



República Federativa do Brasil
Ministério da Economia
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) PI 1103858-6 B1



* B R P I 1 1 0 3 8 5 8 B 1 *

(22) Data do Depósito: 05/08/2011

(45) Data de Concessão: 18/02/2020

(54) **Título:** REMOVEDOR DE FANTASMA DE CAMPO DE ONDA DE DADOS SÍSMICOS REGISTRADOS USANDO MÚLTIPLAS FONTES SÍSMICAS EM DIFERENTES PROFUNDIDADES DE ÁGUA

(51) **Int.Cl.:** G01V 1/36; G01V 1/38; G01V 1/00.

(52) **CPC:** G01V 1/364; G01V 1/3808; G01V 1/005.

(30) **Prioridade Unionista:** 05/08/2010 US 12/806,098.

(73) **Titular(es):** PGS GEOPHYSICAL AS.

(72) **Inventor(es):** STIAN HEGNA; GREGORY ERNEST PARKES.

(57) **Resumo:** REMOVEDOR DE FANTASMA DE CAMPO DE ONDA DE DADOS SÍSMICOS REGISTRADOS USANDO MÚLTIPLAS FONTES SÍSMICAS EM DIFERENTES PROFUNDIDADES DE ÁGUA Dados sísmicos são adquiridos através de acionar uma primeira fonte em um primeiro tempo e uma ou mais fontes adicionais sísmicas cada uma com seus tempos característicos com relação a um tempo de registro de sinal, as fontes substancialmente colocadas em diferentes profundidades. Um primeiro campo de onda é determinado para ocorrer se a primeira fonte for acionada em um tempo selecionado com relação tempo de iniciação dos registros e sendo o tempo ajustado para a profundidade de água. Um ou mais campos de onda adicionais são determinados para ocorrer se uma ou mais fontes adicionais fossem cada uma acionadas no dito tempo selecionado com relação ao dito tempo de iniciação, e sendo o tempo ajustado para profundidades de água de uma ou mais fontes adicionais. O primeiro campo de onda e o ou os campos adicionais de onda são unidos para determinar uma fonte campo de onda sem fantasma, que corresponde ao acionamento de uma única fonte de energia sísmica.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para "REMOVEDOR DE FANTASMA DE CAMPO DE ONDA DE DADOS SÍSMICOS REGISTRADOS USANDO MÚLTIPLAS FONTES SÍSMICAS EM DIFERENTES PROFUNDIDADES DE ÁGUA".

Referência remissiva a aplicações relacionadas

[0001] Não aplicável.

Declaração Relativa à pesquisa ou ao desenvolvimento com patrocínio Federal

[0002] Não aplicável.

Antecedentes da invenção

Campo Da Invenção

[0003] A invenção diz respeito geralmente ao campo da aquisição e processamento de dados sísmicos marinhos. Mais especificamente, a invenção diz respeito a métodos para a redução do efeito de reflexões na superfície da água na energia emitida pelas fontes de energia sísmica marinha.

Antecedentes da técnica

[0004] Em exploração sísmica, os dados sísmicos são adquiridos pela transmissão de energia acústica dentro da Terra próximo da sua superfície, e a detecção da energia acústica que é refletida dos limites entre diferentes camadas de formações rochosas de subsuperfície. A energia acústica é refletida quando há uma diferença na impedância acústica entre camadas como uma adjacente a um limite. Sinais representando a energia acústica detectada são interpretados para supor estruturas e a composição das estruturas de formação rochosa de subsuperfície.

[0005] Em exploração sísmica marinha, uma fonte de energia sísmica, como um canhão de ar, ou uma matriz de canhão de ar, é tipicamente usada para transmitir a energia acústica nas formações abaixo do fundo da água. O canhão de ar ou matriz é ativado em uma pro-

fundidade selecionada na água, tipicamente enquanto o canhão de ar ou matriz é rebocado por uma embarcação. A mesma ou uma embarcação diferente reboca um ou mais cabos de sensor sísmico, chamados “cabos flutuadores”, na água. Geralmente o cabo flutuador se estende atrás da embarcação junto com a direção em que o cabo flutuador é rebocado. Tipicamente, um cabo flutuador inclui uma pluralidade de hidrófonos dispostos no cabo afastados espaçadamente, em posições conhecidas junto com o cabo. Hidrófonos, conforme conhecidos na técnica, são sensores que geram um sinal ótico ou elétrico correspondendo à pressão da água ou o tempo gradual (dp/dt) de pressão na água. A embarcação que reboca um ou mais cabos flutuadores tipicamente inclui equipamento de registro para produzir um registro, desenvolvido com respeito ao tempo dos sinais gerados pelos hidrófonos em resposta a energia acústica detectada. O registro de sinais é processado, conforme previamente explicado, para supor estruturas de e composições das formações do solo abaixo dos lugares em que a análise sísmica é executada.

[0006] Dados sísmicos marinhos incluem um efeito que limita a exatidão da dedução sobre a estrutura e a composição das formações rochosas de subsuperfície. Esse efeito, conhecido como fonte de fantasma, aparece porque a água tem uma densidade substancialmente diferente e uma velocidade de propagação das ondas de pressão do que o ar acima da superfície da água. A fonte de fantasma pode ser entendida conforme se segue. Quando o canhão de ar ou a matriz de canhão de ar é ativado, a energia acústica irradia geralmente voltada para fora do canhão de ar ou matriz. Metade da energia viaja para baixo onde ela passa através do fundo da água e para o interior das formações rochosas de subsuperfície. A outra metade da energia acústica viaja para cima de um canhão ou matriz e maior parte dessa energia se reflete da superfície da água e, portanto ela viaja para baixo. A

energia acústica refletida irá ser atrasada no tempo e também ser trocada em fase por cerca de 180 graus da energia acústica se propagando diretamente para baixo. A superfície-refletida, energia acústica viajando para baixo é comumente conhecida como um sinal “fantasma”. O sinal fantasma interfere com o campo de onda se propagando diretamente para baixo causando uma interferência construtiva em algumas partes da faixa de frequências e interferência destrutiva em outras partes da faixa de frequências. A interferência destrutiva causa a sequência de descontinuidades no espectro, igualmente espaçadas em frequência incluindo uma descontinuidade na frequência zero (0 Hz). As frequências dessas descontinuidades no sinal acústico detectado são relacionadas com a profundidade em que o canhão de ar ou matriz de canhão é disposto, conforme é bem conhecido na técnica. O efeito da fonte de fantasma é tipicamente referido como uma “fonte fantasma.”

[0007] A energia sísmica emitida pela fonte é atenuada com a distância de propagação por causa do espalhamento geométrico, perda de transmissão, e absorção. A absorção de energia de frequência superior em uma taxa maior que a energia de frequência inferior é bem conhecida na técnica. Então, para uma penetração profunda, é desejável maximizar a energia emitida por uma fonte em frequências menores. Desde que a fonte fantasma causa uma descontinuidade no sinal registrado a 0 Hz, o fantasma está limitando a energia na extremidade de baixa frequência do sinal. A quantidade de energia nas baixas frequências pode ser melhorada pelo rebocamento das fontes em profundidades maiores. Contudo, isso causa com que as descontinuidades fantasmas no espectro ocorram em frequências menores, e, portanto limita as partes de alta frequência do espectro necessárias para uma imagem de alta resolução de alvos menos profundos. Também, quando usando um ou mais canhões de ar como uma fonte de energia sísmi-

ca, a frequência fundamental do(s) canhão(ões) aumenta com uma profundidade crescente. Portanto, o aumentar da energia na extremidade de baixa frequência quando rebocando o(s) canhão(ões) de ar mais profundamente devido à fonte fantasma, é contrariado pelo aumentar na frequência fundamental do(s) canhão(ões) de ar.

[0008] Uma maneira conhecida de aumentar o do nível do sinal emitido pela fonte através a largura de banda quando usando canhão(ões) de ar é a de aumentar o volume total de ar liberado pelo(s) canhão(ões) de ar e/ou para aumentar a pressão operante. Contudo, o volume máximo de ar que pode ser liberado para todo disparo e a pressão máxima de ar é limitada pelo equipamento de fonte e sistema de fornecimento de ar disponível. Para trocar os volumes máximos e a pressão pode ser algo muito dispendioso e moroso. Também, aumentando a força da fonte pode ter um impacto na vida marinha. Então, maximizando o uso do sinal emitido pela fonte pode ser de grande valor e reduzir a necessidade de aumentar o nível de energia emitido pela fonte. Pela extração de uma ascendente (com fantasma) e os campos de ondas que se propagam diretamente para baixo vindos da fonte, os efeitos da fonte fantasma são eliminados e o sinal em torno de todas as descontinuidades fantasma é aumentado, incluindo o sinal nas frequências menores próximas a descontinuidade em 0 Hz. Esses campos de ondas separados podem também ser trocados em tempo para a superfície do mar ou uma referência comum de profundidade usando a já conhecida profundidade(s) da fonte. Portanto, pela aplicação de uma 180 mudança de fase para o sinal com fantasma, os campos de ondas separados podem ser sintetizados juntos construtivamente. Desta forma quase toda energia emitida pela fonte é utilizada.

[0009] A técnica conhecida na técnica para a extração da fonte fantasma é descrita na obra M. Egan et al., *Full deghosting of OBC data with over/under source acquisition*, 2007 Annual Meeting, San An-

tonio, TX, Society of Exploration Geophysicists. A técnica descrita na publicação de Eram ET al. inclui o rebocamento de uma primeira fonte de energia sísmica em uma primeira profundidade na água, e rebocamento uma segunda fonte de energia sísmica em uma segunda profundidade da água. As fontes são canhões de ar ou matrizes disso. A segunda fonte é também rebocada a uma distância selecionada atrás da primeira fonte. A primeira fonte é ativada e os sinais sísmicos são registrados correspondendo a atuações da primeira fonte. Depois do rebocamento a embarcação se moveu de forma que a segunda fonte esteja disposta consideravelmente na mesma posição geodésica como a primeira fonte foi no tempo de sua atuação, A segunda fonte é ativada e sinais sísmicos são novamente registrados. Um conjunto de dados sísmicos “sem fantasma” é obtido usando a técnica descrita mais completamente na publicação Egan et al.

