não-confiáveis. Agora foi verificado que cabos flutuadores de componentes múltiplos
10 são capazes de proporcionar dados relativos à velocidade de partículas de maneira exata o suficiente, de modo direto ou indireto.

Em uma modalidade preferida da invenção, derivadas transversais de primeira ordem dos dados no filtro ou série
15 de expansão são substituídas por derivadas longitudinais. Em uma modalidade mais preferida da invenção, derivadas transversais de primeira ordem e de segunda ordem dos dados no filtro ou série de expansão são substituídas por derivadas longitudinais.

20 Em uma modalidade preferida, a série de expansão é exata para um termo de expansão de primeira ordem, mais preferivelmente de segunda ordem. De forma clara, é desejável estender a série para a ordem mais elevada permitida pelo poder de computação disponível. Porém, os
25 termos envolvem derivadas cada vez mais complexas dos dados medidos. Assim, uma extensão dessas é de preferência

limitada ao termo, que pode ser substituído ou expresso em termos de dados medidos com exatidão.

Em uma modalidade preferida, funções, de preferência funções lineares de dados relacionados à
5 velocidade de partículas e de dados de pressão longitudinais, são usadas para substituir derivadas transversais superiores dos dados de pressão na série de expansão.

Aqui, os termos "longitudinal" e "transversal" são
10 usados com seu significado convencional no setor sísmico, portanto, com a direção ao longo do eixo principal do cabo flutuador e a direção perpendicular ao mesmo, respectivamente. As derivadas usadas são, de preferência, derivadas espaciais e, mais preferivelmente, derivadas
15 espaciais na direção longitudinal.

Os métodos aqui descritos podem ser usados para muitas aplicações incluindo, mas não limitado a, extrapolação numa direção afastada de um cabo flutuador, intrapolação em um espaço entre dois cabos flutuadores,
20 mesmo no caso de que um dos cabos flutuadores não seja um cabo flutuador de componentes múltiplos, intrapolação numa direção ao longo de um cabo flutuador, ou intrapolação em um espaço mais próximo a uma fonte sísmica.

É vantajosa a capacidade de intrapolação numa
25 direção ao longo de um cabo flutuador, para maximizar, ou de outra forma otimizar, o espaçamento entre receptores no

cabo flutuador.

A interpolação dos registros sísmicos marinhos é fundamental ao processamento dos dados sísmicos 3D. As aplicações incluem formação de imagens e tratamento de múltiplas (pequenos afastamentos entre a fonte e os receptores, locais dos receptores transversais etc.). A presente invenção pode possibilitar melhores soluções 3D para, por exemplo, formação de imagens e problemas de múltiplas, bem como para elevar de maneira significativa a eficiência das operações sísmicas marinhas.

Além disso, 'time lapse' (intervalo de tempo) é uma área de aplicação importante, onde a interpolação/extrapolação dos locais dos receptores reais para aqueles nos dados herdados pode ser crítica para isolar a resposta do intervalo de tempo, do ruído introduzido por desvios do levantamento com intervalo de tempo ideal.

Os métodos da presente invenção podem ser também benéficos no tratamento de múltiplas e na formação de imagens, bem como em aplicações com intervalo de tempo ou outra aplicação, onde uma regularização do local de dados leva vantagem.

Os métodos dessa invenção podem ser também usados para interpolação/extrapolação na direção vertical (z).

Uma coleta típica de dados sísmicos marinhos é ilustrada nas figs. 1A e 1B, que mostra uma vista esquemática de topo e lateral de um levantamento sísmico

marinho. Quatro cabos ou cabos flutuadores instrumentados 10 são rebocados por uma embarcação 11. Uma rede dianteira 12 e uma rede traseira similar (não mostrada) são usadas para conectar a embarcação aos cabos flutuadores.

5 Incorporados na rede dianteira existem fontes sísmicas 13, de modo característico uma rede de pistolas pneumáticas. Cada cabo flutuador 10 é tipicamente montado através de muitos segmentos portadores de receptores, que são acoplados para compor o cabo flutuador. Entre os segmentos, 10 os cabos flutuadores contêm defletores controláveis 111 (muitas vezes chamados de aletas ou "controladores de profundidade") e outros auxílios para direcionar o cabo flutuador ao longo de uma trajetória desejada em um corpo hídrico.

15 O posicionamento exato de modernos cabos flutuadores é controlado por um sistema de posicionamento via satélite, tal como GPS, ou GPS diferencial, com receptores de GPS nas partes dianteira e traseira do cabo flutuador. Em adição ao posicionamento via GPS, é conhecido 20 o monitoramento das posições relativas dos cabos flutuadores e das seções dos cabos flutuadores através de uma rede de transceptores sônicos 112, que transmitem e recebem sinais acústicos ou de sonar.

O principal objetivo de um cabo flutuador 10 é 25 transportar um grande número de receptores sísmicos 101, que são distribuídos ao longo de sua extensão. Nas figs. 1A

e 1B, os receptores são ilustrados, de modo esquemático, como caixas marcadas. Cada receptor pode ser composto de dois ou mais hidrofones dispostos em um plano ortogonal ao eixo do cabo flutuador, como descrito no Pedido de Patente do Reino Unido N° GB 0402012.9, depositado em 30 de janeiro de 2004. De modo alternativo, cada receptor pode ser um sensor duplo, como descrito na Patente '980, inteiramente acima citada.

Durante o levantamento, a fonte 13 é disparada a intervalos e os receptores 101 "escutam", dentro de uma janela de frequências e de tempos, sinais acústicos, tais como sinais refletidos e/ou refratados que são causados por características sísmicas no trajeto do campo de ondas emitido. Como resultado de um levantamento desses, um grupo de dados de pressão $P(x,y,t)$ e, fazendo uso da capacidade de componentes múltiplos do cabo flutuador, um grupo de dados relativos à velocidade:

$$V(x,y,t) = (V_x(x,y,t), V_y(x,y,t), V_z(x,y,t)) \quad (1)$$

é obtido nos locais x , y e nos tempos t . Observe que os dados registrados são geralmente apenas disponíveis ao longo das curvas 1D em espaço 3D seguindo os cabos flutuadores. De modo característico, os cabos flutuadores são aproximadamente localizados em um plano xy a uma profundidade z aproximadamente constante. A velocidade é um vetor com, por exemplo, componentes nas direções x , y e z .

As coordenadas são coordenadas Cartesianas,

conforme ilustrado na fig. 5, com x como direção longitudinal, que é uma direção paralela ao eixo principal do cabo sísmico 10, e y como direção transversal perpendicular ao eixo do cabo sísmico 10 e paralela ao plano ou superfície (ideal) do mar, no qual os cabos flutuadores paralelos são rebocados. A direção z é considerada, como sendo vertical e ortogonal a x e y .

Aplicando o teorema de Taylor bastante conhecido, um campo analítico de ondas pode ser extrapolado a distância de um local, onde o campo de ondas e suas derivadas são conhecidos.

$$\begin{aligned}
 P(x + \Delta x, y + \Delta y) = & P(x, y) + [\Delta x \partial_x P(x, y) + \Delta y \partial_y P(x, y)] + \\
 & \frac{1}{2!} [(\Delta x)^2 \partial_{xx} P(x, y) + 2\Delta x \Delta y \partial_{xy} P(x, y) + (\Delta y)^2 \partial_{yy} P(x, y)] + \\
 & \frac{1}{3!} [(\Delta x)^3 \partial_{xxx} P(x, y) + 3(\Delta x)^2 \Delta y \partial_{xxy} P(x, y) + 3\Delta x (\Delta y)^2 \partial_{xyy} P(x, y) + (\Delta y)^3 \partial_{yyy} P(x, y)] \\
 & + O(\Delta^4)
 \end{aligned} \tag{2}$$

onde $O(\Delta^n)$ indica a ordem de termos desprezada na expansão de Taylor ($n=4$ na Eq. (2)), e o operador ∂_x significa uma derivada parcial espacial — nesse caso, com relação à direção x . A série de Taylor é infinita e é válida para extrapolação de qualquer distância afastada do local, onde o campo de ondas e suas derivadas são conhecidos. A faixa da extrapolação é limitada pelo truncamento da série de Taylor. Nos exemplos a seguir, os dados de pressão são extrapolados.

Uma aplicação da equação geral do movimento resulta

em

$$\partial_x P(x, y) = \rho \dot{V}_x(x, y), \quad (3)$$

e

$$\partial_y P(x, y) = \rho \dot{V}_y(x, y), \quad (4)$$

onde $\dot{V}_x$, $\dot{V}_y$ indicam derivadas de tempo e V_x e V_y , respectivamente, e ρ é a densidade da água. Usando a Eq.

5 (4) para substituir a derivada transversal da pressão, todos os termos necessários para a expansão de Taylor exata de primeira ordem da pressão a distância do cabo flutuador de componentes múltiplos estão disponíveis:

$$P(x + \Delta x, y + \Delta y) = P(x, y) + [\Delta x \partial_x P(x, y) + \Delta y \rho \dot{V}_y(x, y)] + O(\Delta^2). \quad (5)$$

Na Eq. (5), existe a opção de expressar derivadas
10 longitudinais com relação à pressão em termos das derivadas do componente longitudinal da velocidade de partículas através da Eq. (3). Porém, nos exemplos, as derivadas longitudinais da pressão são usadas em toda a parte. Uma variante da Eq. (5) pode ser aplicada às expansões na
15 direção z.

A derivada transversal de segunda ordem da pressão, de um cabo flutuador de componentes múltiplos rebocado nas proximidades da superfície marinha (p. ex., a 6 m de profundidade), pode ser expressa como:

$$\begin{aligned} \partial_{yy} P(x, y) = & \quad (6) \\ \frac{3}{1 + \frac{2}{15} k^2 h^2} \left[\frac{k \cot(kh)}{h} P(x, y) - \frac{i\omega\rho}{h} V_z(x, y) \right] - \\ \partial_{xx} P(x, y) + O(h) \end{aligned}$$

A Eq. (6) é expressa no domínio da frequência espacial, h significa a profundidade instantânea de cada elemento de registro em função do tempo e do espaço, e $k = \omega/c$ é o número de ondas, onde ω é a frequência angular e c é a velocidade na água. A fim de ser aplicável a um mar agitado com variante de tempo, é usada uma implementação de tempo espacial usando filtros compactos da Eq. (6). Isso pode ser feito com sucesso, quer por aproximação dos termos em função de k através das expansões de Taylor truncadas (equivalentes às derivadas de tempo no domínio de tempo), ou pela sobreposição de janelas triangulares, onde a altura da onda é considerada constante dentro de cada janela.

Combinando-se as Eq. (2), Eq. (4), e Eq. (6), a expansão de Taylor da pressão a distância do cabo flutuador de componentes múltiplos pode ser escrita, como sendo exata até a segunda ordem:

$$\begin{aligned}
P(x + \Delta x, y + \Delta y) = & \quad (7) \\
P(x, y) + [\Delta x \partial_x P(x, y) + \Delta y \rho \dot{V}_y(x, y)] \\
+ \frac{1}{2} [(\Delta x)^2 \partial_{xx} P(x, y) + 2 \Delta x \Delta y \rho \partial_x \dot{V}_y(x, y)] \\
+ \frac{(\Delta y)^2}{2} \left[\frac{3}{1 + \frac{2}{15} k^2 h^2} \left[\frac{k \cot(kh)}{h} P(x, y) - \frac{i \omega \rho}{h} V_z(x, y) \right] - \partial_{xx} P(x, y) \right] \\
+ O(\Delta^3)
\end{aligned}$$

Tendo expressões derivadas da expansão de Taylor das primeira e segunda ordens em termos dos dados mensuráveis, essas expressões podem ser aplicadas como filtro a vários problemas de interesse para a exploração e a análise de
5 dados sísmicos. Um filtro prático pode aproximar as expressões analíticas, tais como derivadas, por suas aproximações de diferença finita correspondentes.

Conforme mostrado na fig. 2, as aplicações para filtros, de acordo com a invenção, incluem geralmente as
10 etapas da obtenção dos dados de componentes múltiplos, usando um cabo flutuador de componentes múltiplos (etapa 21), usando uma equação de expansão com termos transversais, substituídos como acima descrito (etapa 22), e usando dispositivos de computação adequados para
15 determinar os dados interpolados ou extrapolados (etapa 23).

O primeiro desses problemas se refere à interpolação e intrapolação dos dados de pressão na direção ao longo de um cabo flutuador, a fim de gerar valores do

grupo de dados nos pontos entre os locais dos receptores.

O problema de interpolar um campo de ondas entre dois pontos, onde o valor do campo de ondas e algumas de suas derivadas são conhecidas, é bastante conhecido em uma
5 dimensão, e é solucionado pela aplicação de polinômios de Hermite aos dados.

O cabo flutuador de componentes múltiplos terá certa redundância nas medições longitudinais, se P e V_x forem registrados. Essa redundância pode ser explorada para
10 atenuar o ruído em um cabo flutuador de componentes múltiplos. Para o caso de existirem registros de P e V_x , e a fim de suprimir o ruído no P por meio de filtragem, o espaçamento máximo demandado entre sensores pode ser relaxado, se uma grade de valores de dados densa o
15 suficiente puder ser gerada por meio de interpolação. Como o ruído nos componentes de geofone será espacialmente ambíguo, esse método pode necessitar de um modelo para prever o ruído nos componentes de geofone, após ele ser conhecido nos componentes de pressão.

20 Polinômios de Hermite permitem que interpolemos dados de P a partir dos registros de P e V_x vizinhos entre $x = x_0$ e $x = x_1$, muito embora o modo do ruído de propagação mais lento possa ser espacialmente ambíguo nos registros de P propriamente ditos:

$$P(x, y_0) = P(x_0, y_0)(2s^3 - 3s^2 + 1) + P(x_1, y_0)(-2s^3 + 3s^2) + \rho \dot{V}_x(x_0, y_0)(s^3 - 2s^2 + s) + \rho \dot{V}_x(x_1, y_0)(s^3 - s^2) \quad (8)$$

onde os polinômios de Hermite são escritos em função de:

$$s = \frac{(x - x_0)}{(x_1 - x_0)} \quad (9)$$

Uma segunda aplicação é a extrapolação a distância de um cabo flutuador.

