

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

(21) **PI 1103888-8 A2**

(22) Data de Depósito: 16/08/2011
(43) Data da Publicação: 26/12/2012
(RPI 2190)



(51) *Int.Cl.:*
G01V 1/48

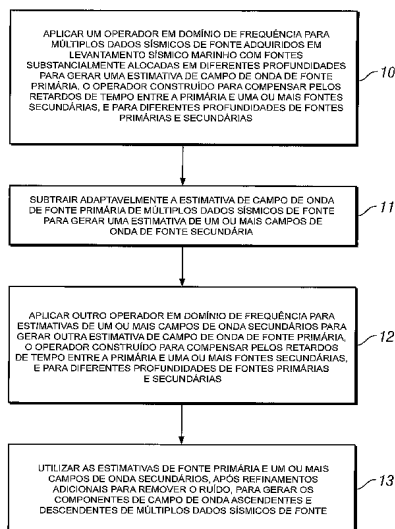
(54) **Título:** MÉTODO PARA SEPARAR FONTES SÍSMICAS EM LEVANTAMENTOS SÍSMICOS MARINHOS

(30) **Prioridade Unionista:** 16/08/2010 US 12/806,544

(73) **Titular(es):** PGS Geophysical AS

(72) **Inventor(es):** Roald G. Van Borselen, Robertus F. Hegge

(57) **Resumo:** MÉTODO PARA SEPARAR FONTES SÍSMICAS EM LEVANTAMENTOS SÍSMICOS MARINHOS. A presente invenção refere-se a um operador que é aplicado em um domínio de frequência a múltiplos dados sísmicos de fonte adquiridos em um levantamento marinho, com múltiplas fontes colocadas substancialmente horizontalmente e em diferentes profundidades, para gerar uma estimativa de um campo de onda de fonte primária, o operador construído para compensar por retardos de tempo entre e para diferentes profundidades das fontes primárias e secundárias. A estimativa do campo de onda de fonte primária é adaptavelmente subtraída dos múltiplos dados sísmicos de fonte para gerar as estimativas de campo de onda de fonte secundária. Outro operador é aplicado no domínio de frequência para as estimativas de campos de onda de fonte secundária para gerar outra estimativa de campo de onda de fonte primária, o operador construído para compensar pelos retardos de tempo entre e para diferentes profundidades das fontes primárias e secundárias. As estimativas de fonte primária e secundária são utilizadas, após refinamentos iterativos adicionais para remover o ruído, para gerar os componentes de campo de onda ascendentes e descendentes dos múltiplos dados sísmicos de fonte.



Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"MÉTODO PARA SEPARAR FONTES SÍSMICAS EM LEVANTAMENTOS SÍSMICOS MARINHOS"**.

REFERÊNCIAS CRUZADAS A PEDIDOS RELATIVOS

5 Não aplicável

PESQUISA OU DESENVOLVIMENTO FEDERALMENTE PATROCINADO

Não aplicável

LISTAGEM DE SEQUÊNCIA, TABELA, OU LISTAGEM DE COMPUTADOR

10 Não aplicável

ANTECEDENTES DA INVENÇÃO
CAMPO DA TÉCNICA

A presente invenção refere-se geralmente ao campo de prospecção geofísica. Mais especificamente, a invenção refere-se ao campo de
15 formação de imagem de dados de cabo sísmico marinho.

DESCRIÇÃO DA TÉCNICA RELACIONADA

Na indústria de óleo e gás, a prospecção geofísica é comumente utilizada para ajudar na pesquisa por uma avaliação de formações terrestres de subsuperfície. As técnicas de prospecção geofísica geram um conheci-
20 mento da estrutura de subsuperfície da terra, os quais são úteis para encontrar e extrair recursos minerais valiosos, especificamente depósitos de hidrocarbonetos tais como óleo e gás natural. Uma técnica bem conhecida de prospecção geofísica é um levantamento sísmico. Em um levantamento sísmico baseado em terra, um sinal sísmico é gerado sobre ou próximo da
25 superfície terrestre e então se desloca para baixo para dentro da subsuperfície da terra. Em um levantamento sísmico marinho, o sinal sísmico também se desloca para baixo através de um corpo de água sobreposto à subsuperfície da terra. Fontes de energia sísmica são utilizadas para gerar o sinal sísmico o qual, após propagar para dentro da terra, é pelo menos parcial-
30 mente refletido por refletores sísmicos de subsuperfície. Tais refletores sísmicos tipicamente são as interfaces entre as formações subterrâneas que têm diferentes propriedades elásticas, especificamente a velocidade de onda