[00010] Uma das questões principais sobre/sob a fonte técnica descrita na publicação Egan et al. Se referindo ao tratado acima é que o número de posições de disparo é metade quando comparada com as técnicas convencionais de atuação da fonte, causando uma cobertura de dobra a ser a metade. Outra questão com essa técnica é se os receptores sísmicos são rebocados atrás de uma embarcação e, portanto se movendo de disparo a disparo, é que os receptores se moveram a uma distância considerável entre quando as fontes em diferentes profundidades são acionadas. Para manter o número de posições de disparo e cobertura de dobra como na aquisição sísmica marinha convencional, e para minimizar a diferença nas posições do receptor quando as fontes em diferentes profundidades são acionadas, é desejável ter um método para uma extração da fonte fantasma que permita com que as fontes rebocadas em diferentes profundidades serem acionadas durante a gravação de cada registro de disparo.

[00011] Isto é também conhecido na técnica, o uso de dois ou mais

cabos flutuadores rebocados em diferentes profundidades para obter um sinal gravado que é consideravelmente livre de fantasmas causados pelas reflexões na superfície da água próximas aos cabos flutuadores. Veja, por exemplo, Posthumus, B. [1993] *Deghosting of twin streamer configuration*, *Geophysical Prospecting*, vol. 41, pp. 267-286. Adaptação direta do método Posthumus para remoção de fantasmas “sobre/sob” as fontes, aonde fontes em diferentes profundidades são acionadas com atrasos de tempo dentro dos mesmos registros sísmicos provou ser impreciso.

[00012] Portanto, ainda continua a necessidade por técnicas melhoradas para a redução dos efeitos das fontes fantasmas nos dados sísmicos marinhos.

Sumário da Invenção

[00013] Em uma modalidade, a invenção é um método para determinar um campo de onda de uma fonte de energia sísmica marinha sem fantasma dos registros de sinal dos dados sísmicos adquiridos pela ativação de uma primeira fonte sísmica em um primeiro tempo e uma ou mais fontes sísmicas adicionais em seus próprios tempos característicos com respeito a um índice de tempo dos registros de sinal, em que as fontes são consideravelmente estabelecidas e dispostas em diferentes profundidades de um corpo de água. Um primeiro campo de onda é determinado a partir dos registros de sinal que ocorreriam se uma primeira fonte fosse acionada em um tempo selecionado com respeito a um tempo de iniciação dos registros de sinal. O primeiro campo de onda é ajustado pelo tempo com respeito à profundidade na água da primeira fonte. Um ou mais campos de ondas adicionais são determinados a partir dos registros de sinal que ocorreriam se uma ou mais fontes adicionais estivessem, cada uma, acionadas em um determinado tempo selecionado com respeito ao dito tempo de iniciação dos registros de sinal. Um ou mais campos de onda adicionais

são ajustados pelo tempo com respeito às profundidades na água de uma ou mais fontes adicionais. O primeiro campo de onda é combinado com um ou mais campos de ondas adicionais para determinar um campo de onda sem fantasma correspondendo à atuação de uma única fonte sísmica.

[00014] Outros aspectos e vantagens da invenção irão se tornar aparentes a partir da seguinte descrição e das reivindicações em apêndice.

Breve descrição dos desenhos

[00015] A invenção e suas vantagens podem ser mais facilmente entendidas com referência a seguinte descrição detalhada e os desenhos anexados, em que:

Figura 1 mostra a aquisição de dados sísmicos em um corte transversal para mostrar um exemplo de um arranjo das fontes de energia sísmica;

Figura 2 mostra uma vista em planta para adquirir dados sísmicos para mostrar o exemplo de um arranjo de cabos flutuadores de receptor sísmico;

As Figuras 3A, 3B, e 3C mostram, respectivamente, exemplos de assinaturas de duas fontes operadas em diferentes momentos em diferentes profundidades, a decomposição por uma técnica anterior (o método descrito em Posthumus [1993]), e a decomposição por um método de acordo com a invenção;

As Figuras 4A e 4B mostram, respectivamente, espectros de campos de ondas sem fantasma in Figura 3 usando o método Posthumus e o método de uma invenção;

As Figuras 5A e 5B mostram, respectivamente, erro espectral em campos de ondas sem fantasma quando usando o método de Posthumus e o método de uma invenção;

As Figuras 6A e 6B mostram, respectivamente, o espectro

de um denominador não filtrado e exato em uma equação de acordo com o método de uma invenção, e o espectro de um filtro de passagem de banda aplicado aos dois últimos termos de tal denominador;

As Figuras 7A e 7B mostram, respectivamente, o espectro do denominador nas equações usadas no método de Posthumus, e o espectro de uma versão do filtro de passagem de banda do denominador em um método de uma invenção;

As Figuras 8A e 8B mostram, respectivamente, o espectro dos últimos dois termos do denominador na equação do método de uma invenção sem filtro de passagem de banda e com um filtro de passagem de banda aplicado; e

Figura 9 shows a flowchart ilustrando uma modalidade do método de uma invenção para determinar a campo de onda de uma fonte de energia sísmica marinha sem fantasma.

[00016] Enquanto a invenção irá ser descrita em conexão com suas modalidades preferidas, isso irá ser entendido que uma invenção não está limitada a estes. Por outro lado, a invenção tem a intenção para cobrir todas as alternativas, modificações, e equivalentes que podem ser incluídos dentro do escopo de uma invenção, conforme definido pelas reivindicações em apêndice.

Descrição detalhada

[00017] Figura 1 mostra em uma vista em corte transversal um exemplo de um arranjo da adquirir dados sísmicos de acordo com a invenção. A análise sísmica da embarcação 10 se move junto com a superfície 11A de um corpo de água 11 como um lago ou o oceano. A embarcação 10 tipicamente inclui equipamento mostrado geralmente em 12 e é referido como conveniência como um “sistema de gravação”. Um sistema de gravação 12 pode incluir dispositivos (nenhum dos quais é mostrado separadamente) para acionar seletivamente as fontes de energia sísmica 14, 16 (explicado abaixo), para gravar os

sinais gerados pelos sensores ou receptores 20 (explicado abaixo) em resposta a energia sísmica conferida na água 11 (pelas fontes 14, 16) e através disso nas formações rochosas 19, 21 abaixo do fundo da água 13, e para determinar a posição geodésica de uma embarcação 10, as fontes de energia sísmicas 14, 16 e cada um de uma pluralidade de sensores sísmicos ou receptores 20 em qualquer tempo.

[00018] A embarcação 10 é mostrada rebocando duas fontes de energia sísmicas 14, 16, para propósitos de clareza ilustrativa apenas. A invenção tem a intenção de ser empregada com dois ou mais fontes sísmicas e não é restrita a apenas duas fontes. As fontes de energia sísmicas 14, 16 podem ser de qualquer tipo de fonte de energia marinha incluindo, mas não limitado a, canhões de ar e canhões de água, ou matrizes de tais fontes de energia. No exemplo mostrado na Figura 1, as fontes 14, 16 são rebocadas a consideravelmente a mesma distância atrás da embarcação 10 e em diferentes profundidades na água 11. Tal arranjo das fontes é referido como “sobre/sob.” Em outros exemplos, as fontes 14, 16 podem ser rebocadas por uma embarcação diferente (não mostrado), ou pode ser em uma posição fixa (desde que as profundidades são diferentes conforme mostrado na Figura 1). Então, tendo uma embarcação de pesquisa 10 rebocando as fontes 14, 16 não é um limite no escopo da presente invenção.

[00019] A embarcação 10 é também mostrada rebocando um cabo flutuador sísmico 18 tendo uma pluralidade de receptores sísmicos espaçados longitudinalmente 20 nisso. Contudo, essa invenção é geralmente relacionada com fontes de energia sísmicas, e então pode ser usada em conjunto com qualquer tipo de arranjo de receptor sísmico. Em modalidades diferentes, uma invenção pode ser usada como um reboque de cabos flutuadores sísmicos em qualquer configuração, cabos de fundo de oceano, sensores posicionados em poços, etc., e com qualquer tipo de sensor de recepção, incluindo, mas não limitado a,

sensores de pressão, sensores graduais de tempo de pressão, sensores de velocidade, medidores de aceleração, etc., ou qualquer combinação disso.

[00020] Em um tempo selecionado durante a operação de um sistema de aquisição mostrado na Figura 1, o sistema de aquisição 12 aciona um primeiro de uma das fontes de energia sísmicas, por exemplo, a fonte 14. O tempo selecionado pode ser desenvolvido com respeito ao início da gravação respostas do receptor ou qualquer outro tempo referência relacionado com o tempo de gravação do sinal, e tipicamente como um primeiro atraso selecionado do início da gravação. Energia da primeira fonte 14 viaja voltada para fora a partir desse ponto conforme mostrado em 22 e 24. Alguma energia viaja para baixo, 22, aonde ela é refletida nos limites da impedância acústica, por exemplo, o fundo da água 13 e nos limites 15, 17 entre diferentes formações rochosas 19, 21. Apenas o fundo das reflexões da água é mostrado na Figura 1 para a clareza da ilustração. Porções indo para cima da energia da primeira fonte 14, mostrada em 24, são refletidas da superfície da água 11A conforme mostrado na Figura 1. Um sistema de gravação 12 é configurado para acionar uma segunda fonte de energia sísmica, por exemplo, a fonte 16, na extremidade de um segundo tempo relativo ao início das gravações dos dados sísmicos, ou, alternativamente, depois um tempo selecionado antes ou depois da atuação da primeira fonte 14. A Energia viajando voltada para fora de uma segunda fonte 16 se move junto caminhos similares conforme a energia da primeira fonte 14. Na presente invenção, os atrasos de tempo acima descritos, são selecionados de modo que a energia de ambas as fontes seja detectada pelos receptores 20 em cada registro de dados (chamado de um registro de disparo). É esperado que o tempo de acionar as fontes em diferentes profundidades possa variar entre os registros de disparos em uma maneira aleatória, semi-

aleatória, ou sistemática.