Para extrapolar dados de pressão a distância de um
 5 cabo flutuador de componentes múltiplos, mas não na direção
 de outro cabo flutuador de componentes múltiplos, uma
 interpolação unidirecional de Hermite pode ser aplicada ao
 longo do cabo flutuador, para o ponto ao longo do cabo
 flutuador, que possua a menor distância até o ponto, no
 10 qual os dados devam ser extrapolados. A interpolação ao
 longo do cabo flutuador pode ser realizada com um nível de
 exatidão arbitrária por derivadas de computação na direção
 do cabo flutuador dos diferentes termos necessários para a
 extrapolação de Taylor (Eq. (5) ou Eq. (7)) com exatidão
 15 espectral, desde que os termos necessários não sejam
 espacialmente ambíguos.

Porém, a interpolação de Hermite não pode ser
 arbitrariamente estendida, já que pela inclusão de
 derivadas de ordens cada vez maiores, mais ruído será
 20 amplificado.

O terceiro problema se refere à interpolação e
 intrapolação dos dados de pressão entre dois cabos

flutuadores de componentes múltiplos.

É possível que uma interpolação de Hermite não possa ser usada de modo transversal entre os cabos flutuadores, já que os termos para uma extrapolação de Taylor subsequente são provavelmente ambíguos. Ao invés disso, existe a necessidade de gerar uma forma modificada das fórmulas de intrapolação de Taylor para limitar o campo de ondas extrapolado entre os cabos flutuadores vizinhos para esse caso especial.

Se o campo de ondas e suas derivadas forem conhecidos nos vértices de um triângulo, e existir a vontade de interpolar o campo de ondas em um ponto no interior do triângulo, um primeiro método possível é usar uma expansão 2D de Taylor para cada um dos três pontos (Eq. (1)) e, a seguir, interpolar linearmente ou ponderar os três valores, de acordo com suas ponderadas baricêntricas. Porém, foi mostrado que isso irá resultar em um campo de ondas intrapolado com um nível de precisão inferior ao que pode ser alcançado, se os coeficientes da expansão de Taylor forem modificados ligeiramente, de modo que as interpolações sejam forçadas a se adequar aos dados em todos os vértices do triângulo, e não somente um de cada vez. Um exemplo da expansão de Taylor modificada pode ser encontrado, por exemplo, em uma recente tese de D. Kraaijpoel, "Campos de Raios Sísmicos e Mapas de Campos de Raios: Teoria e Algoritmos", Universidade de Utrecht

(2003).

Assim, para intrapolar o campo de ondas entre dois cabos flutuadores de componentes múltiplos, o domínio dos locais dos receptores é triangulado, de forma que cada ponto entre os dois cabos flutuadores incida dentro de um triângulo com um local de receptor em cada vértice. O campo de ondas é, então, extrapolado a partir de cada um dos três locais de registro para o ponto interno, usando-se a expansão de Taylor modificada. Os dados são então mediados, usando-se ponderação baricêntrica (triangular). As expansões de Taylor modificadas de primeira e segunda ordens da pressão são (ver, por exemplo, Kraaijpoel, 2003):

$$\tilde{P}(x+\Delta x, y+\Delta y) = P(x, y) + \frac{1}{2}[\Delta x \partial_x P(x, y) + \Delta y \rho \dot{V}_y(x, y)] + O(\Delta^2) \quad (10)$$

para a expansão de primeira ordem, e para a expansão de segunda ordem:

$$\begin{aligned} \tilde{P}(x+\Delta x, y+\Delta y) = & \quad (11) \\ & P(x, y) + \frac{2}{3}[\Delta x \partial_x P(x, y) + \Delta y \rho \dot{V}_y(x, y)] \\ & + \frac{1}{6}[(\Delta x)^2 \partial_{xx} P(x, y) + 2\Delta x \Delta y \rho \partial_x \dot{V}_y(x, y)] \\ & + \frac{(\Delta y)^2}{6} \left[\frac{3}{1 + \frac{2}{15} k^2 h^2} \left[\frac{k \cot(kh)}{h} P(x, y) - \frac{i\omega\rho}{h} V_z(x, y) \right] - \partial_{xx} P(x, y) \right] \\ & + O(\Delta^3). \end{aligned}$$

Existem diferentes coeficientes na frente dos termos nas Eq (10) e Eq. (11), em comparação com as expansões de Taylor tradicionais (Eq. (5) e Eq.(7)). As Eq.

(10) e Eq. (11) são mais bem usadas para a interpolação de dados em 2D, e não para extrapolação. A triangulação pode ser também usada na intrapolação entre cabos flutuadores em triângulos altamente degenerados. Um lado desses triângulos
5 é formado pelo espaçamento dos receptores, enquanto que os outros dois são determinados pela distância muito maior entre os cabos flutuadores. Assim, as equações acima podem ser aplicadas no limite de $\Delta x \rightarrow 0$.

Um quarto problema, onde os métodos de acordo com a
10 presente invenção podem ser aplicados, é a intrapolação dos dados de pressão em afastamentos próximos à fonte.

Esse é um caso especial particularmente importante para aplicações no campo da supressão de múltiplas. Em geral, um levantamento obtém dados de cabos flutuadores
15 múltiplos adjacentes, como mostrado na fig. 1. Mas nenhum dado está disponível na região mais próxima à fonte. Porém, no local da fonte, condições de simetria podem ser usadas na interpolação, de modo que os dados de pressão sejam simétricos ao longo do local da fonte. Em outras palavras,
20 uma expansão de Taylor do campo de ondas a distância do local da fonte irá conter somente termos pares, que são simétricos (pressão, segundas derivadas de pressão etc.), mas nenhum termo ímpar, que não é simétrico. O argumento é correto para a onda direta e para o caso de um modelo
25 unidimensional (1D) da Terra, mas se fragmenta com variações no subsolo. Porém, é possível que a simetria seja

uma forte limitação adicional para extrapolação em afastamentos próximos. Se a assinatura da fonte em campo próximo for conhecida (p. ex., ao utilizar a tecnologia CMS™ da Western Geco), então tais informações podem ser
5 adicionadas, para limitar a interpolação da chegada direta.

Por último, outro caso especial é aquele de um cabo flutuador de componentes múltiplos rebocado em paralelo a um cabo flutuador convencional registrando apenas dados P (P e todas as derivadas espaciais longitudinais são
10 conhecidas). Também para esse caso, é possível que uma forma modificada das fórmulas de intrapolação de Taylor, conforme acima, para limitar a extrapolação, se beneficie do fato de que o campo de ondas da pressão e suas derivadas longitudinais sejam conhecidos ao longo do cabo flutuador
15 convencional.

Para testar numericamente o desempenho dos métodos acima descrito, um modelo sintético 3D baseado em raios isentos de ruído foi gerado, usando-se uma fonte monocromática de 50 Hz. A fonte foi colocada na origem a 6m
20 de profundidade abaixo da superfície do mar. Registros foram colhidos a 6 m abaixo da superfície do mar. Uma reflexão primária foi simulada, a partir de um refletor com um coeficiente de reflexão de 1. A média entre a fonte, os receptores e o refletor foi obtida, como sendo homogênea
25 com uma velocidade de 1.500 m/s. A superfície do mar foi perfilada como um refletor plano com um coeficiente de

reflexão de -1. O fantasma no lado do receptor foi incluído no modelo sintético.

Os gráficos das figs. 3A a 3C ilustram o erro entre a resposta correta e a resposta intrapolada, no caso do
5 refletor ser localizado a uma profundidade de 2.500 m abaixo da fonte e um mergulho transversal de 10° . O mergulho resulta em uma onda atingindo os receptores a um ângulo de 20° .

O contorno de -26 dB é mostrado como linhas 31. A
10 ordenada mostra a distância longitudinal, a partir do local da fonte, enquanto que a abscissa é o afastamento longitudinal com um cabo flutuador localizado na margem esquerda, e o segundo cabo flutuador localizado na margem direita do gráfico. A distância entre os dois cabos
15 flutuadores é definida, como sendo de 100 m.

O gráfico da fig. 3A é a intrapolação usando somente dados de pressão, portanto, os dados disponibilizados pelos dois cabos flutuadores convencionais. Na fig. 3B, é mostrada uma intrapolação de
20 primeira ordem, usando a Eq. (10), e na fig. 3C é usada a intrapolação de segunda ordem da Eq. (11). Com a elevação da ordem de interpolação, dados exatos podem ser calculados em distância crescente, a partir do local dos receptores. Na fig. 3C, a linha de contorno 31 de -26 dB é dividida em
25 diversas regiões.

Gráficos inteiramente coloridos das figs. 3A - 3C

são adicionados como figs. 4A - 4C, embora desenhados em preto e branco. Os três gráficos das figs. 4A - 4C ilustram a exatidão que será obtida, ao se interpolar os dados registrados, usando-se somente dados de pressão registrados; dados de pressão registrados e o componente do movimento transversal de partículas registrado; e dados de pressão registrados, componente do movimento transversal de partículas registrado e derivada transversal de segunda ordem de P , conforme estimada, respectivamente, a partir do componente vertical do movimento de partículas registrado e dos dados de pressão registrados (ver a Eq. (6)).

Em uma modalidade particular, a invenção emprega dados de movimento de partículas, fazendo parte dos dados sísmicos coletados de componentes múltiplos. Os cabos flutuadores 10 alojam os receptores sísmicos 101 em sondas instrumentadas 600 com um sensor de movimento de partículas 603, conceitualmente mostrados na fig. 6. Os sensores de movimento de partículas 603 medem, não apenas a amplitude das frentes de onda de passagem, mas também sua direção. Os elementos de detecção dos sensores de movimento de partículas podem ser, por exemplo, um medidor de velocidade ou um acelerômetro. Sensores de movimento de partículas apropriados são divulgados em:

Pedido norte americano U.S. N° de Série 10/792.511, intitulado "Sensor de Movimento de Partículas para Cabos Flutuadores com Sensores Sísmicos Marinhos", depositado em

3 de março de 2004, em nome dos inventores Stig Rune Lennart Tenghamn e Andre Stenzel (publicado em 8 de setembro de 2005, como Publicação N° 2005/0194201);

Pedido norte americano U.S. N° de Série 10/233.266, intitulado "Aparelho e Métodos para Coleta de Dados Geofísicos Marinhos com Componentes Múltiplos", depositado em 30 de agosto de 2002, em nome dos inventores Stig Rune Lennart Tenghamn e outros (publicado em 4 de março de 2004, como Publicação N° 2004/0042341); e

Patente norte americana U.S. 3.283.293, intitulada "Detector de Velocidade de Partículas e Meios para Cancelar os Efeitos das Perturbações de Movimento nele Aplicados", em nome de G. M. Pavey Jr. e outros na qualidade de inventores, e publicada em 1 de novembro de 1966.

Qualquer sensor de movimento de partículas apropriado conhecido na técnica pode ser usado para implementar o sensor de movimento de partículas 603. Assim, será possível distinguir dados representando frentes de onda propagando-se para cima, das frentes de onda propagando-se para baixo.

Em geral, é desejável que as medições de ruído dos sensores de movimento de partículas 603 sejam coletadas o mais próximo possível do ponto, onde os dados sísmicos são coletados pelos sensores acústicos 101, como é razoavelmente possível. Uma maior distância entre a coleta dos dados de ruído e a coleta dos dados sísmicos irá

significar menor precisão na medição de ruído no ponto da coleta de dados sísmicos. Porém, não é necessário que o sensor de movimento de partículas 603 seja posicionado junto com o sensor acústico 101 dentro da sonda de sensores 600. O sensor de movimento de partículas 603 só precisa ser localizado de maneira próxima o suficiente ao sensor acústico 101, para que os dados de ruído por ele coletados representem, de modo razoável, o componente de ruído dos dados sísmicos coletados.

Assim, um cabo flutuador de componentes múltiplos contém registros de pressão, bem como registros do movimento de partículas. A equação de movimento nos ensina como calcular o gradiente dos dados de pressão diretamente a partir dos registros do movimento de partículas (ver o Pedido '299). Como também observado no Pedido '299, o Laplaciano do campo de ondas da pressão pode ser também calculado, quando o cabo flutuador de componentes múltiplos for rebocado nas proximidades do subsolo. Com derivadas de primeira ordem e possivelmente superiores do campo de ondas da pressão disponíveis, podemos contar com as técnicas de interpolação para fornecer dados mais bem espacialmente amostrados (de acordo com o teorema de amostragem de Nyquist), muito embora os cabos flutuadores de componentes múltiplos em si sejam espaçados de modo muito afastado entre eles, para permitir a interpolação, usando somente dados de pressão.

Os sensores das sondas instrumentadas 600 transmitem dados representativos da quantidade detectada através dos fios elétricos do cabo flutuador 10. Os dados dos sensores acústicos 101 e dos sensores de movimento de partículas 603 podem ser transmitidos através de linhas separadas. Porém, isso não é necessário para a prática da invenção. Porém, limitações de tamanho, peso e energia irão tornar isso tipicamente desejável. Os dados gerados pelo sensor de movimento de partículas 603 terão, portanto, necessidade de ser intercalados com os dados sísmicos. Técnicas para intercalar informações com esses são conhecidas na arte. Por exemplo, os dois tipos de dados podem ser multiplexados. Quaisquer técnicas adequadas para intercalação de dados, conhecidas na arte, podem ser empregadas.

Conforme será apreciado pelas pessoas versadas na técnica, uma variedade de sinais é transmitida para cima e para baixo do cabo flutuador 10 durante o levantamento sísmico. Por exemplo, energia é transmitida aos componentes eletrônicos (p. ex., o sensor acústico 101 e o sensor de movimento de partículas 603), sinais de controle são enviados aos elementos de posicionamento (não mostrados), e dados são transmitidos de volta para a embarcação 610. Para este fim, o cabo flutuador 10 fornece um número de linhas (isto é, um fio de energia 606, uma linha de comando e de controle 609, e uma linha de dados 612), através de quais

esses sinais podem ser transmitidos. As pessoas versadas na técnica deverão ainda apreciar, que existe um número de técnicas, que podem ser empregadas, que podem variar o número de linhas usadas para esse fim. Além disso, o cabo
5 flutuador 10 irá ainda incluir tipicamente outras estruturas, tais como membros de reforço (não mostrados), que são omitidos para fins de clareza.