sonora e a densidade de rocha, o que leva a diferenças em impedância acústica nas interfaces. A energia sísmica refletida é detectada por sensores sísmicos (também denominados receptores sísmicos) na ou próximo da superfície da terra, dentro de um corpo de água sobreposto, ou em profundidades conhecidas dentro de furos de sondagem. Os sensores sísmicos geram sinais, tipicamente elétricos ou óticos, da energia sísmica detectada, os quais são gravados para um processamento adicional.

As fontes sísmicas apropriadas para gerar o sinal sísmico em levantamentos sísmicos terrestre podem incluir explosivos ou vibradores. Os levantamentos sísmicos marinhos tipicamente empregam uma fonte sísmica submersa rebocada por um navio e periodicamente ativada para gerar um campo de onda sísmico. A fonte sísmica que gera o campo de onda pode ser de diversos tipos incluindo uma pequena carga explosiva, uma centelha ou arco elétrico, um vibrador marinho, e, tipicamente, um disparador. O disparador de fonte sísmica pode ser um disparador de água, um disparador de vapor e, mais tipicamente, um disparador de ar. Tipicamente, uma fonte sísmica marinha consiste não em um único elemento de fonte, mas uma rede de elementos de fonte espacialmente distribuídos. Esta disposição é especificamente verdadeira para os disparadores de ar, correntemente a forma mais comum de fonte sísmica marinha.

Os tipos apropriados de sensores sísmicos tipicamente incluem os sensores de velocidade de partícula, especificamente em levantamentos terrestres, e sensores de pressão de água especificamente em levantamentos marinhos. Algumas vezes sensores de deslocamento de partícula, sensores de aceleração de partícula, ou sensores de gradiente de pressão são utilizados no lugar dos ou em adição aos sensores de velocidade de partícula. Os sensores de velocidade de partícula e os sensores de pressão de água são comumente conhecidos na técnica como geofones e hidrofones, respectivamente. Os sensores sísmicos podem ser distendidos por si próprios, mas são mais comumente distendidos em redes de sensores. Além disso, os sensores de pressão e os sensores de movimento de partícula podem ser distendidos juntos em um levantamento marinho, colocados em pa-

res ou pares de rede.

Em um levantamento sísmico marinho típico, um navio de levantamento sísmico se desloca sobre a superfície da água, tipicamente a aproximadamente 5 nós, e contém um equipamento de aquisição sísmica, tal como um controle de navegação, um controle de fonte sísmica, um controle de sensor sísmico, e um equipamento de gravação. O equipamento de controle de fonte sísmica faz com que uma fonte sísmica rebocada dentro do corpo de água pelo navio sísmico atue em tempos selecionados (a ativação comumente conhecida como uma "denotação"). Os cabos sísmicos, também denominados cabos sismográficos, são estruturas alongadas como cabo rebocadas dentro do corpo de água pelo navio de levantamento sísmico que reboca a fonte sísmica ou por outro navio de levantamento sísmico. Tipicamente, uma pluralidade de cabos sísmicos é rebocada atrás de um navio sísmico. Os cabos sísmicos contêm sensores para detectar os campos de onda refletidos iniciados pela fonte sísmica e que retornam de interfaces refletivas. Os sensores de pressão e os sensores de movimento de partícula podem ser distendidos em proximidade estreita, colocados em pares ou pares de redes ao longo de um cabo sísmico. Uma alternativa a ter o geofone e o hidrofone colocalizados, é ter uma suficiente densidade espacial de sensores de modo que os respectivos campos de onda gravados pelo hidrofone e pelo geofone possam ser interpolados ou extrapolados para produzir os dois sinais de campo de onda na mesma localização.

As gravações de sensores duplos objetivam decompor os dados sísmicos em componentes de campo de onda ascendentes e descendentes. Após a decomposição, os campos de onda ascendentes obtidos representam uma forma de onda que não mais contém os campos de onda que propagam para baixo. Em outras palavras, os campos de onda ascendentes não mais contêm os eventos de reflexão interferentes que primeiro foram refletidos na superfície da água, propagando para baixo antes de serem gravados pelos receptores sísmicos, tais como os hidrofones e os geofones. Como estes campos de onda descendentes interferentes, conhecidos como "fantasmas de receptor", foram removidos, a largura de banda do sinal gra-

vado aumentou, o que ajuda na interpretação dos dados gravados em estágios posteriores.