[00021] A Figura 2 mostra o arranjo da Figura 1 em vista em planta para ilustrar o rebocamento de uma pluralidade cabos flutuadores lateralmente espaçados¹⁸. Os cabos flutuadores 18 podem ser mantidos em suas posições relativamente laterais e longitudinais com respeito a uma embarcação¹⁰ usando o equipamento de rebocamento 23 de tipos bem conhecidos na técnica. Novamente, uma embarcação¹⁰ é mostrada rebocando duas fontes de energia sísmicas 14, 16, para propósitos de clareza ilustrativa apenas. A invenção tem a intenção de ser empregada com dois ou mais fonte sísmicas e não é restrita to a apenas duas fontes. O que é também mostrado na Figura 2 é que a primeira fonte 14 e uma segunda fonte 16 podem ser lateralmente deslocadas (e/ou longitudinalmente deslocadas em outras modalidades) para evitar, no caso das fontes 14, 16 serem canhões de ar ou matrizes disso, tendo dispersado ar na água 11 da primeira fonte 14 afetando a energia sísmica viajando para cima de uma segunda fonte 16, e vice versa. O deslocamento lateral e/ou longitudinal é contemplado como sendo apenas a poucos metros, de modo que as fontes 14, 16 provenham energia equivalente a sendo elas que ocorreriam se as fontes 14, 16 estivessem no mesmo plano vertical e na mesma distância longitudinal atrás da embarcação, ou expressada diferentemente, na essencialmente à mesma posição geodésica. Evitando a dispersão de ar acima das fontes quando acionadas, os efeitos da superfície da água (11A in Figura 1) na energia emitida de cada fonte 14, 16 irá ser, ajustada pela profundidade da água, consideravelmente a mesma que o efeito disso na outra fonte 14, 16.

[00022] A atuação da fonte e a gravação de sinal explicado acima podem ser repetidas uma pluralidade de vezes enquanto uma embarcação¹⁰, as fontes 14, 16 e os cabos flutuadores 18 se movem através da água 11. Conforme explicado acima, cada registro de disparo

irá incluir, para cada receptor 20, sinais correspondendo à energia sísmica produzida por ambas as fontes: a primeira fonte 14 e uma segunda fonte 16.

[00023] A Figura 1 e a 2 ilustram duas fontes cada uma operando em uma profundidade diferente. Isso é apenas para propósitos ilustrativos. O método não está limitado a duas fontes operando em diferentes profundidades, mas pode incluir qualquer multiplicidade de fontes operando em diferentes profundidades.

[00024] Os dados sísmicos obtidos pela execução de uma análise sísmica, representativa da subsuperfície terrestre, são processados para gerar informação relacionada com a estrutura geológica e as propriedades das formações de subsuperfície do solo na área sendo pesquisada. Os dados sísmicos processados são processados para exibição e análise de conteúdo em potencial de hidrocarbonetos destas formações subterrâneas. O objetivo do processamento dos dados sísmicos é para extrair dos dados sísmicos tanta informação quanto possível no que diz respeito às formações subterrâneas de forma a visualizar adequadamente a subsuperfície geológica. De forma a identificar lugares na subsuperfície terrestre aonde há uma probabilidade pra achar acúmulos de petróleo, grandes quantidades de dinheiros estão sendo gastos em reunir, processar, e interpretar os dados sísmicos. O processo de construir as superfícies de refletor definindo a camadas subterrâneas da terra de interesse dos dados sísmicos registrados que geram uma imagem da terra em profundidade ou tempo.

[00025] A imagem da estrutura de subsuperfície terrestre é produzida de maneira a permitir que um interpretador selecione lugares com a maior probabilidade de ter acúmulos de petróleo. Para verificar a presença de petróleo, um poço precisa se perfurado. A perfuração de poços para determinar onde os depósitos de petróleo estão presentes ou não, é uma tarefa extremamente dispendiosa e que consome muito

tempo. Por essa razão, existe uma necessidade contínua de melhorar o processamento e a exibição de dados sísmicos, de forma a produzir uma imagem da estrutura de subsuperfície terrestre que irá melhorar a habilidade de um interpretador, quando a interpretação for feita por um computador ou um humano, para acessar a probabilidade que um acúmulo de petróleo exista em um local em especial na subsuperfície terrestre. O processamento e a exibição de dados sísmicos adquiridos facilitam mais as decisões com precisão no caso de quando e onde perfurar, e através disso reduzindo o risco de se perfurarem buracos secos.

[00026] Tendo explicado uma aquisição técnica que pode ser usada com a presente invenção, um método de uma invenção para decomposição de campo de onda irá agora ser explicado. As seguintes modalidades exemplares empregam duas fontes em duas profundidades para simplicidade ilustrativa apenas. A invenção abrange o uso de qualquer número de fontes em diferentes profundidades.

[00027] Primeiro, no domínio de tempo, os operadores fantasma g_n (funções que determinam a assinatura fantasma de suas respectivas fontes sísmicas) podem ser definidos para cada fonte conforme se segue. Para a primeira fonte sísmica,

$$g_1(t) = \delta(t) - \delta\left(t - 2d_1 \frac{\cos(\alpha)}{v}\right),$$

e para uma segunda fonte sísmica,

$$g_2(t) = \delta(t) - \delta\left(t - 2d_2 \frac{\cos(\alpha)}{v}\right).$$

[00028] Nas expressões mencionadas anteriormente, d_1 é a profundidade de operação da primeira fonte; d_2 é a profundidade de operação da segunda fonte; α é o ângulo de emissão da propagação de energia da fonte, relativa à linha vertical; v é velocidade acústica na água, que é cerca de 1500 m/s; e δ é o operador Dirac delta.

[00029] Deixar $w(t)$ representar o campo de onda que seria registrado em um receptor selecionado a partir da primeira fonte se $t_1 = 0$ segundo (no início do registro), se não houve reflexão fantasma de fonte, e se a assinatura de fonte for um reforço perfeito. O sinal realmente registrado $r(t)$ que resulta do acionamento da primeira fonte sendo acionado em um tempo real após o registro ser iniciado $t = t_1$ e a segunda fonte acionada no tempo $t = t_2$ pode ser expresso como:

$$r(t) = w(t - t_1) * s_1(t) * g_1(t) + w\left(t - \left[t_2 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}\right]\right) * s_2(t) * g_2(t) + n(t), \quad (1)$$

onde $n(t)$ representa ruído, $s_1(t)$ e $s_2(t)$ representam a assinatura sem fantasma das primeira e segunda fontes, respectivamente, e (*) representa convolução do domínio de tempo.

[00030] Mudar $r(t)$ mais cedo no tempo por t_1 segundos na Equação (1) e, portanto, corrigir este para o tempo real de acionamento da primeira fonte com relação ao início do registro (tempo $t = 0$) no registro de projeção fornece a expressão para um primeiro sinal de tempo corrigido $o_1(t)$:

$$\begin{aligned} o_1(t) &= r(t + t_1) = w(t - t_1 + t_1) * s_1(t) * g_1(t) \\ &+ w\left(t + t_1 - \left[t_2 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}\right]\right) * s_2(t) * g_2(t) + n(t + t_1) \\ &= w(t) * s_1(t) * g_1(t) \\ &+ w\left(t - \left[t_2 - t_1 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}\right]\right) * s_2(t) * g_2(t) + n(t + t_1). \end{aligned} \quad (2a)$$

[00031] Transformar a Equação (2a) no domínio de frequência fornece a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} O_1(\omega) &= W(\omega) S_1(\omega) G_1(\omega) \\ &+ W(\omega) \exp(-i\omega\Delta T_2) S_2(\omega) G_2(\omega) + N_1(\omega), \end{aligned} \quad (2b)$$

em que $N_1(\omega)$ é a transformação de $n(t+t_1)$ e

$$\Delta T_2 = t_2 - t_1 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}.$$

[00032] Na Equação (2b) e expressões adicionais, capitalização de cada variável representa sua transformação a partir do domínio de tempo ao domínio de frequência.

[00033] Mudar $r(t)$ mais cedo no tempo por $t_2 - \{(d_2 - d_1)\cos(\alpha)/v\}$ segundos na Equação (1) e, portanto corrigindo este para o tempo de acionamento da segunda fonte e compensando por ser estar mais perto dos refletores do que os resultados da primeira fonte na expressão seguinte para um segundo sinal de tempo corrigido $o_2(t)$:

$$\begin{aligned} o_2(t) &= r\left(t + t_2 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}\right) \\ &= w\left(t - t_1 + t_2 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}\right) * s_1(t) * g_1(t) \\ &\quad + w\left(t - \left[t_2 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}\right] \right. \\ &\quad \left. + \left[t_2 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}\right]\right) * s_2(t) * g_2(t) \\ &\quad + n\left(t + t_2 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}\right) \\ &= w\left(t - \left[t_1 - t_2 + (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}\right]\right) * s_1(t) * g_1(t) \quad (3a) \\ &\quad + w(t) * s_2(t) * g_2(t) + n\left(t + t_2 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}\right). \end{aligned}$$

[00034] Transformar a Equação (3a) ao domínio de frequência fornece a expressão:

$$O_2(\omega) = W(\omega) \exp(-i\omega\Delta T_1) S_1(\omega) G_1(\omega) + W(\omega) S_2(\omega) G_2(\omega) + N_2(\omega), \quad (3b)$$

em que $N_2(\omega)$ é a transformação de

$$n \left(t + \left[t_2 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v} \right] \right)$$

e

$$\Delta T_1 = t_1 - t_2 + (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}.$$

[00035] Se duas cópias (como ilustrado aqui, embora mais cópias fossem feitas) dos campos de onda registrados forem feitas, e $O_1(\omega)$ é definido como os dados registrados corrigidos para o tempo de acionamento da primeira fonte, e $O_2(\omega)$ é definido como os dados registrados corrigidos para o tempo de acionamento da segunda fonte (explicado acima), e ambos os registros são corrigidos para a pequena diferença entre os tempos de chegada devido às profundidades de operação diferentes de cada uma das duas fontes, o resultado pode ser expresso como explicado acima:

$$O_1(\omega) = W(\omega) S_1(\omega) G_1(\omega) + W(\omega) S_2(\omega) G_2(\omega) \exp(-i\omega\Delta T_2) + N_1(\omega) \quad (4a)$$

e

$$O_2(\omega) = W(\omega) S_1(\omega) G_1(\omega) \exp(-i\omega\Delta T_1) + W(\omega) S_2(\omega) G_2(\omega) + N_2(\omega), \quad (4b)$$

onde ΔT_2 é o tempo de acionamento da segunda fonte menos o tempo de acionamento da primeira fonte, mais a diferença de tempo causada pelas profundidades de operação diferentes para as fontes, e ΔT_1 é, de modo similar, o tempo de acionamento da primeira fonte menos o tempo de acionamento da segunda fonte, mais a diferença de tempo causada pelas diferentes fontes de profundidade de operação. Essencialmente, a Equação (4a) representa a primeira fonte

de dados do tempo corrigido e pode ser descrita como o campo de onda da primeira fonte mais o campo de onda da segunda fonte com um atraso de tempo que depende na diferença de tempos de acionamento entre as duas fontes e a diferença nas fontes de profundidade, mais o ruído. A Equação (4b) representa segunda fonte de dados registrados de tempo corrigido de uma maneira similar.