Como acima citado, a técnica de interpolação aqui descrita pode encontrar aplicação em supressão de
10 múltiplas. Por conseguinte, conforme acima observado, a presente invenção emprega, assim, em outro aspecto, uma técnica de interpolação/ extrapolação. A arte tem há tempos sentido a necessidade de interpolar ou extrapolar registros de traços dentro de áreas sem receptores. Normalmente, o
15 campo de ondas e/ou suas derivadas só são conhecidos em um número de locais discretos. Porém, na prática, muitas vezes é desejável estender o conhecimento do campo de ondas a outros pontos, usando-se interpolação, extrapolação, ou uma combinação de extrapolação e interpolação, algumas vezes
20 conhecida como intrapolação. Conforme aqui usados, os termos "interpolar" e "interpolação" irão se referir geralmente a qualquer um entre os termos interpolação, extrapolação, e intrapolação, a não ser que de outro modo observado para significar especialmente interpolação, com a
25 exclusão de extrapolação e intrapolação.

Os sensores 101 mostrados na fig. 1 geram dados

representativos das reflexões, e os dados sísmicos são incorporados a sinais eletromagnéticos. Observe que os dados gerados são dados sísmicos de componentes múltiplos. Os sinais gerados pelos sensores 101 são comunicados a um
5 aparelho de computador, tal como o aparelho de computador 700 da fig. 7. O aparelho de computador 700 coleta os dados sísmicos para processamento. O aparelho de computador 700 é localizado na parte central da embarcação de levantamento 11. Porém, conforme será apreciado pelas pessoas versadas
10 na técnica, várias porções do aparelho de computador 700 podem ser distribuídas inteira ou parcialmente, p. ex., ao longo da rede de registro sísmico, que é composta dos cabos flutuadores 10, em modalidades alternativas.

O aparelho de computador 700 pode processar ele
15 próprio os dados sísmicos, armazenar os dados sísmicos para processamento em uma ocasião futura, transmitir os dados sísmicos para um local remoto para processamento, ou uma combinação dessas situações. De modo característico, o processamento ocorre a bordo da embarcação de levantamento
20 11, ou em uma ocasião futura, ao invés de ocorrer na embarcação de levantamento 11, devido ao desejo de manter a produção. Assim, os dados podem ser armazenados em uma mídia armazenadora magnética portátil (não mostrada), ou transmitidos sem fio da embarcação de levantamento 11 a um
25 centro de processamento (não mostrado) para processamento, de acordo com a presente invenção. De modo característico,

em um levantamento marinho, isso irá ocorrer através de links via satélite. De modo característico, os dados sísmicos de componentes múltiplos são armazenados no local e, a seguir, transmitidos/ transportados a uma instalação central de processamento, conforme acima discutido. Porém, em algumas modalidades, os dados sísmicos podem ser processados no local (ou mesmo em tempo real) ou arquivados antes do processamento. Em alguns casos, em que os dados sísmicos são arquivados, eles podem ser até arquivados por um período de anos. Observe que algumas modalidades alternativas podem empregar sistemas de coleta de dados múltiplos.

Assim, em um aspecto, a presente invenção é um método implementado por software. A fig. 7 mostra porções selecionadas da arquitetura de hardware e software de um aparelho de computador 700, tal como pode ser empregada em alguns aspectos da presente invenção. O aparelho de computador 700 inclui um processador 705 comunicando-se com o armazenamento 710 através de um sistema de barramento 715. O armazenamento 710 pode incluir um disco rígido e/ou memória de acesso aleatório ("RAM") e/ou armazenamento removível, tal como um disquete 717 e um disco ótico 720.

O armazenamento 710 é codificado com os dados sísmicos de componentes múltiplos 725, coletados como acima descrito. O armazenamento 710 é também codificado com um sistema operacional 730, um software para interface de

usuário 735, e um aplicativo 765. O software para interface de usuário 735, em conjunto com um mostrador 740, implementam uma interface de usuário 745. A interface de usuário 745 pode incluir dispositivos periféricos de I/O, tais como um teclado numérico ou teclado 750, um mouse 755, ou um joystick 760. O processador 705 roda sob controle do sistema operacional 730, que pode ser praticamente qualquer sistema operacional conhecido na técnica. O aplicativo 765 é evocado pelo sistema operacional 730 após a ligação, restauração, ou ambos, dependendo da implementação do sistema operacional 730. O aplicativo 765, quando evocado, executa o método da presente invenção. O usuário pode evocar o aplicativo de maneira convencional, através da interface de usuário 745.

Observe que não existe necessidade, para que os dados sísmicos de componentes múltiplos 725 residam no mesmo aparelho de computador 700, que o aplicativo 765, pelo qual eles são processados. Algumas modalidades da presente invenção podem ser, portanto, implementadas em um sistema de computador, p. ex., o sistema de computador 800 da fig. 8, compreendendo mais do que um aparelho de computador. Por exemplo, os dados sísmicos de componentes múltiplos 725 podem residir em uma estrutura de dados residente em um servidor 803 e no aplicativo 765', pelo qual eles são processados em uma estação de trabalho 806, onde o sistema de computador 800 emprega uma arquitetura de

cliente/ servidor em rede.

Porém, não existe nenhuma exigência para que o sistema de computador 800 seja ligado em rede. Modalidades alternativas podem empregar, por exemplo, uma arquitetura ponto a ponto ou um híbrido de uma arquitetura ponto a ponto e de cliente/ servidor. O escopo geográfico e o tamanho do sistema de computador 800 não são essenciais para a prática da invenção. O tamanho e escopo podem variar de umas poucas máquinas de uma Rede Local ("LAN") localizadas no mesmo ambiente a muitas centenas ou milhares de máquinas globalmente distribuídas em um sistema de computação da empresa.

A fig. 9 ilustra uma modalidade particular de um método 900 praticado de acordo com a presente invenção, e pode ser implementado no aplicativo 765, mostrado na fig. 7. Em geral, o método 900 compreende a interpolação (em 905) de um grupo de dados sísmicos transversais, a partir de um grupo de dados sísmicos de componentes múltiplos coletados; previsão (em 910) de uma múltipla nos dados sísmicos interpolados e coletados, a partir dos dados sísmicos de componentes múltiplos interpolados e coletados, combinados; e supressão (em 915) da múltipla prevista. Observe que, ao contrário do estado da arte, o método 900 interpola na direção transversal. Cada um desses atos será agora discutido em mais detalhes.

Como mostrado na fig. 9, o método 900 inicia com a

interpolação de um grupo de dados sísmicos transversais, a partir de um grupo de dados sísmicos de componentes múltiplos coletados. A técnica de interpolação acima divulgada é, então, aplicada aos dados sísmicos de 5 componentes múltiplos coletados, e resulta num grupo de dados sísmicos interpolados. Na modalidade ilustrada, os dados sísmicos interpolados são dados de pressão. Os dados interpolados não são, portanto, dados de componentes múltiplos na modalidade ilustrada.

10 Nessa técnica particular, os dados medidos por parte de um cabo flutuador de componentes múltiplos são usados para produzir um filtro, que interpola ou extrapola dados de pressão a distância do local do cabo flutuador. O filtro pode ser parcialmente baseado numa série de expansão 15 dos dados de pressão. Uma série de expansão é geralmente definida como uma representação da função ou grupo de dados, por meio de uma soma das derivadas cada vez maiores da função ou grupo de dados em um ponto, ou no espaço envolvendo um ponto. Uma das séries de expansão mais usadas 20 é a série de Taylor. Embora a série de Taylor não seja geralmente adequada para extrapolar funções oscilantes ao longo de grandes distâncias, essa técnica é baseada na concepção de que, em aplicações sísmicas, as ondas alcançam os receptores com incidência quase que vertical. Para 25 certas aplicações, de modo particular para intrapolação entre pontos conhecidos do grupo de dados, uma variante

preferida da presente invenção utiliza uma série de Taylor com ponderação modificada, de modo preferido, ponderação conhecida como ponderação baricêntrica ou triangular.

Apesar das séries de expansão terem sido propostas
5 na teoria sísmica, elas foram severamente restritas na aplicação real, porque tais expansões acarretam em termos transversais, que são de difícil avaliação. A falta da velocidade exata das partículas causava outros problemas: sem esses dados, os erros gerados pela intrapolação e a
10 extrapolação não tornam os resultados confiáveis. Foi agora verificado que cabos flutuadores de componentes múltiplos são capazes de proporcionar dados suficientemente exatos sobre a velocidade das partículas, de forma direta ou indireta. Em uma modalidade, derivadas dos dados
15 transversais de primeira ordem no filtro ou série de expansão são substituídas por medições longitudinais somente das quantidades do campo de ondas. Em outra modalidade, derivadas de dados transversais de segunda ordem no filtro ou série de expansão são ainda substituídas
20 por derivadas longitudinais e medições das quantidades do campo de ondas. A série de expansão é exata para um termo de expansão de primeira ordem, de preferência de segunda ordem. É desejável estender a série para a ordem mais elevada permitida pelas medições disponíveis das
25 quantidades do campo de ondas. Porém, os termos envolvem derivadas cada vez mais complexas dos dados medidos. Assim,

uma extensão dessas é, de preferência, limitada ao termo, que pode ser substituído ou expresso em termos dos dados medidos com precisão.

Porém, observe que a técnica de interpolação/
5 extrapolação inicialmente divulgada no Pedido '299 é apenas uma dessas técnicas, com que a invenção pode ser implementada. Outras técnicas adequadas são conhecidas na arte, através de seu uso em outros contextos. Qualquer técnica adequada conhecida na arte pode ser usada na
10 interpolação/ extrapolação dos dados sísmicos de componentes múltiplos coletados para os locais das fontes/ receptores do levantamento da linha de base, que geraram os dados herdados ou vice versa; na interpolação/ extrapolação dos dados sísmicos de componentes múltiplos coletados nos
15 locais das fontes/ receptores do levantamento repetido, ou, de modo alternativo, o levantamento da linha de base e repetido em um terceiro local, se o levantamento da linha de base e repetido forem coletados, usando-se um sistema de coleta de componentes múltiplos.

20 Além disso, algumas modalidades podem interpolar dados na direção longitudinal. De modo característico, isso não é necessário, visto que preocupações de amostragem espacial podem ser atendidas pela composição do cabo flutuador 10. A saber, se maior amostragem espacial for
25 desejada, os sensores 101 podem ser colocados de modo mais denso e em maior número nos cabos flutuadores 10. Todavia,

algumas modalidades podem optar por interpolar dados longitudinais. Observe que isso também implica em que algumas modalidades possam interpolar somente na direção transversal, com a exclusão da direção longitudinal.

5 A seguir, o método 900 prossegue, pela previsão (em 910) de uma múltipla nos dados sísmicos coletados de interpolados, a partir dos dados sísmicos coletados de componentes múltiplos e interpolados, combinados. Como acima descrito resumidamente, o levantamento, mostrado nas
10 figs. 1A e 1B, irá também incluir reflexões de múltiplas, ou múltiplas, e o processamento irá incluir supressão, atenuação ou remoção, das múltiplas dos dados sísmicos de componentes múltiplos. A fig. 10 apresenta exemplos de diferentes tipos de reflexões em um levantamento sísmico
15 marinho. Observe que múltiplas ocorrem de forma análoga em levantamentos feitos em terra firme. Uma fonte sísmica 1008, tal como uma pistola pneumática, cria ondas sísmicas no corpo hídrico 1006 e uma porção das ondas sísmicas se desloca para baixo através da água em direção às formações
20 subterrâneas 1002 e 1004 abaixo do corpo hídrico 1006.

 Quando as ondas sísmicas atingem um refletor sísmico, uma porção das ondas sísmicas é refletida para cima, e uma porção das ondas sísmicas prossegue para baixo. O refletor sísmico pode ser o fundo da água 1012, ou uma
25 das interfaces entre a formação subterrânea, tal como a interface 1014 entre as formações 1002 e 1004. Quando as

ondas refletidas se deslocando para cima atingem a interface água/ ar na superfície da água 1016, uma porção majoritária das ondas é refletida novamente para baixo. Prosseguindo nesse modelo, ondas sísmicas podem ser

5 refletidas diversas vezes entre refletores ascendentes, tal como o fundo da água 1012 ou as interfaces da formação abaixo, e o refletor descendente na superfície da água 1016 acima, conforme abaixo descrito em mais detalhes. Cada vez que as ondas se propagam passando pela posição de um

10 refletor sísmico 1010, o receptor 1010 detecta as ondas refletidas e gera sinais representativos.

Reflexões primárias são aquelas ondas sísmicas, que foram só uma vez refletidas, do fundo da água 1012 ou de uma interface entre formações subterrâneas, antes de serem

15 detectadas por um refletor sísmico 1010. Um exemplo de uma reflexão primária é mostrado na fig. 10, pelas trajetórias de raio 1020 e 1022. Reflexões primárias contêm as informações desejadas sobre as formações subterrâneas, que são a meta do levantamento sísmico marinho.

20 Múltiplas de superfície são aquelas ondas, que possuem tempos múltiplos refletidos entre a superfície da água 1016 e quaisquer refletores ascendentes, tais como o fundo da água 1012 ou interfaces de formação, antes de serem detectadas por um receptor 1010. Um exemplo de uma

25 múltipla de superfície, que é especificamente uma múltipla do fundo da água, é mostrado pelas trajetórias de raio

1030, 1032, 1034 e 1036. Os pontos na superfície da água 1016, nos quais a onda é refletida para baixo, são geralmente chamados de pontos de reflexão descendente. A múltipla de superfície, começando na trajetória do raio 5 1030, é uma múltipla de primeira ordem, visto que a múltipla contém uma reflexão da superfície da água 1016.

Dois exemplos de múltiplas gerais de superfície com reflexões ascendentes, a partir do fundo da água 1012 e de interfaces da formação, são mostrados pelas trajetórias de 10 raio 1040, 1042, 1046, 1048 e 1050, e pelas trajetórias de raio 1060, 1062, 1064, 1066, 1068 e 1070. Esses últimos dois exemplos de múltiplas de superfície são múltiplas da segunda ordem, visto que as múltiplas contêm duas reflexões da superfície da água 1016. Em geral, uma múltipla de 15 superfície é da n^{a} ordem, se a múltipla contiver n reflexões da superfície da água 1016. As múltiplas de superfície são ruído estranho, que obscurece o sinal de reflexão primária desejado.