A interferência também ocorre no lado de fonte. Uma fonte sísmica não somente gera as ondas que propagam para baixo, a fonte também gera ondas que primeiro propagam para cima, antes de serem refletidas na superfície da água e propagar para baixo para dentro da terra. Este campo de onda refletido, conhecido como "fantasma de fonte", poderia ser considerado por ser gerado por uma fonte espelhada localizada na localização de espelho com relação à superfície do mar. Esta interferência reduz a largura de banda do sinal sísmico gravado.

Um modo de superar a interferência dos campos de onda gerada pela fonte e o seu fantasma de fonte é utilizar uma geometria de múltiplas fontes, onde as fontes estão proximidade estreita e disparadas em diferentes tempos. Se for possível separar os campos de onda que foram gerados pelas fontes individuais, então um operador de "retirada de fantasma de fonte" pode ser aplicado aos dados que objetiva colapsar os campos de onda gerados pela fonte e o seu fantasma em um único campo de onda de fonte.

Para separar os campos de onda de fonte gerados pelas múltiplas fontes, diferentes propostas podem ser utilizadas. Uma proposta é fazer uso de técnicas de remoção de ruído bem estabelecidas, tais como filtragem de f-k, filtragem randômica ou técnicas de remoção de ruído incoerente. Estes métodos convencionais são aplicados após classificar os dados, classificados em um domínio de denotação comum, em uma ordem diferente (tal como um domínio de receptor comum, um domínio de ponto médio comum, um domínio de deslocamento comum), já que os efeitos de interferência podem tornar-se mais randômicos em tais domínios.

Assim, uma necessidade existe para um método para separar os campos de onda de fonte sísmica em levantamentos sísmicos marinhos. De preferência, o método é baseado em dados, por somente utilizar os dados sísmicos gravados.

BREVE SUMÁRIO DA INVENÇÃO

A invenção é um método para formação de imagem da subsuperfície da terra. Um computador programável é utilizado para executar o seguinte. Um operador é aplicado em um domínio de frequência a múltiplos dados sísmicos de fonte adquiridos em um levantamento marinho, com múltiplas fontes colocadas substancialmente horizontalmente e em diferentes profundidades, para gerar uma estimativa de um campo de onda de fonte primária, o operador construído para compensar por retardos de tempo entre uma fonte primária e uma ou mais fontes secundárias e para diferentes profundidades das fontes primárias e secundárias. A estimativa do campo de onda de fonte primária é adaptavelmente subtraído dos múltiplos dados sísmicos de fonte, por meio disto gerando uma estimativa de um ou mais campos de onda de fonte secundária. Outro operador é aplicado no domínio de frequência nas estimativas dos um ou mais campos de onda de fonte secundária para gerar outra estimativa da ondulação de fonte primária, o operador construído para compensar pelos retardos de tempo entre a fonte primária e as uma ou mais fontes secundárias, e para diferentes profundidades das fontes primárias e secundárias. As estimativas da fonte primária e das uma ou mais fontes secundárias são utilizadas, após refinamentos iterativos adicionais para remover o ruído, para gerar os componentes de campo de onda ascendentes e descendentes dos múltiplos dados sísmicos de fonte.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

A invenção e suas vantagens podem ser mais facilmente compreendidas por referência à descrição detalhada seguinte e aos desenhos anexos, nos quais:

figura 1 é um fluxograma que ilustra uma modalidade do método da invenção para separar as fontes sísmicas em levantamentos sísmicos marinhos;

figura 2 é um fluxograma que ilustra uma porção inicial de outra modalidade do método da invenção para separar as fontes sísmicas em levantamentos sísmicos marinhos;

figura 3 é um fluxograma que ilustra uma porção final da modali-

dade do método da invenção para separar as fontes sísmicas em levantamentos sísmicos marinhos iniciado na figura 2;

figura 4 é um fluxograma que ilustra uma modalidade adicional do método da invenção para separar as fontes sísmicas em levantamentos sísmicos marinhos iniciado nas figuras 2 e 3.