[00036] Através de multiplicar as Equações (4a) e (4b) com o conjugado complexo das funções fantasma pelas respectivas fontes de profundidade, os resultados são as seguintes expressões:

$$\begin{aligned} [O_1(\omega) - N_1(\omega)]G_1(\omega)^* &= W(\omega)S_1(\omega)|G_1(\omega)|^2 \\ &+ W(\omega)S_2(\omega)G_1(\omega)^*G_2(\omega)\exp(-i\omega\Delta T_2) \end{aligned} \quad (5a)$$

e

$$\begin{aligned} [O_2(\omega) - N_2(\omega)]G_2(\omega)^* &= W(\omega)S_2(\omega)|G_2(\omega)|^2 \\ &+ W(\omega)S_1(\omega)G_2(\omega)^*G_1(\omega)\exp(-i\omega\Delta T_1), \end{aligned} \quad (5b)$$

em que * representa o conjugado complexo dos respectivos operadores fantasma em um domínio de frequência.

[00037] Adicionar as Equações (5a) e (5b) fornece a expressão seguinte:

$$\begin{aligned} &[O_1(\omega) - N_1(\omega)]G_1(\omega)^* + [O_2(\omega) - N_2(\omega)]G_2(\omega)^* \\ &= W(\omega)S_1(\omega)|G_1(\omega)|^2 + W(\omega)S_2(\omega)G_1(\omega)^*G_2(\omega)\exp(-i\omega\Delta T_2) \\ &+ W(\omega)S_2(\omega)|G_2(\omega)|^2 + W(\omega)S_1(\omega)G_2(\omega)^*G_1(\omega)\exp(-i\omega\Delta T_1) \quad (6) \\ &= W(\omega)\left[S_1(\omega)|G_1(\omega)|^2 + S_2(\omega)G_1(\omega)^*G_2(\omega)\exp(-i\omega\Delta T_2) \right. \\ &\quad \left. + S_2(\omega)|G_2(\omega)|^2 + S_1(\omega)G_2(\omega)^*G_1(\omega)\exp(-i\omega\Delta T_1) \right]. \end{aligned}$$

[00038] A partir da Equação (6), a expressão seguinte pode ser derivada para calcular a assinatura de fonte corrigida, remoção de fan-

tasma da fonte de campo de onda:

$$W(\omega) = \frac{O_1(\omega)G_1(\omega)^* + O_2(\omega)G_2(\omega)^*}{A(\omega)} - \frac{N_1(\omega)G_1(\omega)^* + N_2(\omega)G_2(\omega)^*}{A(\omega)}, \quad (7)$$

onde

$$A(\omega) = S_1(\omega)|G_1(\omega)|^2 + S_2(\omega)|G_2(\omega)|^2 + S_2(\omega)G_1(\omega)^*G_2(\omega)\exp(-i\omega\Delta T_2) + S_1(\omega)G_2(\omega)^*G_1(\omega)\exp(-i\omega\Delta T_1).$$

[00039] O método proposto por Posthumus (referência feita na seção de Antecedentes no presente documento) para remover os fantasmas usando receptores superiores e inferiores, em vez de fontes superiores e inferiores acionadas nos mesmos registros sísmicos em tempos diferentes, usa a expressão seguinte para calcular o campo de onda sem fantasma de fita.

$$W(\omega) = \frac{O_1(\omega)G_1(\omega)^* + O_2(\omega)G_2(\omega)^*}{|G_1(\omega)|^2 + |G_2(\omega)|^2} - \frac{N_1(\omega)G_1(\omega)^* + N_2(\omega)G_2(\omega)^*}{|G_1(\omega)|^2 + |G_2(\omega)|^2}. \quad (8)$$

[00040] Ao comparar a Equação (7) com a Equação (8), é evidente que as duas Equações são muito similares. A diferença entre as duas Equações está no denominador, em que calcular a assinatura de fonte corrigido da fonte sem fantasma do campo de onda inclui a assinatura de fontes sem fantasma, e dois termos adicionais. Os dois termos adicionais, $G_1(\omega)G_2(\omega)^*$ e $G_2(\omega)G_1(\omega)^*$ são equivalentes a correlação cruzada das duas funções fantasma em um domínio de tempo, e $\exp(-i\omega\Delta T_1)$ e $\exp(-i\omega\Delta T_2)$ são operadores de atraso de tempo para corrigir a diferença entre os tempos de acionamento e as fontes de profundi-

dade de operação (ΔT_1 e ΔT_2 , como explicado acima). Foi determinado que o uso de termos extras, como explicado acima pode reduzir substancialmente erros na decomposição de sinal como contrastado com o uso do método Posthumus diretamente para fontes superiores e inferiores acionadas para serem registradas no mesmo registro de projeção. Adicionalmente, a menos que as duas (ou mais) fontes operadas em diferentes profundidades sejam especificamente projetadas para ser quase idênticas, a assinatura de fontes precisa ser incluída na expressão para computar as diferenças nas assinaturas como descrito na Equação (7).

[00041] Porque estas funções fantasma correlacionadas de forma cruzada são mudadas para frente e para trás no tempo, o denominador terá picos e descontinuidades no espectro relacionado às diferenças em tempo de acionamento entre duas fontes. Os picos e descontinuidades podem potencialmente causar uma amplificação de ruído nas partes do espectro, especialmente em relação às extremidades de frequência alta e baixa. Portanto, é desejável amortecer ou filtrar estes dois termos adicionais quando calculando o campo de onda sem fantasma. As Equações (7) e (8) são similares exceto por estes dois termos adicionais no denominador da Equação 7. O amortecimento de dois termos adicionais na Equação (7) faz com que seja possível abordar o resultado de aplicar a Equação (8) a dados de cima/ debaixo, onde duas fontes são ativadas nos mesmos registro, com diferentes tempos de ativação. Entretanto, mesmo se alguma filtragem de passagem de banda dos dois termos adicionais na Equação (7) for necessária para evitar a amplificação do ruído em direção as extremidades superior e inferior do espectro, os erros introduzidos são muito pequenos, sabendo-se que a filtragem é feita nas partes do espectro onde a correlação cruzada das duas funções fantasma têm energia limitada e/ou nas partes do espectro com energia sísmica limitada. Tal

versão filtrada da Equação (7) pode ser expressa como:

$$W(\omega) \approx \frac{O_1(\omega)G_1(\omega)^* + O_2(\omega)G_2(\omega)^*}{B(\omega)} - \frac{N_1(\omega)G_1(\omega)^* + N_2(\omega)G_2(\omega)^*}{B(\omega)}, \quad (9)$$

onde

$$B(\omega) = S_1(\omega)|G_1(\omega)|^2 + S_2(\omega)|G_2(\omega)|^2 + F(\omega) \left[S_2(\omega)G_1(\omega)^*G_2(\omega)\exp(-i\omega\Delta T_2) + S_1(\omega)G_2(\omega)^*G_1(\omega)\exp(-i\omega\Delta T_1) \right],$$

e $F(\omega)$ é um filtro de passagem de banda. As Equações (7) e (9) podem ser prontamente expandidas para os casos de ativar três ou mais fontes em três ou mais profundidades nos mesmos registros com atrasos de tempo diferentes.

[00042] Porque é normalmente possível separa perfeitamente o ruído do sinal, apenas a primeira parte do lado à direita das Equações (7) ou (9) seria normalmente usada para calcular a assinatura de fonte corrigida, remoção de fantasma de campo de onda.

[00043] Observe que as modalidades da invenção ilustradas acima incluem determinar as funções de correlação cruzada de operadores fantasma da primeira e uma ou mais fontes adicionais. Em geral, o método da invenção pode ser estendido para quaisquer números de fontes, cada uma operando em diferentes profundidades de água. Além disso, as assinaturas das fontes individuais são computadas.

[00044] A Figura 3A mostra exemplos de assinaturas de duas fontes operadas em diferentes times e em diferentes profundidades na curva 40, onde as assinaturas sem fantasma das duas fontes são idênticas e, portanto não computadas. A Curva 42 na Figura 3B mostra uma assinatura de fonte sem fantasma calculada através do uso de

acordo com a técnica Posthumus. Os erros na assinatura de fonte são claramente visíveis na curva 42 tanto em um tempo mais cedo quanto mais tarde do que o sinal sem fantasma. A diferença de tempo é relacionada à diferença nos tempos de acionamento das fontes em diferentes profundidades, e a diferença nos tempos de chegada devido às diferenças nas fontes de profundidade. A decomposição por um método de acordo com a invenção é mostrada na curva 44 na Figura 3C. Muito pouco erro na assinatura de fonte sem fantasma é visível usando o método de acordo com a invenção.

[00045] As Figuras 4A e 4B mostram, respectivamente, o espectro dos campos de onda sem fantasma mostrados na Figura 3 usando o método Posthumus, e o método da invenção.

[00046] As Figuras 5A e 5B mostram, respectivamente, o erro de espectro nos campos de onda sem fantasma quando é usado o método Posthumus e o método da invenção.

[00047] As Figuras 6A e 6B mostram, respectivamente, o espectro do denominador exato e não filtrado em uma equação (por exemplo, Equação (7)) de acordo com o método da invenção, e o espectro de um filtro de passagem de banda aplicado aos dois últimos termos em tal denominador como explicado acima.

[00048] As Figuras 7A e 7B mostram, respectivamente, o espectro do denominador nas Equações usadas no método Posthumus, e do espectro da versão filtrada da passagem de banda do denominador no método da invenção.

[00049] As Figuras 8A e 8B mostram, respectivamente, o espectro dos dois últimos termos do denominador na equação do método da invenção sem a filtragem de passagem de banda e com um filtro de passagem de banda aplicado.

[00050] A Figura 9 mostra um fluxograma que ilustra uma modalidade do método da invenção para determinar campo de onda sem fan-

tasma de fonte de energia sísmica marinha.

[00051] No bloco 90, os dados sísmicos são adquiridos a partir dos registros de sinais através do acionamento de uma primeira fonte sísmica em um primeiro tempo e uma ou mais fontes adicionais sísmicas em seus próprios tempos característicos com relação a um tempo índice dos registros de sinais, as fontes substancialmente colocadas e dispostas em diferentes profundidades em um corpo de água.