Assim, dados sísmicos coletados através do 20 levantamento sísmico das figs. 1A e 1B irão incluir pelo menos múltiplas da primeira ordem, tais como aquelas mostradas na fig. 10. Observe que alguns levantamentos podem não produzir múltiplas de superfície de ordem superior nos dados sísmicos. Por exemplo, em alguns 25 levantamentos marinhos em águas profundas, múltiplas de ordem superior podem demorar muito para atingir os

receptores pertinentes, para alcançar a janela dos tempos de coleta para o levantamento. Assim, elas serão excluídas dos dados sísmicos. Os dados sísmicos de componentes múltiplos coletados 725, mostrados na fig. 7, são então processados, de acordo com a presente invenção, em um aparelho de computador, tal como o aparelho de computador 700, para suprimir as múltiplas.

Uma ampla classe de algoritmos para previsão de múltiplas preveem múltiplas, a partir de múltiplas primárias e de ordem inferior. Técnicas exemplificantes incluem eliminação de múltiplas relativas à superfície ("SRME") e atenuação de múltiplas da equação de ondas ("WEMA"), bem como outras conhecidas pela arte. Observe que WEMA é usada para dados sísmicos coletados através dos armazenamentos marinhos. Ambas, SRME e WEMA, podem ser usadas em dados sísmicos 2D ou 3D. Técnicas SRME para previsão de múltiplas são divulgadas nas seguintes referências:

(1) Pedido norte americano U.S. N° de Série 10/668.927, depositado em 23 de setembro de 2003, intitulado "Método para a Previsão 3D das Múltiplas de Superfície Livre", e publicado em 24 de março de 2005 ("o Pedido '927"), que divulga uma técnica de previsão de múltiplas de superfície ("SMP");

(2) Pedido norte americano U.S. N° de Série N° 60/560.223, depositado em 7 de abril de 2004, intitulado

"Previsão Rápida 3D das Múltiplas de Superfície", (Referência de Agente N° 594-25606), que divulga uma técnica de previsão rápida das múltiplas de superfície ("FSMP");

5 (3) Pedido norte americano U.S. N° de Série 60/560.129, depositado em 7 de abril de 2004, intitulado "Previsão Geral 3D das Múltiplas de Superfície", (Ref. de Agente N° 594-25608), que divulga uma técnica de previsão geral das múltiplas de superfície ("GSMP").

10 Outra classe de técnicas para previsão de múltiplas, que podem ser chamadas de técnicas de 'Amundsen' para remoção de múltiplas para os presentes fins, são divulgadas em:

 (4) Amundsen, L. e outros, "Atenuação das Múltiplas de Superfície Livre do Gradiente de Pressão e de Pressão Marinha", 65th Mtg. Eur. Assn. Geosci. Eng., P192 (2003);

 (5) Amundsen, L., 2001, "Eliminação das Múltiplas Relativas à Superfície Livre sem a Necessidade do Pulso da Fonte", 66 Geophysics, 327-341 (2001); e

20 (6) Holvik, E., e Amundsen, L., "Eliminação da resposta de sobrecarga da fonte de componentes múltiplos e dos dados sísmicos do receptor, com remoção da assinatura da fonte e decomposição em respostas de ondas PP, PS, e SS", 70 Geophysics 43-59 (2005).

25 Uma técnica WEMA para previsão de múltiplas é ensinada em:

(7) Wiggins, J.W, "Atenuação de Múltiplas Complexas do Fundo da Água por Previsão Baseada em Equação de Ondas e Subtração", 53 Geophysics, 1627-1539 (1988).

As referências (1) - (3) são aqui expressamente
5 incorporadas para fins de referência, como se elas fossem aqui literalmente descritas. Contudo, qualquer técnica adequada para previsão de múltiplas conhecida na arte pode ser usada. Por exemplo, técnicas de supressão de múltiplas baseadas em sobretempo e técnicas originadas por Dimitri
10 Lochtanov ("Técnicas de remoção de múltiplas de Lochtanov"), também podem ser aplicadas.

Para promover a compreensão da presente invenção, uma técnica apropriada para previsão de múltiplas será agora divulgada de maneira mais detalhada. De modo
15 particular, as figs. 11A e 11B ilustram a técnica SMP 1100 do Pedido '927 para prever uma pluralidade de múltiplas de superfície para uma pluralidade de traços em um registro de dados sísmicos. Na fig. 11B, um traço específico na linha subterrânea alvo 1110, para o qual as múltiplas de
20 superfície devem ser previstas, possui uma fonte em S e um receptor em R, e é ilustrado como traço (S, R). O traço (S, R) é selecionado a partir da linha subterrânea alvo 1110. Uma segunda linha subterrânea 1120 (aqui a seguir chamada de "linha subterrânea de entrada") dentro de uma janela
25 transversal especificada 1130 da linha subterrânea alvo 1110 é selecionada.

A janela 1130 é geralmente especificada por uma distância máxima Y a partir da linha subterrânea alvo 1110, que é geralmente posicionada no meio da janela 1130. A janela 1130 consiste, em geral, de muitas linhas subterrâneas de entrada em potencial, uma delas sendo a linha subterrânea alvo 1110. O termo 'janela' é usado em relação ao local da linha subterrânea de entrada 1120 e ao local dos pontos de reflexão descendentes em potencial com relação à linha subterrânea alvo 1110. Porém, deve ser observado que a direção transversal Y , a partir da linha subterrânea alvo 1110 até os pontos de reflexão descendentes em potencial, é sempre o dobro daquela até a linha subterrânea de entrada 1120 e, assim, a extensão transversal da janela 1130 definida em termos dos pontos de reflexão descendentes em potencial é o dobro daquela definida em termos da linha subterrânea de entrada 1120.

Com referência agora às figs. 11A e 11B, o método 1100 inicia, pela seleção (em 1103) de uma linha subterrânea alvo 1110. Uma linha subterrânea de entrada 1120 dentro de uma janela 1130 da linha subterrânea alvo 1110 é, então, selecionada (em 1106). Um ponto X e, então, selecionado (em 1109) em uma linha 1140 com o dobro da distância entre a linha subterrânea de entrada 1120 e a linha subterrânea alvo 1110, onde o ponto X corresponde a um ponto de reflexão descendente em potencial das múltiplas de superfície para um traço no registro. Uma múltipla de

superfície em potencial é, então, gerada (em 1112) para o traço 1140 correspondente ao ponto X.

A seleção do ponto (em 1109) e a geração em potencial das múltiplas de superfície (em 112) são repetidas (em 1115) para cada ponto X na linha 1140. Isso gera uma linha de múltiplas de superfície em potencial para o traço correspondente a cada ponto X. Todo o processo é repetido (em 118) para cada linha subterrânea de entrada 1120 (p. ex., para as linhas 1150, 1160) dentro da janela 1130 da linha subterrânea alvo 1110. Isso gera uma pluralidade de múltiplas de superfície em potencial para o traço correspondente a cada linha subterrânea alvo 1110 dentro da janela 1130. O método 1100, a seguir, adiciona (em 1121) a pluralidade de múltiplas de superfície em potencial correspondente a cada linha subterrânea de entrada 1120 dentro da janela 1130, para gerar uma múltipla de superfície para o traço. Isso é repetido para cada traço nos dados sísmicos de componentes múltiplos, para produzir um grupo de múltiplas previstas para os dados sísmicos de componentes múltiplos.

Em muitos casos, pode ser desejável realizar certas 'correções' nos dados de componentes múltiplos. Algumas dessas correções podem ser realizadas, como parte integrante da previsão de múltiplas. Por exemplo, nas figs. 11A e 11B, somente uma porção da linha subterrânea de entrada 1120 é usada, indicada como (S', R'). Uma correção

de sobretempo diferencial é aplicada ao traço (S' , R'), para simular o traço (S , X). A correção de sobretempo diferencial compensa a diferença de afastamento entre os dois traços, onde o afastamento de um traço é definido, como sendo a distância horizontal da fonte ao receptor. A correção de sobretempo diferencial é aqui usada, visto que os traços (S , X) e (S' , R') possuem o mesmo local de ponto médio M . Através da aplicação da correção de sobretempo diferencial, a fonte no local S' na SSL de entrada 1120 é transferida ao local S na linha subterrânea alvo 1110, e o receptor no local R' na SSL de entrada 1120 é transferido para o local X na linha dos locais para X 1140. A correção de sobretempo diferencial pode ser um sobretempo diferencial normal (NMO), embora outros algoritmos para correção de sobretempo diferencial sejam também contemplados por modalidades da invenção.

Outras correções podem ser realizadas, de modo independente das previsões de múltiplas. Por exemplo, pode ser algumas vezes desejável executar primeiro, o que é conhecido como uma "correção estática" nos dados sísmicos de componentes múltiplos. Muitas vezes chamada de "estática", uma correção estática é uma variação volumétrica de um traço sísmico em função do tempo durante o processamento sísmico, para 'corrigir' os efeitos das anomalias ambientais. Em geral, a estática é causada por variações estruturais ou de velocidade na superfície

adjacente. Essas variações podem ser espaciais (p. ex.,
estática de elevação) ou temporais (p. ex., estática das
marés). Em levantamentos marinhos, correções de estática
comum compensam as mudanças nas condições das marés e na
5 velocidade da água.

As correções primárias, ou correções nas reflexões
primárias (p. ex., a reflexão 645 na fig. 1), destinadas a
melhorar a continuidade das reflexões primárias, são
conhecidas na arte. As descontinuidades no grupo original
10 de dados sísmicos de componentes múltiplos deverão ter sido
geralmente causadas por anomalias relacionadas às mudanças
no subsolo durante o tempo de coleta do levantamento.
Assim, esses tipos de estática são tipicamente espaciais.
Em geral, como foi acima mencionado, estáticas para
15 primárias são conhecidas na arte, e são, de modo
característico, uma variação volumétrica de um traço
sísmico em função do tempo durante o processamento sísmico.

Uma técnica adequada para uso na estática temporal
é divulgada no Pedido norte americano U.S. N° de Série
20 11/213.137, intitulado "Manipulação de Correções da
Estática na Previsão de Múltiplas", depositado em 26 de
agosto de 2005 em nome de Ian Moore (Referência de Agente
N° 594-25615-US). Esse Pedido é aqui expressamente
incorporado para fins de referência, como se ele fosse aqui
25 literalmente descrito. Conforme observado nesse Pedido, o
termo "temporal" se refere a anomalias variando ao longo do

tempo de coleta dos dados sísmicos de componentes múltiplos. Por exemplo, marés e velocidade da água podem variar ao longo do tempo durante a coleta em um levantamento marinho.

5 Porém, observe que correções da estática podem não ser aplicadas em algumas modalidades. Ou correções da estática espacial podem ser aplicadas na ausência das correções da estática temporal. Ou pode ocorrer o contrário. A invenção admite ampla variação nesse aspecto.

10 Retornando à fig. 9, o método 900 continua através da supressão (em 915) da múltipla prevista. Observe que "supressão" é apenas um termo descrevendo a noção de reduzir os efeitos das múltiplas nos dados sísmicos, e que outros termos, tais como "atenuação", "redução", e
15 "remoção", ou suas variantes, são algumas vezes usados. Para promover um entendimento da invenção, uma técnica particular para supressão de múltiplas será agora divulgada. De modo particular, a técnica divulgada na Patente U.S. 5.587.965, intitulada "Atenuação de Múltiplas
20 de Superfície via Decomposição do Valor Característico", publicada em 24 de dezembro de 1996, em nome da Western Atlas Intenational, Inc., uma agente dos inventores William H. Dragoset, Jr. and Zeljko Jericevic. O a seguir é extraído dessa patente.

25 Na discussão a seguir, deixemos que as letras em caixa alta representem os campos de onda sísmica originais,

os grupos de dados registrados correspondentes, ou as matrizes ou cubos de dados correspondentes. Esse método particular para eliminar ou atenuar substancialmente múltiplas de superfície, através de um sinal sísmico marinho, é ilustrado nas figs. 13 e 14. Em geral, o sinal sísmico marinho é truncado em função do tempo e do domínio de tempo. O sinal sísmico marinho e o sinal truncado são transformados a partir do domínio de tempo em domínio de frequência, e são representados, respectivamente, pelas matrizes D e DT. A decomposição do valor característico:

$$D_T = S \cdot \Lambda \cdot S^{-1} \quad 12)$$

é calculada, onde:

$\Lambda \equiv$ a matriz diagonal, cujos elementos são os valores característicos de D_T ;

$S \equiv$ a matriz quadrada, cujas linhas são os vetores característicos correspondentes de D_T ; e

$S^{-1} \equiv$ a inversa matricial de S.

O produto matricial $D \cdot S$ é calculado e salvo na memória, e a inversa matricial S^{-1} é calculada e salva na memória. Uma estimativa inicial para o pulso da fonte w é feita. A matriz diagonal $[I - w^{-1} \Lambda]$ é calculada, e a inversa matricial $[I - w^{-1} \Lambda]^{-1}$ é calculada. O produto matricial $D \cdot S$ e a inversa matricial S^{-1} são recuperados da memória e o produto matricial $[D \cdot S] [I - w^{-1} \Lambda]^{-1} S^{-1}$ é calculado. O pulso da fonte w é calculado, através da minimização da energia total no

produto matricial $[D \cdot S] [I - w^{-1} \Lambda]^{-1} S^{-1}$, usando-se um enlace iterativo. A matriz primária P é computada, através da inserção do valor computado para o pulso da fonte w na expressão $P = [D \cdot S] [I - w^{-1} \Lambda]^{-1} S^{-1}$. Por último, a matriz P é transformada de modo inverso. do domínio de frequência no domínio de tempo.

Na discussão a seguir, deixemos que as letras em caixa alta representem os campos de onda sísmica originais, os grupos de dados registrados correspondentes, ou as matrizes ou cubos de dados correspondentes. Assim, deixemos que D represente um grupo de dados sísmicos marinhos correspondentes a um campo de ondas D . O campo de ondas D pode ser dividido em duas partes,

$$D = P + M \quad (13)$$

O campo de ondas primário P representa aquela porção de D , que não contém múltiplas de superfície. O campo de ondas das múltiplas de superfície M representa aquela porção de D , que contém múltiplas de superfície de qualquer ordem. A atenuação das múltiplas de superfície é um método de processamento para remover o campo de ondas das múltiplas M , do campo de ondas registrado D , para produzir o campo de ondas primário desejado P .