Apesar da invenção ser descrita em conexão com as suas modalidades preferidas, será compreendido que a invenção não está limitada a estas. Ao contrário, a invenção pretende cobrir todas as alternativas, modificações, e equivalentes que possam estar incluídos dentro do escopo da invenção, como definido pelas reivindicações anexas.

DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO

A invenção é um método para separar os campos de onda de fonte em dados sísmicos marinhos adquiridos com múltiplas fontes disparadas em diferentes profundidades, em diferentes tempos, possivelmente mesmo tempos randômicos, mas onde todas as fontes estão substancialmente horizontalmente colocadas, isto é, em proximidade estreita umas com as outras. A invenção utiliza um operador que satisfaz a equação de onda. Neste operador, os retardos de tempo entre as diferentes fontes são compensados, assim como o fato que as fontes são disparadas em diferentes profundidades.

Os retardos de tempo entre os campos de onda de fonte são considerados através da aplicação de um deslocamento de fase no domínio de Laplace. Para o retardo de tempo t_0 , isto pode ser expresso por:

$$p(x, t - t_0) \rightarrow \exp(-st_0) \tilde{p}(x, s), \quad (1)$$

na qual a transformada de Laplace direta do domínio de espaço - tempo (x, t) para o domínio de Laplace (x, s) , designada por um til $\sim$, é definida em geral como

$$\tilde{p}(x, s) = \int_{t \in T} \exp(-st) p(x, t) dt, \quad (2)$$

e a transformada de Laplace inversa correspondente é definida como:

$$\chi_T(t) p(x, t) = \frac{1}{2\pi j} \int_{s-j\infty}^{s+j\infty} \exp(st) \tilde{p}(x, s) ds. \quad (3)$$

Aqui

$$\chi_T(t) = \left\{ 1, \frac{1}{2}, 0 \right\} \text{ para } t \in \{T, \partial T, T\},$$

onde

$$T = \{t \in \mathbb{R}; t > t_0\}; \quad \partial T = \{t \in \mathbb{R}; t = t_0\}; \quad T = \{t \in \mathbb{R}; t < t_0\},$$

e x é o espaço, t é o tempo, e s é o parâmetro de frequência de Laplace, abaixo discutido.

- 5 A seguir, a invenção será ilustrada como atuando sobre o campo de onda de pressão $p(x, t)$, tipicamente detectado por sensores de pressão tais como os hidrofones, apesar do tipo de campo de onda e do tipo de sensores empregados não serem uma restrição da invenção. A invenção pode ser aplicada com qualquer tipo de sensor sísmico apropriado e seus campos de onda detectados. Por exemplo, os campos de onda de movimento de partícula e os sensores de movimento de partícula poderiam ser empregados. A modificação das equações seguintes para acomodar outros campos de onda é direta.

- 15 Tradicionalmente, o parâmetro de Laplace s é dado pelo número puramente imaginário:

$$s = j\omega = j2\pi f,$$

onde j é a unidade imaginária $\sqrt{-1}$, ω é a frequência angular, e f é a frequência real. Na invenção, no entanto, o parâmetro de Laplace s é ao invés dado por:

$$s = j\omega + \varepsilon = j2\pi f + \varepsilon, \quad (4)$$

- 20 onde ε é a parte real do parâmetro de frequência de Laplace complexo s . A parte real ε na equação (4) pode ser expressa como, mas não está limitada, ao seguinte:

$\varepsilon = \text{constante};$

$\varepsilon = \varepsilon(\mathbf{x})$, onde $\mathbf{x} = (x_1, x_2, x_3);$

$\varepsilon = \varepsilon(t); \quad \varepsilon = \varepsilon(\mathbf{x}, t);$

$\varepsilon = \varepsilon(f); \quad \varepsilon = \varepsilon(\mathbf{x}, f).$ (5)

Aqui, x_1 e x_2 são coordenadas espaciais, tais como em direções em linha e linha transversal, respectivamente, e x_3 é uma coordenada espacial vertical, tal como a profundidade.