[00052] No bloco 91, um primeiro campo de onda é determinado a partir de registros de sinais no bloco 90 que ocorreria se a primeira fonte fosse acionada em um tempo selecionado com relação tempo de iniciação dos registros de sinais, o primeiro campo de onda sendo o tempo ajustado com relação à profundidade na água da primeira fonte. Em uma modalidade da invenção, o tempo selecionado pode ser o tempo de iniciação.

[00053] No bloco 92, um ou mais campos de onda adicionais são determinados a partir de registros de sinais no bloco 90 que ocorreria se uma ou mais fontes adicionais fossem cada uma acionadas no dito tempo selecionado com relação ao dito tempo de iniciação dos registros de sinais, um ou mais campos de onda adicionais sendo tempo ajustado com relação à profundidade na água de uma ou mais fontes adicionais.

[00054] No bloco 93, o primeiro campo de onda a partir do bloco 91 é combinado com um ou mais campos de onda adicionais a partir do bloco 92 para determinar um campo de onda sem fantasma que corresponde ao acionamento de uma única fonte sísmica.

[00055] Os métodos de acordo com a invenção podem fornecer um uma amplitude de sinal em dados sísmicos marinhos sem a necessidade de aumentar o tamanho das fontes de energia sísmica usadas. A invenção fornece uma técnica para decompor sinais sísmicos registrados com esta e que são registrados usando apenas uma fonte, en-

quanto faz o uso de duas ou mais fontes operadas em diferentes profundidades e são acionadas para serem registradas nos mesmo registros de projeção.

[00056] O campo de onda fontes marinhas de energia sísmica é substancialmente sensível a pressão hidrostática, que por sua vez é uma função de profundidade de fonte. Adicionalmente, pode ser desejável usar diferentes configurações de fontes para as profundidades de operação diferentes. Portanto, uma correção para a assinatura de respostas de fonte pode necessitar ser aplicada como mostrado nas Equações (7) e (9). Observe que tal correlação seria necessária se as respostas de fonte individuais, excluindo os fantasmas, fossem especificamente projetadas para serem quase idênticas. Há uma variedade de técnicas conhecidas para projetar, medir ou calcular os campos de onda das fontes sísmicas, que têm diferentes níveis de precisão. O campo de onda ou as posições selecionadas no campo de onda podem ser medidos diretamente (por exemplo, medição de campo afastado) ou o campo de onda pode ser calculado com base nos modelos físicos da fonte. Há também vários métodos de monitoramento de fonte, que determinam o campo de onda do conjunto de fonte de projeção a projeção, usando diversos sensores dispostos no conjunto de fonte sísmica. Isto inclui o chamado *Notional source method*, descrito em Ziolkowski, A., Parkes, G., Hatton, L. e Haugland, T., [1982], *The signature of an airgun array: Computation from near-field measurements including interactions*, Geophysics, vol. 47, p. 1413-1421, e, por exemplo, *Method of Sismic Source Monitoring Using Modeled Assinatura de fontes with Calibration Function*, Patente Nº U.S 7.218.572 concedida à Parkes e relacionado com a presente invenção.

[00057] Enquanto a invenção foi descrita com relação a um número limitado de modalidades, aqueles versados na técnica, tendo o benefício desta descrição, vão apreciar que outras modalidades po-

dem ser desenvolvidas sem se distanciar do escopo invenção, como descrito no presente documento. Consequentemente, o escopo da invenção deve ser limitado apenas pelas reivindicações em anexo.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para determinar o campo de onda sem fantasma de fonte de energia sísmica marinha a partir de registros de sinais de dados sísmicos adquiridos através de acionar uma primeira fonte sísmica em um primeiro tempo e uma ou mais fontes adicionais sísmicas em seus próprios tempos característicos com relação a um tempo índice dos registros de sinais, as fontes rebocadas substancialmente à mesma distância atrás da embarcação e dispostas em diferentes profundidades em um corpo de água, caracterizado pelo fato de que compreende:

determinar a partir dos registros de sinais um primeiro campo de onda que iria ocorrer se a primeira fonte foi acionada em um tempo selecionado com relação tempo de iniciação dos registros de sinais, o primeiro campo de onda sendo o tempo ajustado com relação ao tempo selecionado;

determinar a partir dos registros de sinais um ou mais campos de onda adicionais que iriam ocorrer se uma ou mais fontes adicionais fossem cada uma acionadas no dito tempo selecionado com relação ao dito tempo de iniciação dos registros de sinais, um ou mais campos de onda adicionais sendo o tempo ajustado com relação à profundidade na água de uma ou mais fontes adicionais e à profundidade na água da primeira fonte; e

unir o primeiro campo de onda com um ou mais campos de onda adicionais para determinar o campo de onda sem fantasma que corresponde ao acionamento de uma fonte sísmica única.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a primeira fonte e uma ou mais fontes adicionais compreendem, cada uma, pelo menos, um canhão de ar.

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende adicionalmente a correção para as assi-

naturas das fontes rebocadas em diferentes profundidades.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende adicionalmente determinar funções de correlação cruzada de operadores fantasma da primeira fonte e uma ou mais fontes adicionais.

5. Método, de acordo com a reivindicação 4, caracterizado pelo fato de que compreende adicionalmente filtragem de passagem de banda das funções de correlação cruzada.

6. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a primeira fonte e uma ou mais fontes adicionais são dispostas em diferentes planos verticais para evitar efeitos de ar na determinação dos campos de onda individuais.

7. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende adicionalmente projetar fontes rebocadas em diferentes profundidades, de modo que, tenham assinaturas sem fantasmas substancialmente idênticas.

8. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o tempo selecionado é o tempo de iniciação.

9. Método, de acordo com a reivindicação 3, caracterizado pelo fato de que a união do primeiro campo de onda com um ou mais campos de onda adicionais para determinar o campo de onda sem fantasma compreende aplicar a seguinte equação:

$$W(\omega) = \frac{O_1(\omega)G_1(\omega)^* + O_2(\omega)G_2(\omega)^*}{A(\omega)} - \frac{N_1(\omega)G_1(\omega)^* + N_2(\omega)G_2(\omega)^*}{A(\omega)},$$

onde

$$\begin{aligned}
A(\omega) = & S_1(\omega)|G_1(\omega)|^2 + S_2(\omega)|G_2(\omega)|^2 \\
& + S_2(\omega)G_1(\omega)^* G_2(\omega)\exp(-i\omega\Delta T_2) \\
& + S_1(\omega)G_2(\omega)^* G_1(\omega)\exp(-i\omega\Delta T_1),
\end{aligned}$$

e onde $W(\omega)$ é o campo de onda sem fantasma; $S_1(\omega)$ e $S_2(\omega)$ são assinaturas sem fantasma para as primeira e segunda fontes, respectivamente; $G_1(\omega)$ e $G_2(\omega)$ são operadores fantasma para as primeira e segunda fontes sísmicas, respectivamente; $N_1(\omega)$ e $N_2(\omega)$ são termos de ruídos para as primeira e segunda fontes sísmicas, respectivamente;

$$\Delta T_2 = t_2 - t_1 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}$$

e

$$\Delta T_1 = t_1 - t_2 + (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v};$$

onde t_1 e t_2 são tempos de acionamento das primeira e segunda fontes sísmicas, respectivamente; d_1 e d_2 são profundidades de operação das primeira e segunda fontes sísmicas, respectivamente; α é o ângulo de emissão de propagação de energia a partir de fontes, relativas à linha vertical; e v é uma velocidade acústica na água.

10. Método, de acordo com a reivindicação 5, caracterizado pelo fato de que unir o primeiro campo de onda com um ou mais campos de onda adicionais para determinar o campo de onda sem fantasma, usando filtragem de passagem de banda, compreende aplicar a equação seguinte:

$$\begin{aligned}
W(\omega) \approx & \frac{O_1(\omega)G_1(\omega)^* + O_2(\omega)G_2(\omega)^*}{B(\omega)} \\
& - \frac{N_1(\omega)G_1(\omega)^* + N_2(\omega)G_2(\omega)^*}{B(\omega)},
\end{aligned}$$

onde

$$B(\omega) = S_1(\omega)|G_1(\omega)|^2 + S_2(\omega)|G_2(\omega)|^2 \\ + F(\omega) \left[S_2(\omega)G_1(\omega)^* G_2(\omega) \exp(-i\omega\Delta T_2) \right. \\ \left. + S_1(\omega)G_2(\omega)^* G_1(\omega) \exp(-i\omega\Delta T_1) \right],$$

e onde $W(\omega)$ é o campo de onda sem fantasma; $S_1(\omega)$ e $S_2(\omega)$ são as assinaturas sem fantasma para as primeira e segunda fontes, respectivamente; $G_1(\omega)$ e $G_2(\omega)$ são operadores fantasma para as primeira e segunda fontes sísmicas, respectivamente; $N_1(\omega)$ e $N_2(\omega)$ são termos de ruídos para as primeira e segunda fontes sísmicas, respectivamente; $F(\omega)$ é o filtro de passagem de banda;

$$\Delta T_2 = t_2 - t_1 - (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v}$$

e

$$\Delta T_1 = t_1 - t_2 + (d_2 - d_1) \frac{\cos(\alpha)}{v};$$

onde t_1 e t_2 são tempos de acionamento das primeira e segunda fontes sísmicas, respectivamente; d_1 e d_2 são profundidades de operação das primeira e segunda fontes sísmicas, respectivamente; α é o ângulo de emissão de propagação de energia das fontes, relativo à linha vertical; e v é uma velocidade acústica na água.

11. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que compreende:

acionar a primeira fonte de energia sísmica em uma primeira profundidade na água em um primeiro tempo selecionado com relação à iniciação do registro de sinais sísmicos;

acionar a uma ou mais fontes adicionais de energia sísmica rebocadas substancialmente à mesma distância atrás da embarcação com a primeira fonte, cada fonte adicional com suas próprias profundidades de água características e cada fonte adicional com seus pró-

prios tempos característicos com relação à iniciação do registro de sinais sísmicos, os tempos de acionamento são selecionados, de modo que, a energia das fontes adicionais está presente nos registros de sinais sísmicos; e

registrar sinais sísmicos que resultam do acionamento da primeira fonte e uma ou mais fontes adicionais.