Para cada i de 1 a ∞ , deixemos que M_i represente aquela porção de M contendo múltiplas de superfície da i ordem. A seguir, o campo de ondas das múltiplas de superfície M pode ser ainda decomposto em uma soma infinita

de diferentes ordens,

$$M=M_1+M_2+\dots+M_i+\dots \quad (14)$$

Os conjuntos de dados registrados possuem uma duração finita, assim que somente um número finito de termos da Eq. (14) é necessário para representar o campo de ondas correspondente. Substituindo uma Eq. (14) adequadamente truncada na Eq. (13) resulta

$$D=P+M_1+M_2+\dots+M_n \quad (15)$$

para determinado valor n .

O processo de atenuação das múltiplas de superfície presume que eventos das múltiplas de superfície M_i da i ordem podem ser previstos, através do conhecimento dos eventos das múltiplas de superfície M_{i-1} da $i-1$ ordem e do campo de ondas primário P . Essa hipótese significa que existe determinado operador matemático O , assim que

$$M_i=POM_{i-1} \quad (16)$$

Inserindo a Eq. (16) na Eq. (15) e fatorando primeiro P e, a seguir, O resulta:

$$\begin{aligned} D &= P+POP+POM_1+\dots+POM_{n-1} \\ &= P[1+O(P+M_1+\dots+M_{n-1})] \end{aligned} \quad (17)$$

Definem uma versão truncada de D por

$$\begin{aligned} D_T &= P+M_1+\dots+M_{n-1} \\ &= D-M_n \end{aligned} \quad (18)$$

Na prática, conforme será mais tarde discutido, D_T será aproximado, pelo truncamento dos traços em D em função

do tempo, ao invés da construção e subtração real de M_n de D . A inserção da Eq. (18) na Eq. (17) resulta na forma compacta

$$D=P[1+OD_T] \quad (19)$$

A Eq. (19) é uma fórmula para modelamento progressivo recursivo das múltiplas de superfície. A Eq (19) representa a adição dos eventos da n^a ordem ao campo de ondas contendo todos os eventos até a $n-1$ ordem, e incluindo a mesma. Se a expressão entre colchetes na Eq. (19) possuir uma inversa, então a Eq. (19) pode ser invertida para produzir

$$P=D[1+OD_T]^{-1} \quad (20)$$

A Eq. (20) é a inversa da equação do modelamento progressivo recursivo, Eq. (19). A Eq. (20) descreve que, se um operador O adequado puder ser encontrado, então o campo de ondas primário P , isento das múltiplas de superfície, pode ser computado diretamente a partir do campo de ondas registrado D . O operador O sendo adequado significa que o operador O precisa ser geofísica e matematicamente plausível. O operador O sendo geofisicamente plausível significa que o operador O satisfaz a Eq. (16). O operador O sendo matematicamente plausível significa, em primeiro lugar, que as fatorações na Eq. (17) são válidas e, em segundo lugar, que a inversa da expressão entre colchetes na Eq. (19) existe e, assim, que a Eq. (20) é válida.

Deixemos que as letras em caixa alta representem traços ou eventos individuais dentro dos campos de onda ou grupos de dados. Assim, m_i é um evento de múltipla da i ordem dentro de um traço d no campo de ondas D . Riley e Claerbout, "Reflexões de Múltiplas 2D" Geophysics, vol. 41, 1976, págs. 592-620,, produzem as versões unidimensionais das Eqs. (19) e (20). Supondo que a terra possua uma única camada refletora plana, seja lateralmente homogênea, e que a fonte marinha crie uma onda plana do tipo impulso deslocando-se verticalmente para baixo. Sob essas condições, todos os traços no campo de ondas D são iguais, assim que todo o campo de ondas D pode ser representado por um único traço d . Deixando que o coeficiente de reflexão da superfície da água seja -1 , a fórmula recursiva a seguir representa a previsão do evento das múltiplas de superfície m_i da i ordem a partir do evento m_{i-1} das múltiplas de superfície da $i-1$ ordem e o evento primário p no traço d ,

$$m_i = -p * m_{i-1} \quad (21)$$

onde $*$ representa a convolução no domínio do tempo. A Eq. (21) é uma versão unidimensional da Eq. (16). Aqui, o operador O se tornou a convolução seguida pela multiplicação por -1 . As fatorações na Eq. (17) são matematicamente válidas, visto que a convolução é um processo comutativo. A inversão da Eq. (20) é matematicamente válida, visto que ela é simplesmente uma deconvolução. Nesse caso, a versão unidimensional da Eq.

(20) se torna

$$p = d^* [1 - d_T]^{-1} \quad (22)$$

expressão entre colchetes na Eq. (22) age como um filtro, cuja inversa executa a deconvolução das múltiplas de superfície no traço d . A Eq. (22) funciona igualmente de maneira adequada para modelos unidimensionais de atenuação das múltiplas de superfície tendo qualquer número de camadas refletoras.

Porém, a aplicação direta das Eqs. (21) (22) aos casos bi ou tridimensionais de atenuação das múltiplas de superfície não é prática. Uma versão bi ou tridimensional da Eq. (21) deve honrar a equação de ondas. A integral de Kirchhoff, uma expressão matemática do princípio de Huygens, honra a equação de ondas. A integral de Kirchhoff fornece uma generalização bi ou tridimensional da Eq. (21) e, assim, é a base de um operador O geofisicamente adequado. Diversos métodos distintos para atenuação bidimensional das múltiplas de superfície são descritos na literatura. Riley e Claerbout, "Reflexões de Múltiplas 2D", *Geophysics*, vol. 41, 1976, págs. 592-620, estendem sua deconvolução unidimensional para bidimensional, usando um esquema de diferença finita, com base na equação escalar da onda, e usando informações sobre o pulso da fonte e refletividades. Fokkema e Van den Berg, "Remoção dos Fenômenos de Onda Relativos à Superfície: o Caso Marinho", 60th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts,

1990, págs. 1689-1692, descreve um método para remover múltiplas de superfície, que é derivado do teorema da reciprocidade de Rayleigh. A solução é por inversão matricial direta, ou por uma série de Neumann iterativa, usando informações sobre o pulso da fonte e propriedades da camada de água. Verschuur, "Eliminação de Múltiplas Baseadas em Superfície, em Termos das Fontes de Huygens", J. of Seismic Exploration, vol. 1, 1992, págs. 49-59, e Verschuur e outros, "Eliminação Adaptável de Múltiplas Relacionadas à Superfície" Geophysics, vol. 57, n°. 1, 1992, págs. 1166-1177, resolvem o problema das múltiplas de superfície, usando um método de domínio f-x, baseado no princípio de Huygens, usando informações sobre o pulso da fonte e as propriedades de refletividade da superfície livre. Uma estimativa em escala do pulso da fonte pode ser calculada, de maneira adaptável, segundo Carvalho e outros, "Exemplos de um Método de Inversão Não-linear Baseado na Teoria da Dispersão da Matriz T: Aplicação à Supressão de Múltiplas", 61st Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1991, págs. 1319-1322, que formulam um método para supressão de múltiplas em termos da teoria da dispersão da matriz T, usando uma estimativa do pulso da fonte. Todos esses métodos são estreitamente relacionados, porque todos eles precisam honrar a equação das ondas acústicas.

O uso da integral de Kirchhoff fornece a

generalização bi ou tridimensional apropriada da inversa da equação de modelamento progressivo recursivo para atenuação das múltiplas de superfície, conforme fornecida em geral pela Eq. (20) e no formato unidimensional pela Eq. (22). A

5 discussão a seguir dá enfoque a uma implementação bidirecional da atenuação das múltiplas de superfície. A integral de Kirchhoff deve ser tornada compatível com as Eqs. (16) - (20). Em primeiro lugar, os dados sísmicos marinhos registrados são transformados por Fourier, do

10 domínio de tempo para o domínio de frequência. Permita-nos que p e m representem componentes de uma única frequência dos traços transformados por Fourier. Por exemplo, $m_i(S, R)$ é uma componente de frequência do traço, cuja fonte e receptor estavam, respectivamente, nas posições S e R , e

15 que contém somente múltiplas de superfície da i ordem. Deixemos que $m_{M,i-1}$ represente m_{i-1} , após ser modificado para incluir as correções de escala e de fase, e o fator de obliquidade demandado pela integral de Kirchhoff. A modificação de Kirchhoff é fornecida por

$$m_{M,i-1}(x, R) = (1-j) \sqrt{\frac{\omega}{4\pi}} \cos[\sin^{-1}(k_x \frac{V}{\omega})] m_{i-1}(x, R) \quad (23)$$

20 onde

x = coordenada longitudinal,

$j = (-1)^{1/2}$

ω = frequência angular,

$k_x = x$ - componente do vetor do número de ondas,

e

V = velocidade do som na água.

Devido ao k_x , a modificação de m_{i-1} é em função do mergulho. No domínio da frequência, a integral de Kirchhoff
5 pode ser escrita como

$$m_i(S, R) = - \int p(S, x) m_{M, i-1}(x, R) dx \quad (24)$$

Como na Eq. (21), o sinal de menos é devido ao coeficiente de reflexão negativa da superfície da água.

Na prática, campos de onda registrados não são contínuos em x , assim que a integral na Eq. (24) deve ser
10 substituída pelo seguinte somatório discreto com relação a x

$$m_i(S, R) = - \sum p(S, x) m_{M, i-1}(x, R) \quad (25)$$

Exceto quanto ao sinal de menos, a Eq. (25) é a fórmula para computar um elemento do produto de duas matrizes. Assim, definir M_{i-1} como a matriz, cujas colunas
15 são os registros comuns do receptor, $m_{i-1}(x, R)$, definir $M_{M, i-1}$ como a matriz, cujas colunas são os registros comuns do receptor modificados por Kirchhoff, $m_{M, i-1}(x, R)$, e definir P como a matriz, cujas linhas são os registros comuns de tiro, $p(S, x)$. Então, a Eq. (25) se torna

$$M_i = -P \cdot M_{M, i-1} \quad (26)$$

20 Visto que os índices matriciais são as coordenadas de tiro e do receptor, os traços de afastamento nulo se situam ao longo da diagonal principal de cada matriz. Se o

operador O na Eq. (16) for uma multiplicação matricial, e as quantidades em caixa alta forem matrizes, então a Eq. (16) se transforma na Eq. (26) e, assim, a Eq. (20) se transforma em

$$P=D[I-D_M]^{-1} \quad (27)$$

5 onde I é a matriz da identidade e o sobrescrito "-1" indica a inversão matricial.

Para dados ideais, a Eq. (27) fornece um algoritmo simples para atenuação das múltiplas de superfície bidimensionais. O termo "ideal" pretende significar que o

10 campo de ondas é registrado em banda larga, não contém ruído, possui todos os efeitos do curso, incluindo fantasmas de fonte e receptor removidos, e possui uma faixa de afastamento do traço, que começa no afastamento nulo. Além disso, cada amostra individual dentro do grupo de

15 dados D deve ter uma amplitude relativa verdadeira com relação a cada outra amostra dentro do D . Todos os traços em um grupo de dados são transformados por Fourier e inseridos em um cubo de dados $D(S,R,f)$. Aqui, S é a posição da fonte, R é a posição do receptor, e f é a frequência. A

20 seguir, os traços originais são também truncados em função do tempo, transformados por Fourier, modificados por Kirchhoff, e inseridos em outro cubo de dados $D_M(S,R,f)$. Para cada frequência f , matrizes $D(S,R)$ e $D_M(S,R)$ são extraídas dos cubos de dados D e D_M , respectivamente, e

25 inseridas na Eq. (27). Uma inversão matricial e uma

multiplicação matricial produzem a matriz primária $P(S,R)$, que é inserida em um cubo de dados de saída $P(S,R,f)$. Por último, cada traço no cubo de dados P é transformado por Fourier invertido e reorganizado em conjuntos.

5 Para dados não-ideais, os efeitos do pulso não foram removidos e são o fator principal, que precisa ser levado em conta. De acordo com o modelo convolucional, um traço sísmico registrado consiste de um pulso tendo o seu tempo possivelmente variável convolucionado com as séries

10 de reflexões da terra. O pulso contém um componente relacionado ao equipamento de coleta, denominado pulso da fonte, e um componente devido à atenuação e absorção da terra. O impacto do componente terrestre sobre a atenuação das múltiplas de superfície pode ser visto, levando em

15 conta de como a Eq. (21) é afetada. Se o componente terrestre for significativo, então os eventos p , m_i e m_{i-1} deverão conter, cada qual, um pulso específico que representa os efeitos que a terra possui sobre o campo de ondas correspondente propagando-se pela terra. Visto que o

20 total das camadas terrestre atravessado pelo evento m_i é somente a soma das camadas terrestres atravessadas pelo evento p e pelo evento m_{i-1} , o pulso no m_i será, de acordo com o modelo convolucional, simplesmente uma convolução dos outros dois pulsos. Assim, quaisquer efeitos de pulso,

25 devido à propagação pela terra, surgem de maneira idêntica nos dois lados da Eq. (21), assim que a atenuação das

múltiplas de superfície não é afetada pela filtração terrestre.

Ao contrário, se os três eventos contiverem, cada qual, o mesmo pulso da fonte, esse pulso irá aparecer duas
 5 vezes no lado direito da Eq. (21), mas somente uma vez do lado esquerdo. Assim, a Eq. (21) não serve mais para esse caso, e a atenuação das múltiplas de superfície não pode ser realizada através da aplicação da Eq. (22). Na teoria, esse problema é facilmente resolvido pela redefinição do
 10 operador O , incluindo uma convolução pela inversa do pulso da fonte w . A Eq. (27) se transforma em

$$P = D[I - w^{-1}D_M]^{-1} \quad (28)$$

onde w^{-1} é a inversão do pulso. Visto que a Eq. (28) está no domínio da frequência, a convolução é realizada por multiplicação. Porém, na prática, o pulso da fonte w é
 15 inicialmente desconhecido.