Para compensar pelo fato de que as fontes estão em profundidades diferentes, operadores de "retirada de fantasma" e "recolocação de fantasma" multidimensionais podem ser utilizados. O operador de retirada de fantasma transforma um campo de onda medido $\tilde{P}_{medida}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^S; s)$

- 5 gerado por uma fonte localizada na profundidade $x_3 = x_3^S$ e a sua fonte espelhada na profundidade $x_3 = -x_3^S$, em um campo de onda com fantasma retirado $P_{retirada\ de\ fantasma}(s\alpha_1, s\alpha_2, 0; s)$ que tem uma fonte localizada na superfície livre na profundidade $x_3 = 0$. Este operador de retirada de fantasma tem a seguinte forma:

$$\tilde{P}_{retirada\ st}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3 = 0; s) = \frac{\tilde{P}_{medida}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3 = x_3^S; s)}{2 \sinh(s\Gamma x_3^S)},$$

- 10 na qual $s\alpha_1$ é um parâmetro de Laplace espectral em linha, $s\alpha_2$ é um parâmetro de Laplace espectral de linha transversal

$$s\Gamma = j \sqrt{\left(\frac{2\pi f}{c}\right)^2 - (s\alpha_1)^2 - (s\alpha_2)^2},$$

onde c é a velocidade do som na água.

- 15 O operador de recolocação de fantasma faz o oposto do operador de retirada de fantasma na equação (6). O operador de recolocação de fantasma toma o campo de onda com fantasma retirado

$P_{retirada\ de\ fantasma}(s\alpha_1, s\alpha_2, 0; s)$ que tem a sua localização de fonte na superfície livre ($x_3 = 0$) e gera um campo de onda de fantasma recolocado

$$\tilde{P}_{recolocação\ de\ fantasma}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^S; s)$$

- 20 que teria sido gerado por uma fonte na profundidade $x_3 = x_3^S$ e a sua localização espelhada na profundidade $x_3 = -x_3^S$. Este operador de recolocação de fantasma toma a seguinte forma:

$$\tilde{P}_{recolocação\ de\ fantasma}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3 = x_3^S; s) = \tilde{P}_{retirada\ de\ fantasma}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3 = 0; s) 2 \sinh(s\Gamma x_3^S) \quad (7)$$

Em uma configuração de fonte dupla, a medição é igual à soma

de uma fonte primária mais uma fonte secundária:

$$\tilde{P}_{Dual}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}; s) = \tilde{P}_{\text{primário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) + \tilde{P}_{\text{secundário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S2}; s). \quad (8)$$

A medição de fonte dupla é uma função tanto da profundidade $x_3 = x_3^{S1}$ da fonte primária quanto da profundidade $x_3 = x_3^{S2}$ da fonte secundária.

5 Utilizando os operadores de retirada de fantasma e de recolocação de fantasma como definido nas equações (6) e (7), respectivamente, e também utilizando a equação (1), a medição de fonte dupla pode ser descrita como:

$$\tilde{P}_{dual}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}; s) = \tilde{P}_{\text{primário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) \left[1 + \exp(-st_0) \frac{\sinh(s\Gamma x_3^{S2})}{\sinh(s\Gamma x_3^{S1})} \right], \quad (9)$$

onde t_0 agora representa o retardo de tempo entre as fontes primárias e secundárias. O operador de recolocação de fantasma é aplicado na fonte secundária e o operador de retirada de fantasma é aplicado na fonte primária.

Da equação (9), o campo de onda da fonte primária pode ser descrito por:

$$\tilde{P}_{\text{primário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) = \frac{\tilde{P}_{dual}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}; s)}{\left[1 + \exp(-st_0) \frac{\sinh(s\Gamma x_3^{S2})}{\sinh(s\Gamma x_3^{S1})} \right]} \quad (10)$$

15 Das equações (7) e (9), o campo de onda da fonte primária pode também ser dado por:

$$\tilde{P}_{\text{primário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) = \tilde{P}_{\text{secundário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S2}; s) \frac{\sinh(s\Gamma x_3^{S1})}{\left[\sinh(s\Gamma x_3^{S2}) \exp(-st_0) \right]}. \quad (11)$$

Uma vez que uma estimativa do campo de onda de fonte primária foi obtida, esta estimativa pode ser refinada. Duas modalidades do método para refinar a estimativa de fonte primária serão aqui apresentadas, mas o método da invenção não está restrito somente a estas duas modalidades.