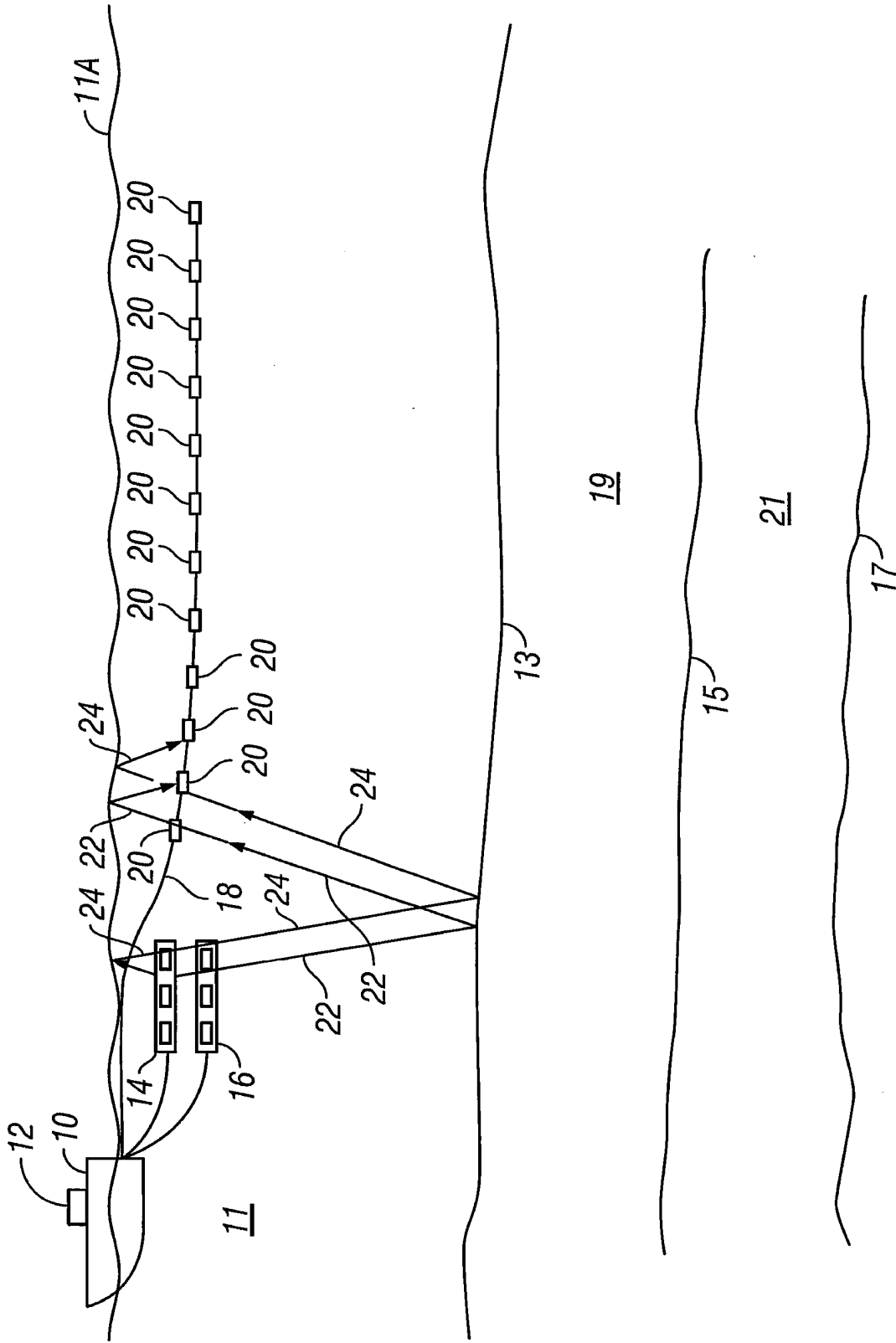


FIG. 1

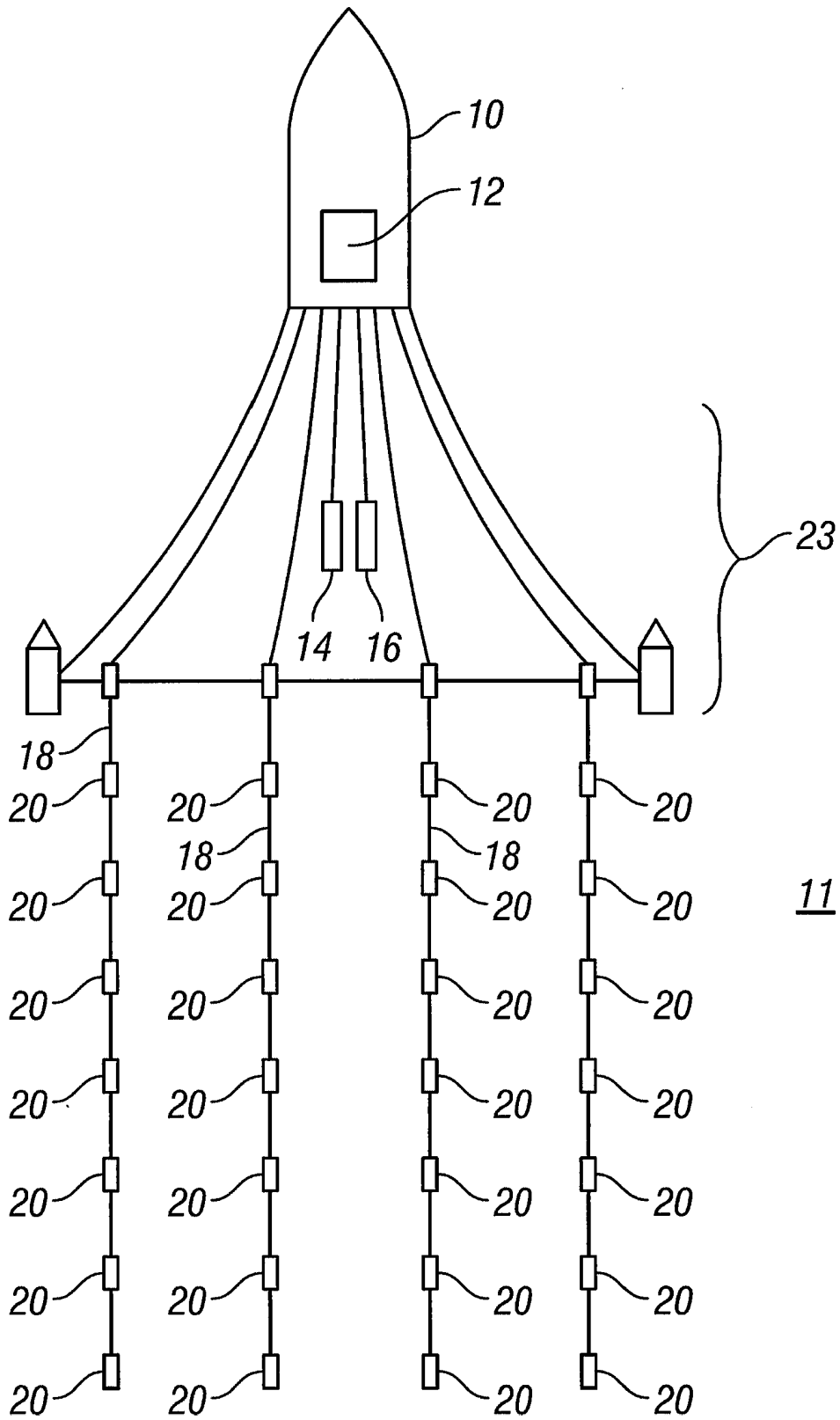


FIG. 2

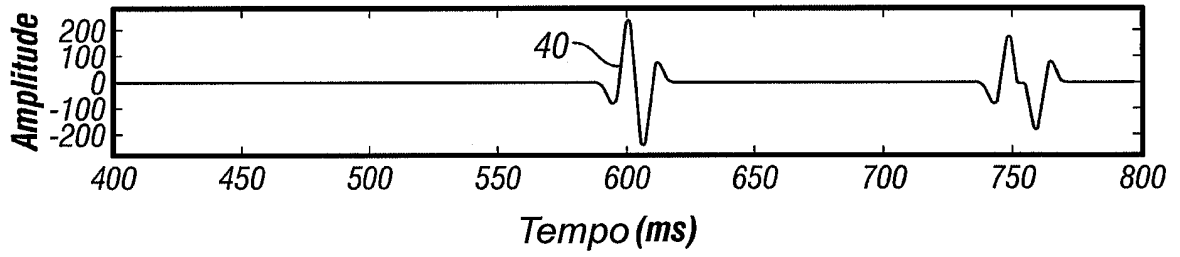


FIG. 3A

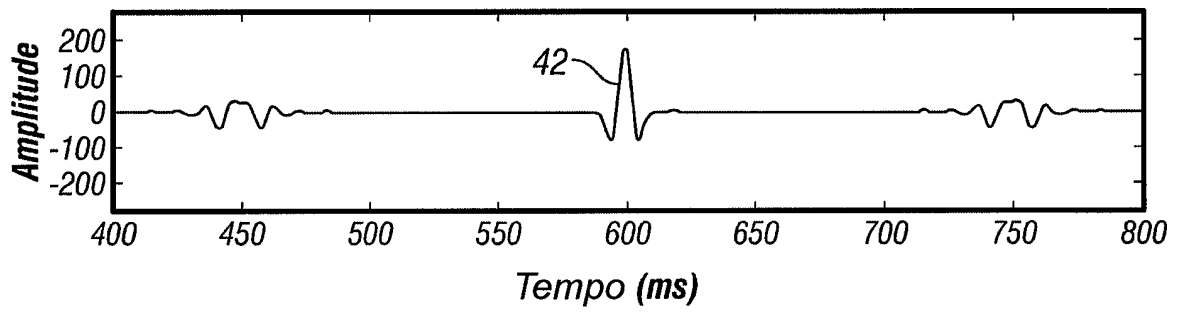


FIG. 3B

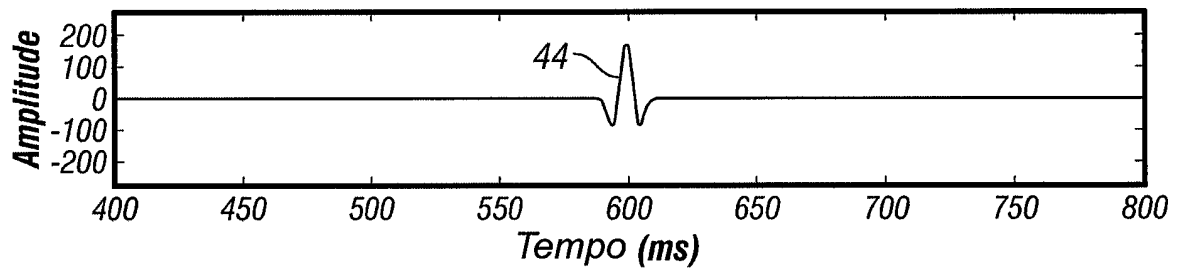


FIG. 3C