O pulso da fonte w pode ser encontrado por minimização da energia total em P na Eq. (28). Quando $w=0$ na Eq. (28), a energia total em P é igual àquela em D , assim que não ocorre nenhuma atenuação das múltiplas de
 20 superfície. Quando a amplitude do pulso invertido aumenta, a Eq. (28) começa a atenuar as múltiplas de superfície, assim que a energia total em P diminui. Porém, se a amplitude do pulso invertido se tornar muito grande, então a Eq. (28) estima em excesso as múltiplas de superfície, e
 25 a energia total em P começa a subir. A energia total mínima

ocorre, quando o pulso invertido compensa exatamente o pulso da fonte. Assim, a atenuação das múltiplas de superfície se torna um problema de minimização da norma L_2 , que possui soluções padrão, tal como a técnica do gradiente conjugado. Pode-se também minimizar outras medidas da energia das múltiplas de superfície em P .

A fig. 12 apresenta um diagrama esquemático do método geral (1200) para atenuar múltiplas de superfície através de um sinal sísmico marinho. Um conjunto de dados marinhos bidimensionais é registrado (em 1202), como um sinal sísmico. Os traços, que contêm o conjunto de dados, são truncados em função do tempo (em 1204). Ambos, os dados registrados (em 1202) e os traços truncados (em 1204), são transformados por Fourier (respectivamente em 1206, 1208), do domínio de tempo no domínio de frequência. Os traços truncados e transformados são modificados (em 1210) no domínio de frequência, para incluir os fatores de obliquidade, escala e fase demandados pela integral de Kirchhoff e apresentados pela Eq. (23). Os dados transformados são dados (em 1212) para construir um cubo de dados $D(S,R,f)$. Aqui, S é o local da fonte, R é o local do receptor, e f é a frequência. Os traços modificados são usados (em 1214) para construir outro cubo de dados, o cubo de dados modificados $D_M(S,R,f)$. A seguir, essa série de etapas (em 1216, 1218, 1220 e 1222) é repetida para cada valor de frequência f no cubo de dados $D(S,R,f)$. Assim,

para cada frequência f , uma matriz $D(S,R)$ é extraída (em 1216) do cubo de dados $D(S,R,f)$, e uma matriz modificada $D_M(S,R)$ é extraída (em 1218) do cubo de dados modificados $D_M(S,R,f)$. Para cada frequência f , a matriz primária $P(S,R)$ é computada (em 1220) a partir das matrizes $D(S,R)$ e $D_M(S,R)$. A computação da matriz P (em 1220) envolve a resolução da Eq. (20), conforme fornecida pela Eq. (27) ou pela Eq. (28), que será abaixo discutida em mais detalhes. Para cada frequência f , a matriz $P(S,R)$ é inserida (em 1222) no cubo de dados $P(S,R,f)$, construindo assim o cubo de dados primário P . Por último, o cubo de dados P é transformado por Fourier inverso (em 1224), do domínio de frequência no domínio de tempo.

As figs. 13 e 14 apresentam diagramas esquemáticos para computar a matriz primária $P(S,R)$, conforme indicada (em 1220) na fig. 12 para dados não-ideais. As etapas preliminares do método (em 1300) são mostradas na fig. 13. Uma decomposição de valor característico $D_M = S \Lambda S^{-1}$ da matriz modificada $D_M(S,R)$ é computada (em 1302). Aqui, as linhas da matriz $S(S,R)$ são construídas através dos vetores característicos da matriz modificada D_M e a matriz $\Lambda(S,R)$ é uma matriz diagonal, cujos elementos diagonais são os valores característicos correspondentes da matriz modificada D_M . O produto matricial $D.S$ é calculado uma vez (em 1304) e, em seguida, o produto matricial $D.S$ é salvo (em 1306) na memória. A inversão matricial S^{-1} da matriz S

é também calculada uma vez (em 1308) e, a seguir, a inversão matricial S^{-1} é também salva em (1310) na memória. O fluxo do método no diagrama esquemático da fig. 13 continua (em 1312) na fig. 14.

5 As etapas restantes, compreendendo o enlace iterativo no método da presente invenção para computar a matriz $P(S,R)$, são mostradas (em 1400) na fig. 14. O fluxo prossegue (em 1402) no ponto, onde o diagrama esquemático da fig. 14 advém da fig. 13 (em 1312). Uma estimativa
10 inicial para o valor do escalar complexo representando o pulso da fonte w é feita (em 1404). A matriz diagonal $[I-w^{-1}\Lambda.]$ é calculada (em 1406). Aqui, I é a matriz da identidade. A inversa matricial $[I-w^{-1}\Lambda.]^{-1}$ da matriz diagonal $[I-w^{-1}\Lambda.]$ é calculada (em 1408). O produto
15 matricial $D.S$ e a inversa matricial S^{-1} são recuperados da memória (em 1410). Uma expressão para matriz primária $P(S,R)$ é calculada a partir do produto matricial fornecido pela Eq. (21),

$$P=[D.S][I-w^{-1}\Lambda.]^{-1}S^{-1} \quad (29)$$

em função do pulso w (em 1412). Um valor para o pulso da
20 fonte w é calculado, pela minimização (em 1414) da energia total na expressão para P em w . A minimização é realizada por um enlace iterativo (de 1406, 1408, 1410, 1412 e 1414). Por último, a matriz $P(S,R)$ é calculada (em 1416), pela inserção do valor computado final para o pulso da fonte w
25 na expressão fornecida pela Eq. (21),

$$P=[D \cdot S][I-w^{-1} \cdot \Lambda]^{-1} S^{-1} \quad (30)$$

Em suma, a presente invenção substitui uma matriz na equação de inversão da atenuação das múltiplas de superfície, fornecida na Eq. (28), por sua decomposição do valor característico, fornecida na Eq. (17). A estrutura da

5 equação de inversão da atenuação das múltiplas de superfície permite a fatoração, após a decomposição do valor característico, de forma que a matriz resultante a ser invertida é agora diagonal, como na Eq. (21). Isso, por sua vez, permite muitas inversões da matriz diagonal a um

10 custo muito menor. Na literatura publicada lidando com implementação da equação de atenuação das múltiplas de superfície, a inversão matricial é aproximada pela execução de uma expansão serial da matriz. A presente invenção é superior, porque ela apresenta uma solução exata, ao invés

15 de uma solução aproximada. Em adição, a presente invenção determina o pulso médio da fonte incorporado no campo de ondas. Além disso, em uma modalidade alternativa, pequenos valores na matriz diagonal $[I-w^{-1}\Lambda]$ podem ser ignorados após eles serem encontrados, bem como os vetores

20 característicos correspondentes em S e os vetores de linha correspondentes em S^{-1} . Essa técnica pode melhorar a estabilidade numérica do cálculo da inversão matricial e promover a redução dos custos computacionais. Em outra

25 modalidade alternativa, os cálculos matriciais nas etapas de iteração podem ser realizados para determinados grupos

de frequências, tais com amplitudes de frequências, ao invés de para cada frequência individual. Essa técnica irá reduzir ainda mais os custos computacionais.

Como se torna claro através da discussão acima, 5 algumas porções das descrições aqui detalhadas são, assim, apresentadas em termo de um processo implementado por software, envolvendo representações simbólicas de operações em bits de dados dentro de uma memória em um sistema de computador ou um dispositivo de computador. Essas 10 descrições e representações são os meios usados pelas pessoas versadas na técnica para transmitir com mais eficácia a matéria de seu trabalho a outras pessoas versadas na técnica. O processo e operação demandam manipulações físicas de quantidades físicas. Normalmente, 15 apesar de não necessário, essas quantidades assumem o formato de sinais elétricos, magnéticos, ou óticos capazes de serem armazenados, transferidos, combinados, comparados, e de outro modo manipulados. Algumas vezes, foi comprovado ser conveniente, principalmente por motivos de uso comum, 20 se referir a esses sinais, como bits, valores, elementos, símbolos, caracteres, termos, números, ou semelhantes.

Porém, deve ser mantido em mente, que todos esses termos e outros similares devem ser associados às quantidades físicas apropriadas, e são meramente 25 identificações convenientes aplicadas a essas quantidades. Salvo se especialmente mencionado, ou de outro modo,

conforme pode ficar claro ao longo da presente divulgação, essas descrições se referem a ações e processos de um dispositivo eletrônico, que manipula e transforma dados representados como quantidades físicas (eletrônicas, magnéticas, ou óticas) dentro de certo armazenamento do dispositivo eletrônico, em outros dados igualmente representados como quantidades físicas dentro do armazenamento, ou em dispositivos de transmissão ou de exibição. Exemplos dos termos significando tal descrição são, sem limitação, os termos 'processamento', 'computação', 'cálculo', 'determinação', 'exibição', e semelhantes.

Observe ainda que os aspectos da invenção, implementados por software, são tipicamente codificados em algum formato de mídia armazenadora de programas, ou implementados através de algum tipo de mídia de transmissão. A mídia armazenadora de programas pode ser magnética (p. ex., disquete ou disco rígido) ou ótica (p. ex., uma memória somente de leitura em disco compacto, ou 'CD-ROM'), e pode ser somente de leitura ou de acesso aleatório. Da mesma forma, a mídia de transmissão pode ser com pares de fio trançado, cabo coaxial, fibra ótica, ou outra mídia de transmissão adequada conhecida na arte. A invenção não é limitada por esses aspectos de qualquer implementação específica.

Isso conclui a descrição detalhada. As modalidades

particulares acima divulgadas são apenas ilustrativas, já que a invenção pode ser modificada e praticada de maneira diferente, mas equivalente, de forma clara para as pessoas versadas na técnica tendo o benefício dos presentes ensinamentos. Além disso, nenhuma limitação é pretendida quanto aos detalhes de construção ou de projeto aqui mostrados, além daqueles descritos nas reivindicações abaixo. Assim, fica evidente que as modalidades particulares acima divulgadas podem ser alteradas ou modificadas, e todas essas variações são consideradas como incidentes no escopo e espírito da invenção. Por conseguinte, a proteção aqui buscada é conforme descrita nas reivindicações abaixo.

- REIVINDICAÇÕES -

1. MÉTODO, CARACTERIZADO pelo fato de compreender:

interpolação de um grupo de dados sísmicos transversais, a partir de um grupo de dados sísmicos de
5 componentes múltiplos coletados;

previsão de uma múltipla nos dados sísmicos interpolados e coletados, a partir dos dados sísmicos interpolados e coletados, combinados; e

supressão da múltipla prevista.

10 2. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato da interpolação dos dados sísmicos transversais incluir a intrapolação ou extrapolação dos dados sísmicos transversais.

3. Método, de acordo com a reivindicação 1,
15 CARACTERIZADO pelo fato da interpolação dos dados sísmicos transversais incluir a interpolação e extrapolação dos dados sísmicos transversais.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato dos dados sísmicos coletados de
20 componentes múltiplos incluir dados de pressão e dados relacionados a movimento de partículas.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato das derivadas transversais dos dados de pressão no filtro de interpolação serem
25 substituídas por funções de medições longitudinais das quantidades do campo de ondas ou derivadas de medições das

quantidades do campo de ondas.

6. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato das derivadas transversais dos dados de pressão no filtro de interpolação serem substituídas por funções de medições longitudinais das quantidades do campo de ondas ou derivadas de medições das quantidades do campo de ondas.

7. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato da previsão da múltipla incluir a execução de uma eliminação de múltiplas relativas à superfície.

8. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato da execução da eliminação de múltiplas relativas à superfície incluir a execução de um item entre previsão de múltiplas da superfície, previsão rápida de múltiplas da superfície, previsão geral de múltiplos da superfície, ou previsão 3D de Amundsen para supressão de múltiplas.

9. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato de ainda compreender a interpolação de um grupo de dados sísmicos de componentes múltiplos longitudinais, a partir dos dados sísmicos coletados de componentes múltiplos.

10. Método, de acordo com a reivindicação 1, CARACTERIZADO pelo fato da previsão da múltipla incluir a previsão da múltipla usando um item entre eliminação de

múltiplas relativas à superfície, atenuação de múltiplas da equação de ondas, previsão de múltiplas de Amundsen, supressão de múltiplas baseado em sobretempo, e previsão de múltiplas de Lochtanov.

5 11. APARELHO DE COMPUTADOR, CARACTERIZADO pelo fato de compreender:

 processador;

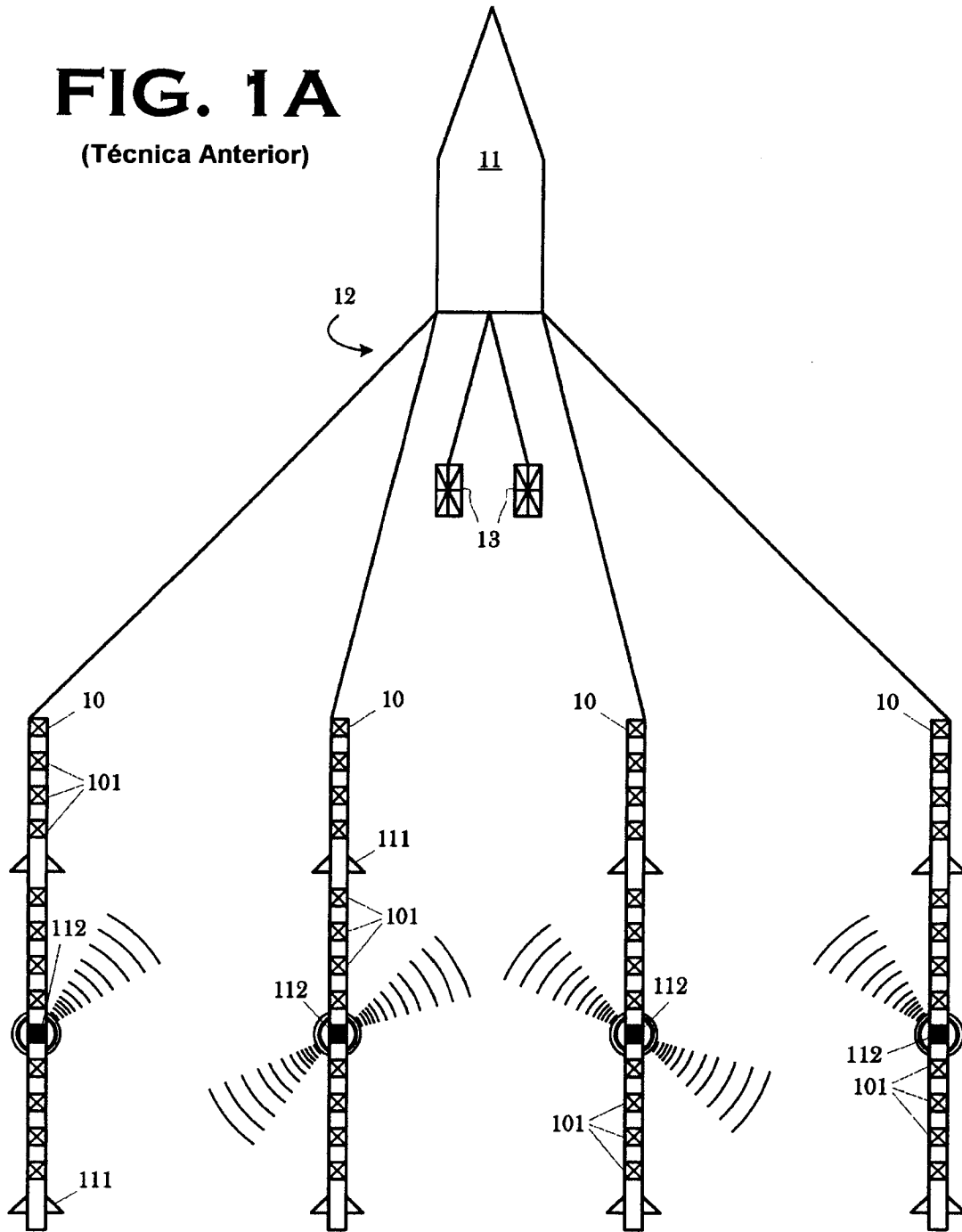
 sistema de barramento;

 armazenamento comunicando-se com o processador
10 através do sistema de barramento; e

 aplicativo de software residente no armazenamento, o qual, quando executado pelo processador, executa um método de qualquer uma das reivindicações 1-9.

FIG. 1A

(Técnica Anterior)



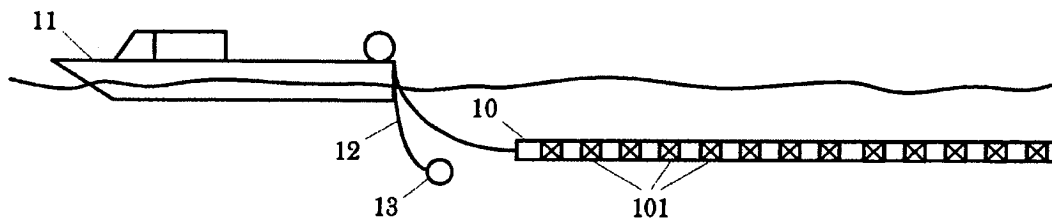


FIG. 1 B
(Técnica Anterior)

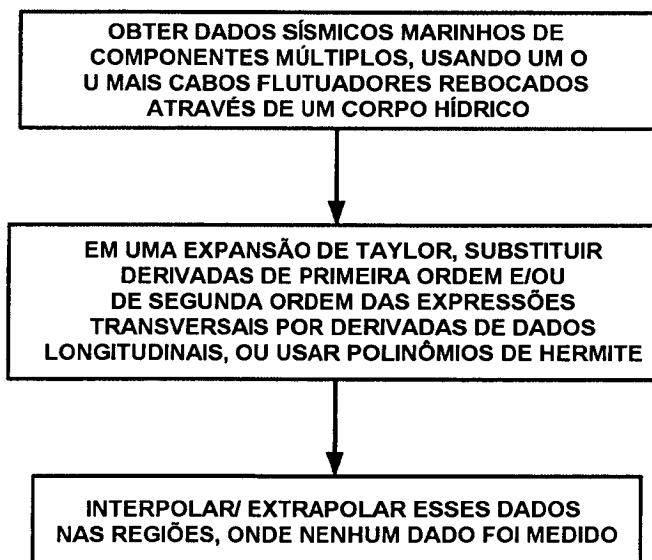


FIG. 2

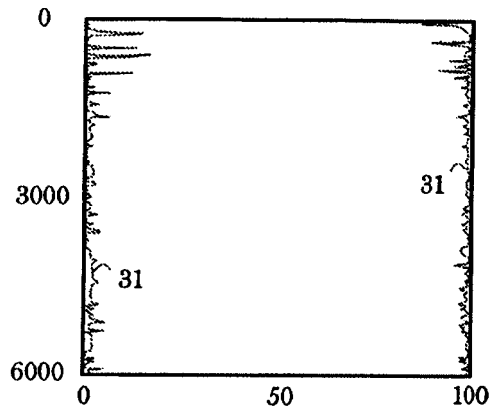


FIG. 3A

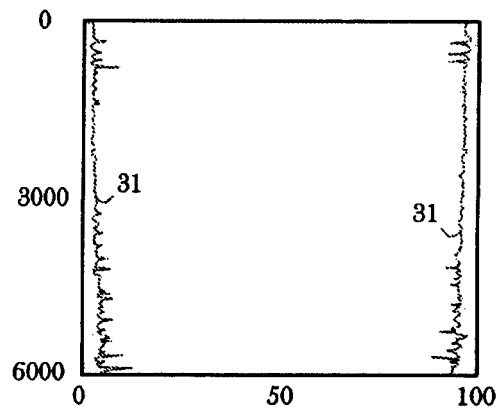


FIG. 3B

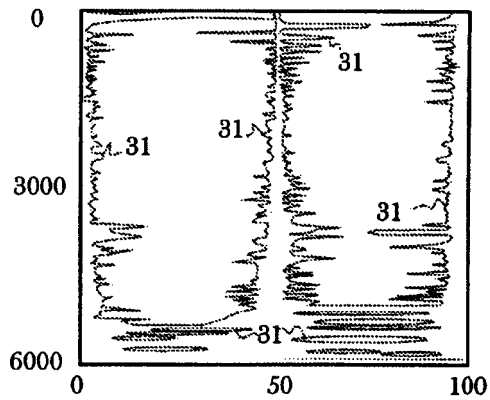


FIG. 3C

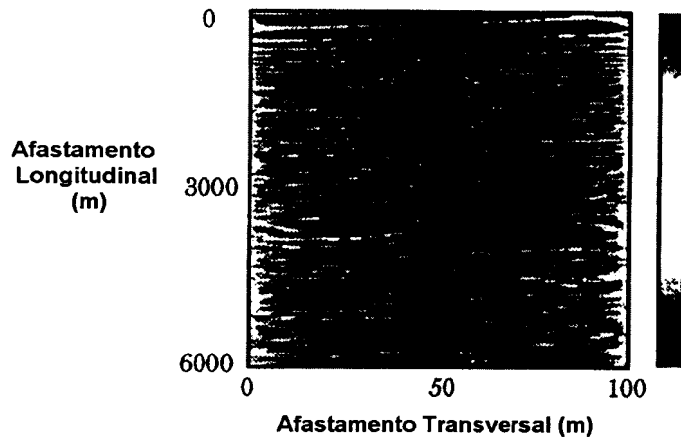


FIG. 4A

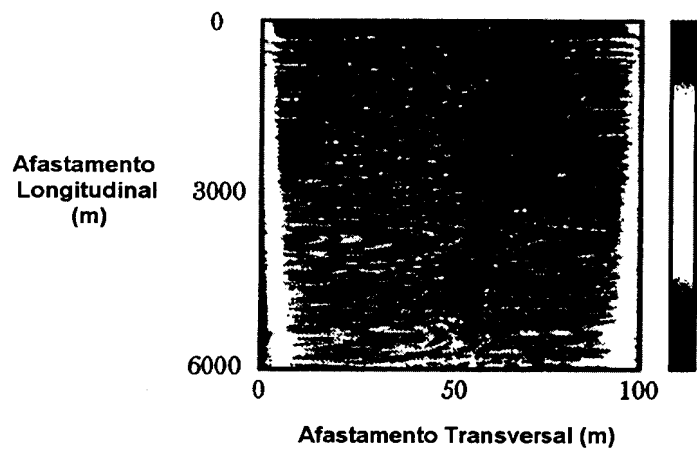


FIG. 4B

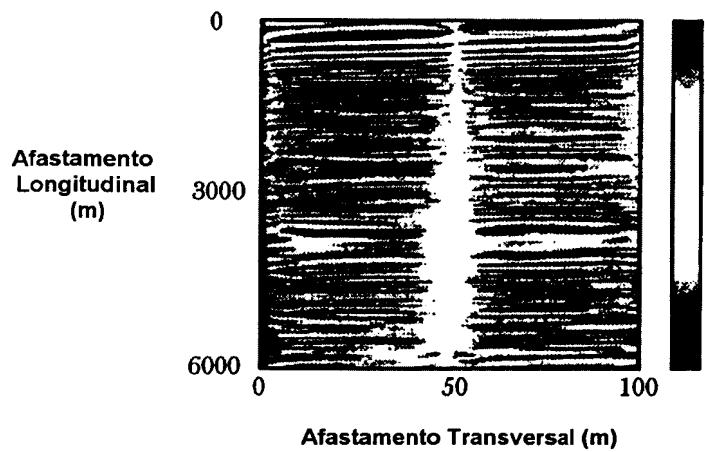


FIG. 4C

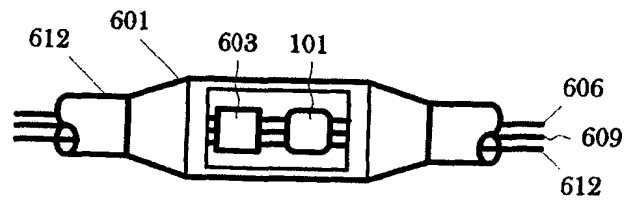


FIG. 6

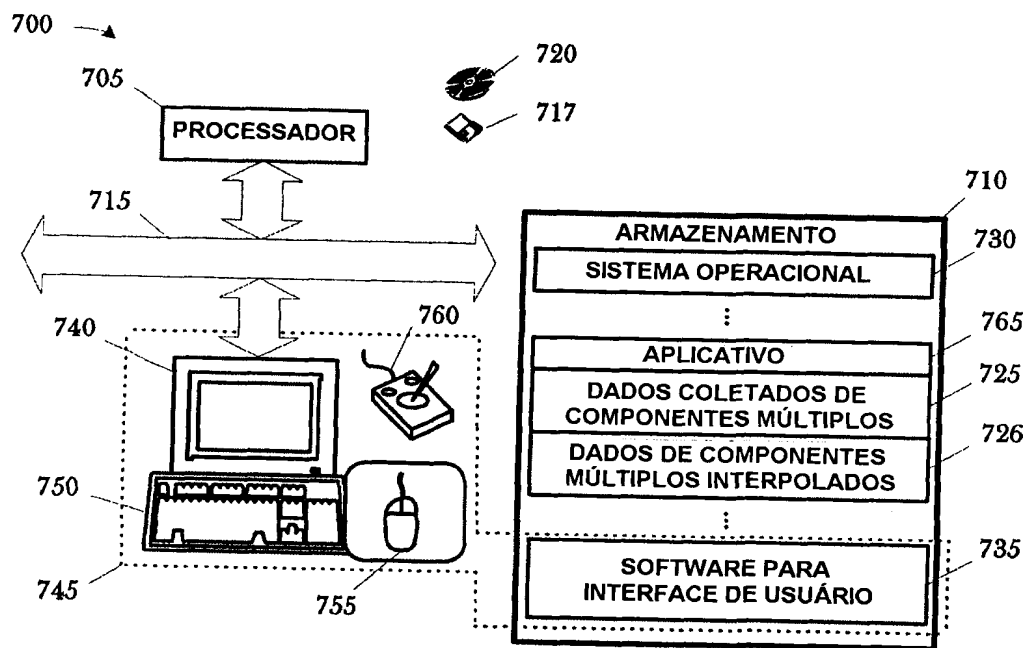


FIG. 7

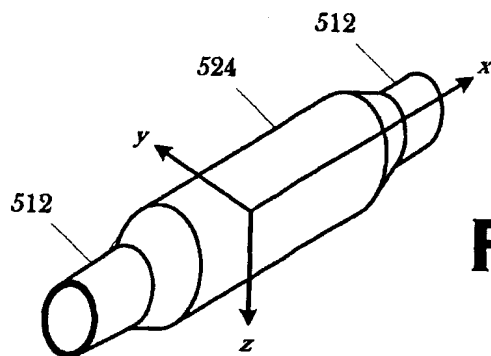
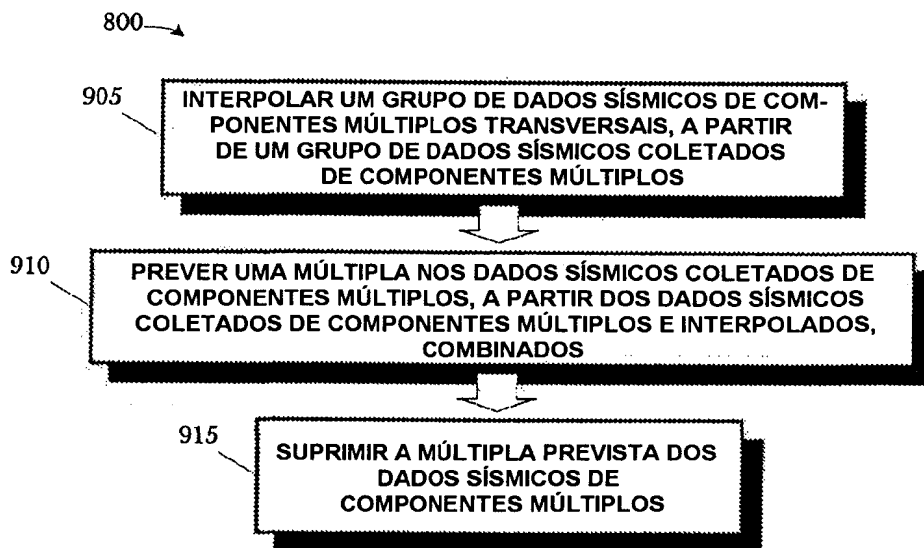
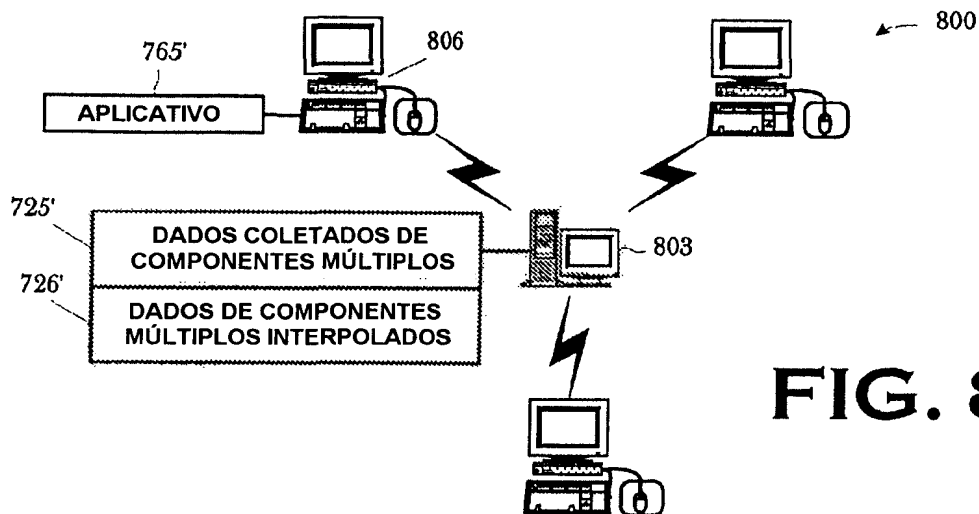