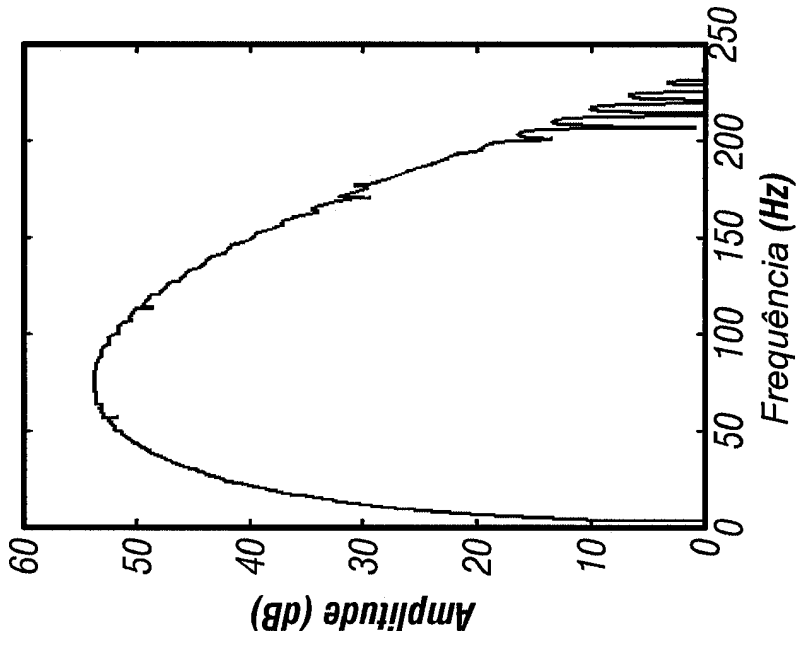


FIG. 4B

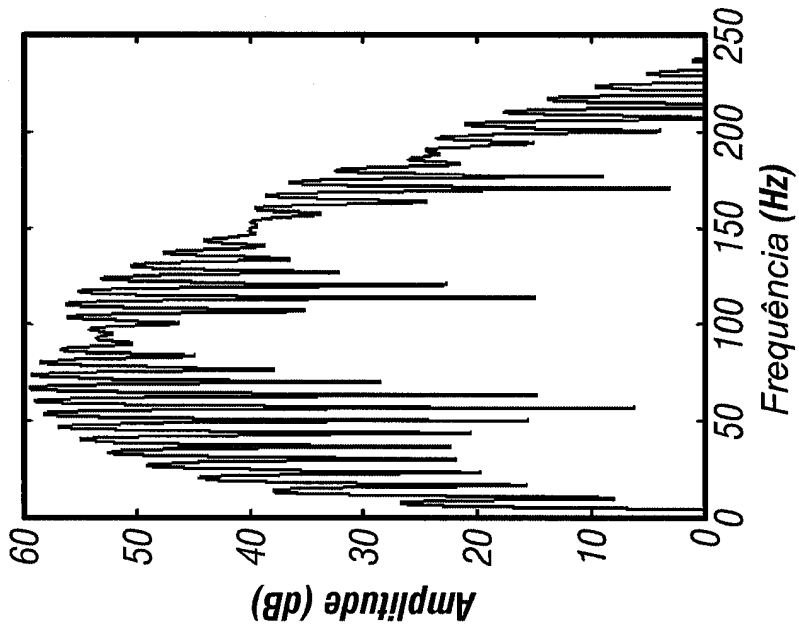


FIG. 4A

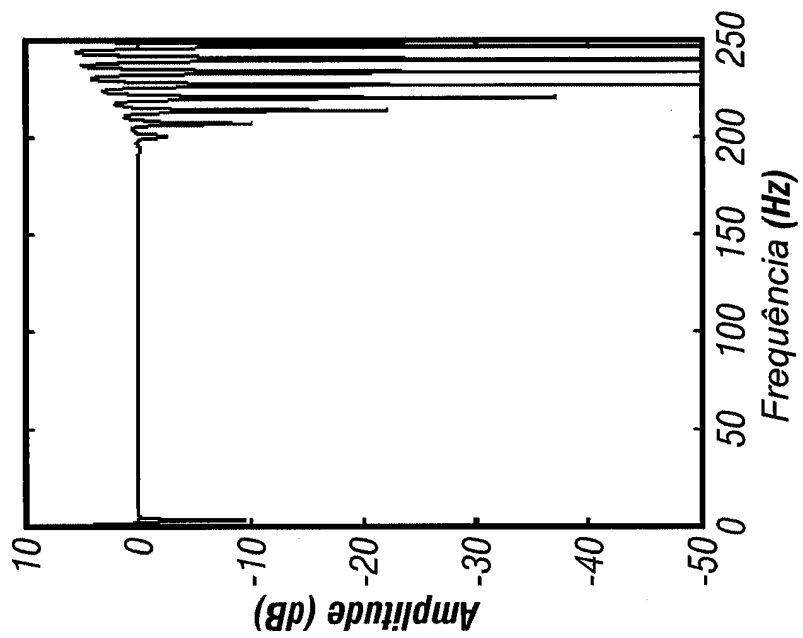


FIG. 5B

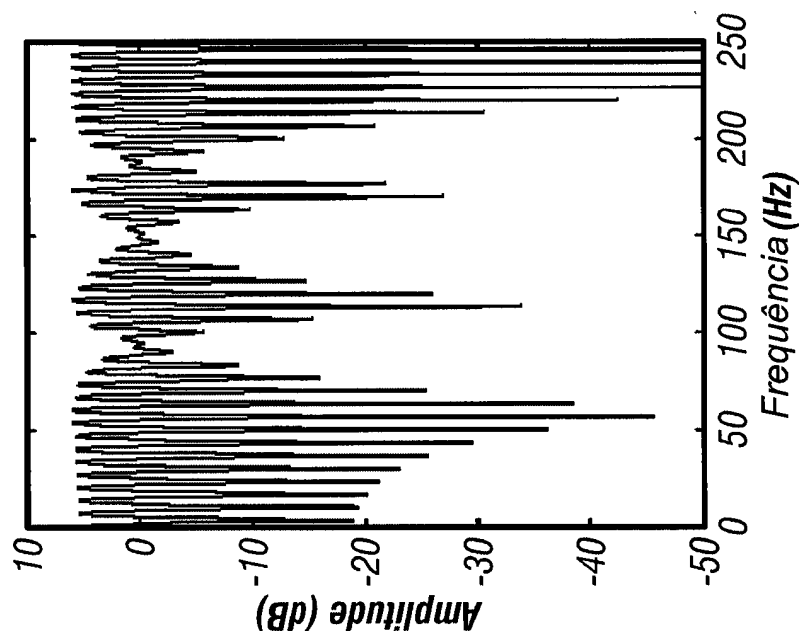


FIG. 5A

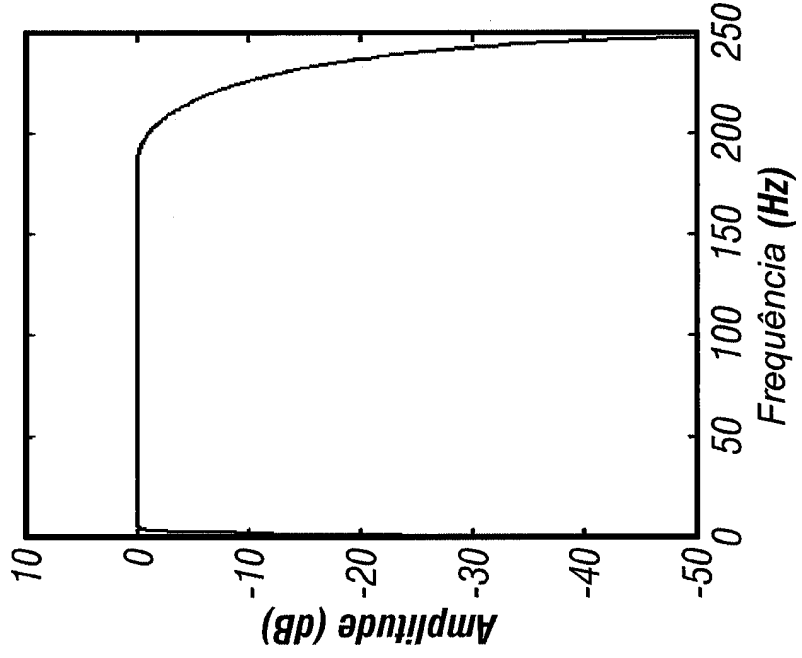


FIG. 6B

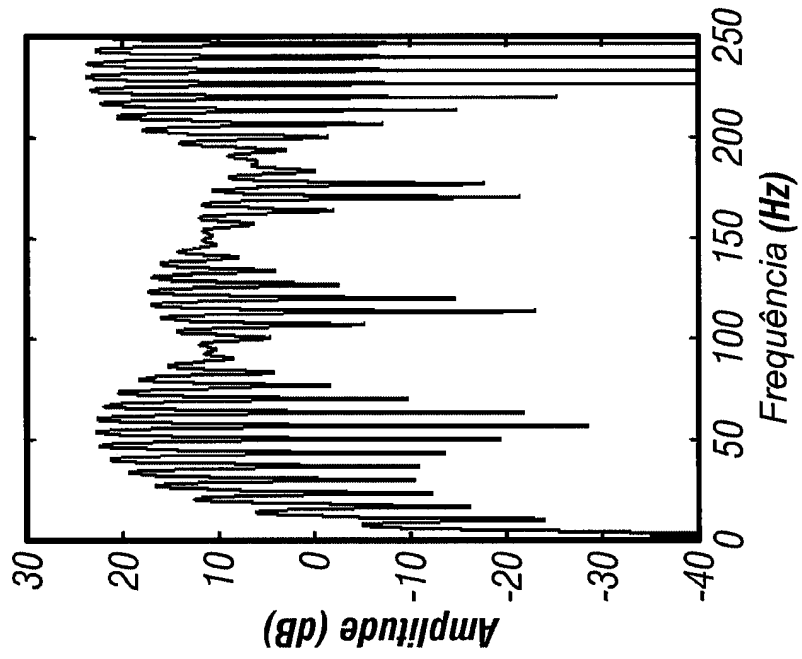