FIG. 9



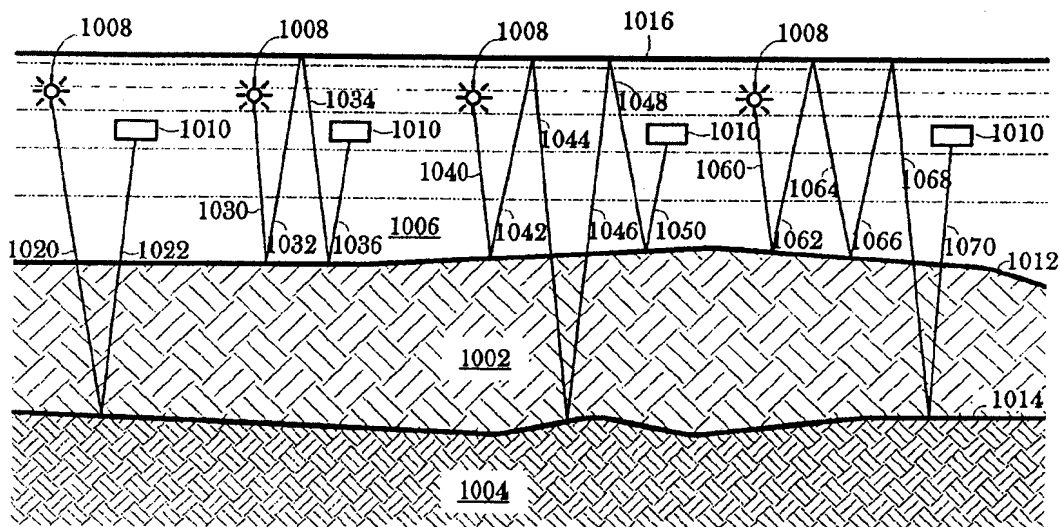


FIG. 10

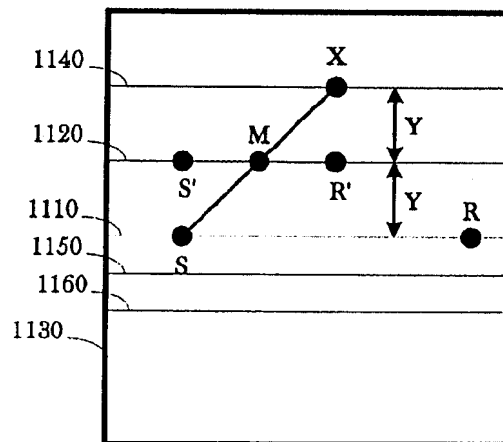


FIG. 11B

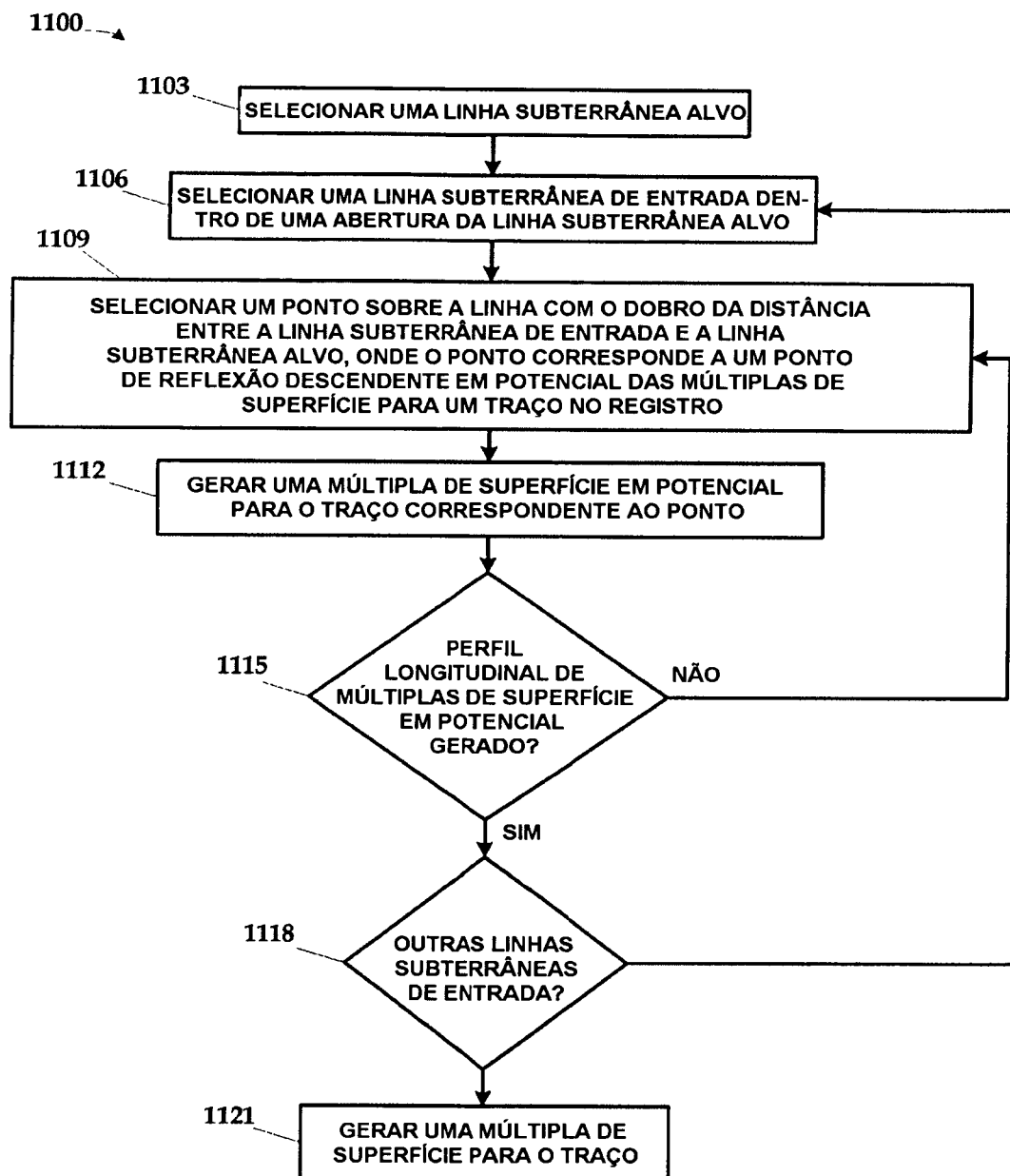


FIG. 11A

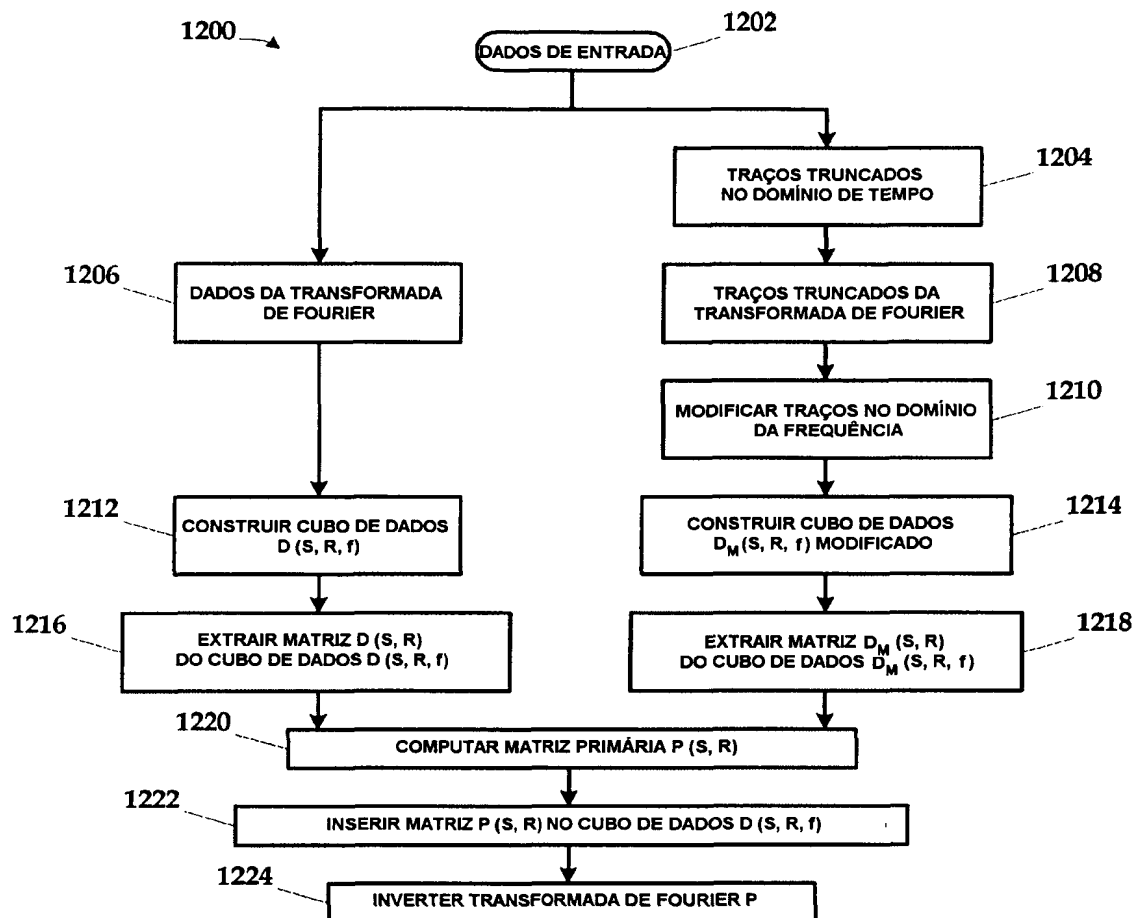


FIG. 12

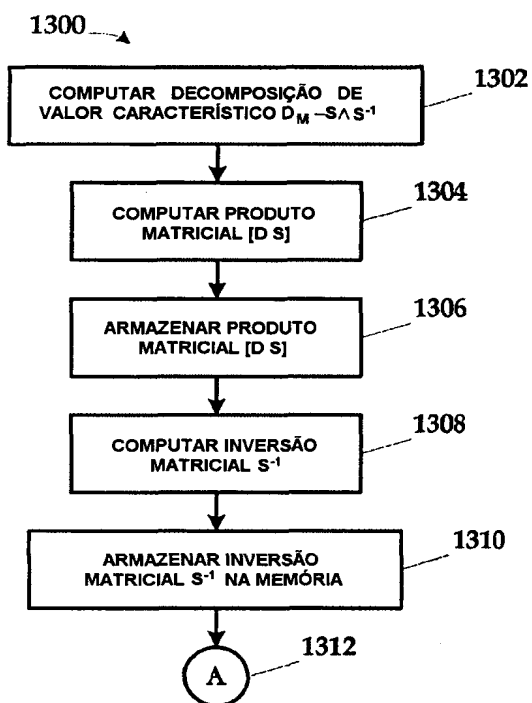


FIG. 13

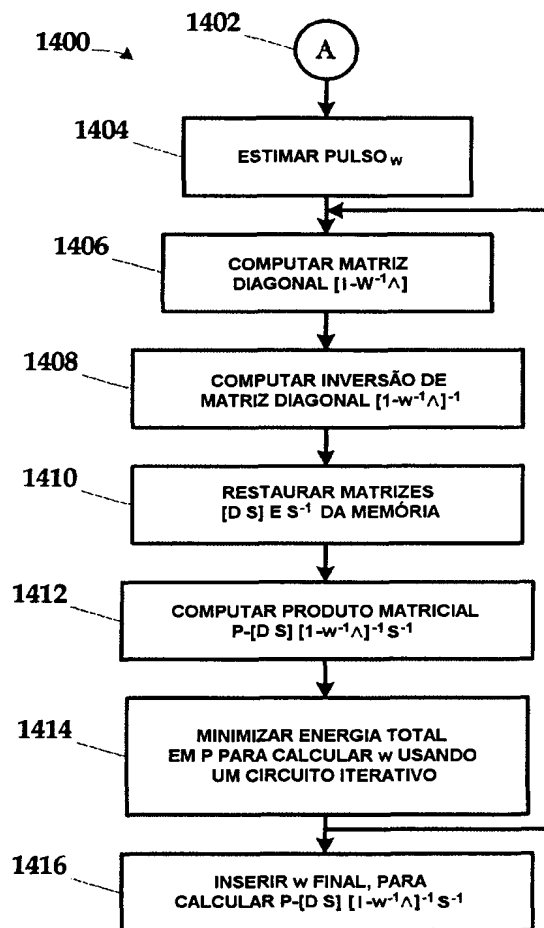


FIG. 14

- RESUMO -

MÉTODO, E APARELHO DE COMPUTADOR

Trata-se de um método, incluindo: interpolação de um grupo de dados sísmicos transversais, a partir de um grupo de dados sísmicos de componentes múltiplos coletados; 5 previsão de uma múltipla nos dados sísmicos interpolados e coletados, a partir dos dados sísmicos interpolados e coletados, combinados; e supressão da múltipla prevista. Outros aspectos incluem uma mídia armazenadora de programas 10 codificada com instruções que, quando executadas por um dispositivo de computação, executam tal método, e um aparelho de computador programado para executar tal método.