FIG. 6A

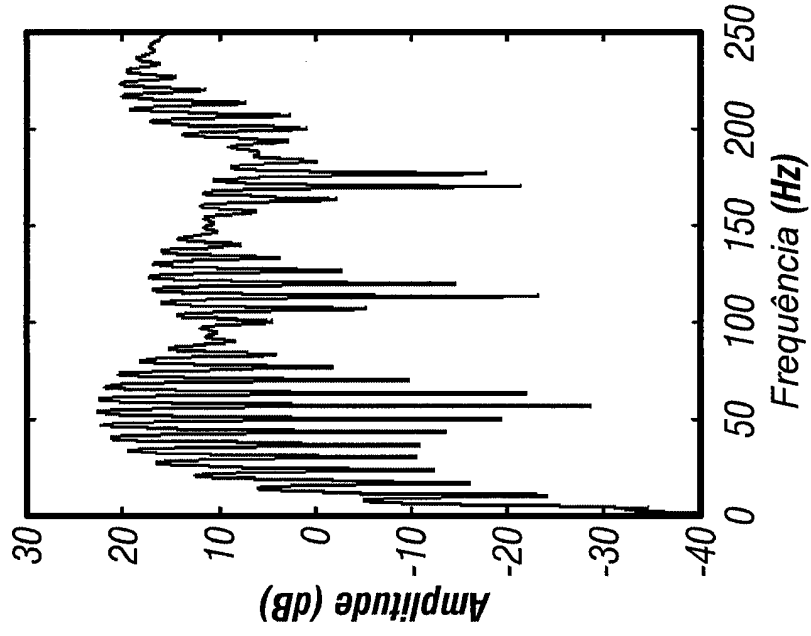


FIG. 7B

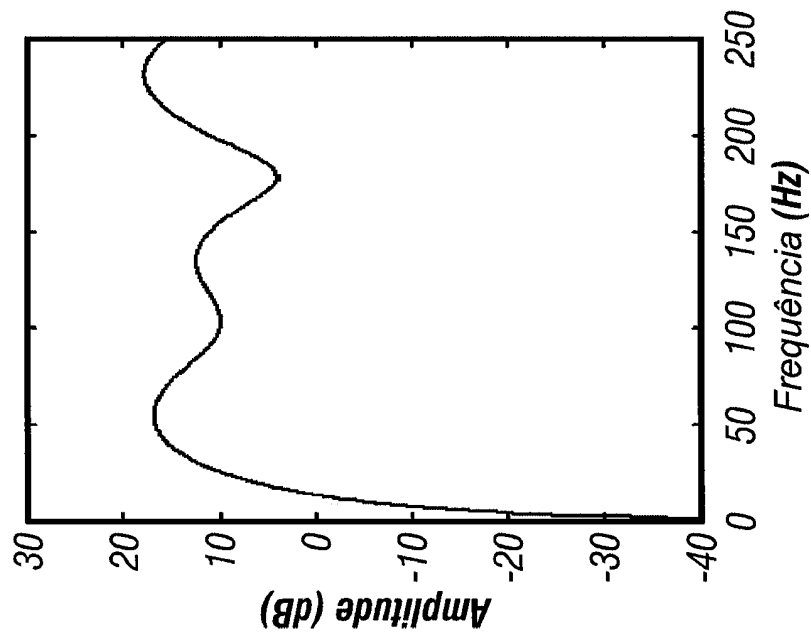


FIG. 7A

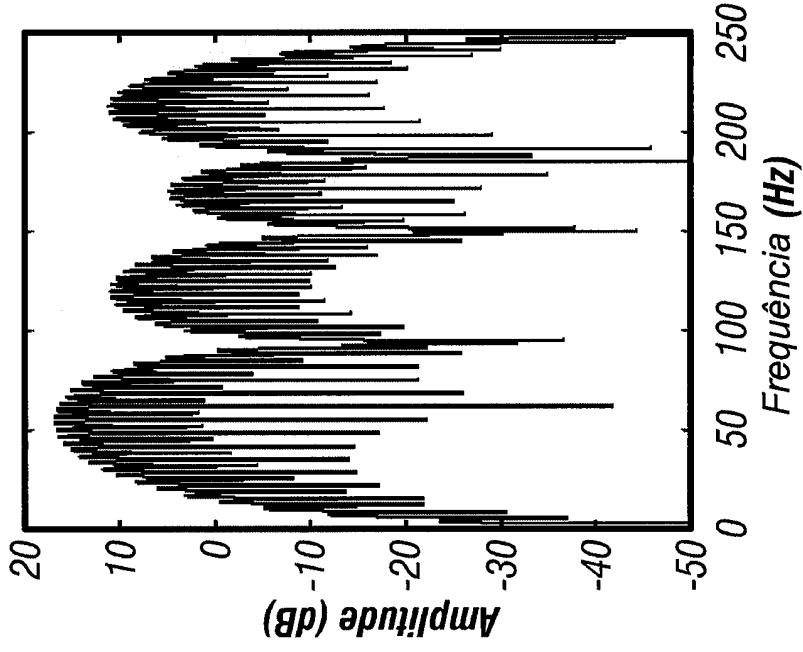


FIG. 8B

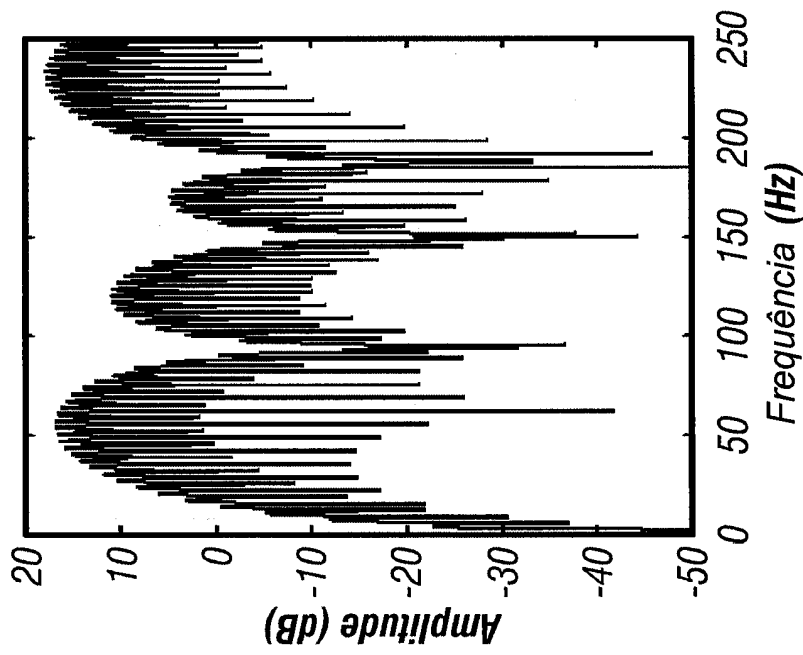
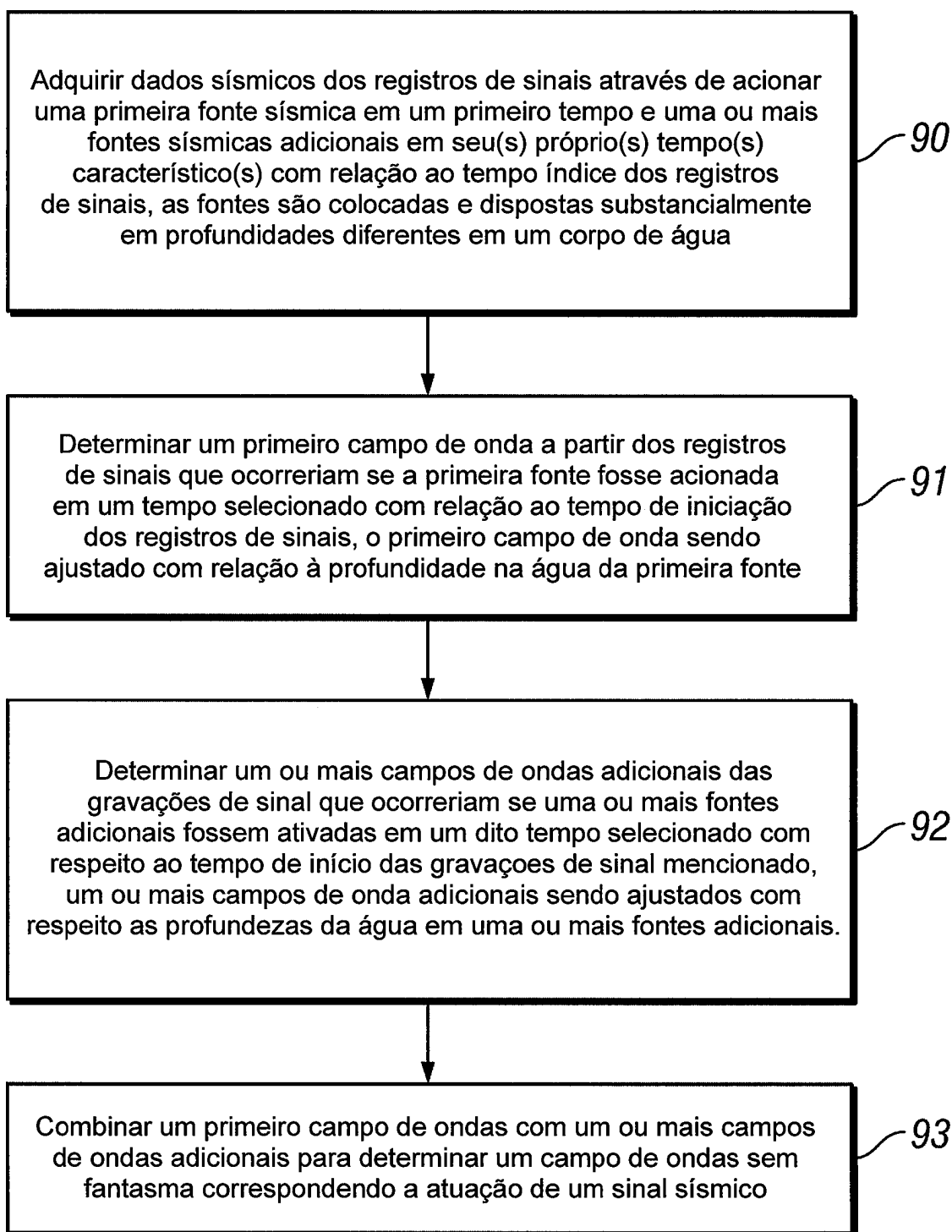


FIG. 8A

**FIG. 9**