20 Na primeira modalidade, o campo de onda de fonte secundária pode ser derivado através de uma subtração (adaptável) do campo de onda de fonte primária estimado da medição de fonte dupla original. Após isto, ambas as

estimativas podem ser atualizadas. Em uma modalidade, um pré-condicionamento é aplicado na medição de fonte secundária para remover qualquer ruído indesejado. Esta estimativa da medição de fonte secundária é utilizada para computar uma nova estimativa da medição de fonte primária pela aplicação de um operador na estimativa da medição de fonte secundária, utilizando a equação (11). Esta nova estimativa da medição de fonte primária é então adaptavelmente otimizada novamente de modo que a subtração dos dados de entrada levaria a uma energia mínima. Então, esta estimativa otimizada final da medição de fonte primária é subtraída da medição de fonte dupla para obter uma estimativa final da medição de fonte secundária.

Na segunda modalidade para o refinamento, a estimativa da medição de fonte primária e a estimativa da medição de fonte secundária são subtraídas da medição de fonte dupla para gerar um resíduo. O resíduo é dado por:

$$\tilde{R}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}; s) = \tilde{P}_{Dual}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}; s) - \tilde{P}_{primário}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) - \tilde{P}_{secundário}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S2}; s). \quad (12)$$

Então, o processo inicia novamente e nova estimativa residual para a próxima iteração é adicionada aos resultados de iteração anteriores. Especificamente, as duas modalidades utilizam os operadores acima descritos.

O método da invenção aplica-se a dados sísmicos de múltiplas fontes, não apenas a dados sísmicos de fonte dupla, como acima ilustrado para os propósitos de mostrar os princípios claramente. O método da invenção aplica-se igualmente a uma ou mais fontes secundárias. Assim, podem existir, em geral, N-1 fontes secundárias posicionadas em profundidades $x_3 = x_3^{Sm}$, para $m = 2, 3, \dots, N$, com campos de onda correspondentes $\tilde{P}_{Sm}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{Sm}; s)$. A equação (8) torna-se:

$$\begin{aligned} & \tilde{P}_{múltiplo}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}, \dots, x_3^{SN}; s) \\ &= \tilde{P}_{primário}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) + \sum_{m=2}^N \tilde{P}_{Sm}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{Sm}; s). \end{aligned} \quad (8a)$$

A equação (9) torna-se:

$$\begin{aligned} & \tilde{P}_{\text{Múltiplo}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}, \dots, x_3^{SN}; s) \\ &= \tilde{P}_{\text{primário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) \left[1 + \sum_{m=2}^N \exp(-st_m) \frac{\sinh(s\Gamma x_3^{Sm})}{\sinh(s\Gamma x_3^{S1})} \right], \end{aligned} \quad (9a)$$

onde t_m agora representa o retardo de tempo entre a fonte primária e a m^{a} fonte secundária.

A equação (10) torna-se:

$$\tilde{P}_{\text{primário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) = \frac{\tilde{P}_{\text{múltiplo}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}, \dots, x_3^{SN}; s)}{\left[1 + \sum_{m=2}^N \exp(-st_m) \frac{\sinh(s\Gamma x_3^{Sm})}{\sinh(s\Gamma x_3^{S1})} \right]} \quad (10a)$$

5

A equação (11) torna-se:

$$\tilde{P}_{\text{primário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) = \frac{\sum_{m=2}^N \tilde{P}_{Sm}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{Sm}; s)}{\sum_{m=2}^N \exp(-st_m) \frac{\sinh(s\Gamma x_3^{Sm})}{\sinh(s\Gamma x_3^{S1})}}. \quad (11a)$$

Finalmente, a equação (12) torna-se:

$$\begin{aligned} & \tilde{R}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}, \dots, x_3^{SN}; s) = \\ & \tilde{P}_{\text{Dual}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}, \dots, x_3^{SN}; s) \\ & - \tilde{P}_{\text{primário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) - \sum_{m=2}^N \tilde{P}_{Sm}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{Sm}; s). \end{aligned} \quad (12a)$$

O método da invenção está abaixo descrito com relação aos fluxogramas nas figuras 1 a 3. O fluxograma na figura 1 ilustra uma modalidade geral do método da invenção para separar múltiplas fontes. O fluxograma na figura 2 ilustra uma porção inicial de uma modalidade mais geral do método da invenção para a modalidade de fonte dupla. O fluxograma na figura 3 ilustra uma primeira modalidade para uma porção final do processo iniciado na figura 2. As figuras 2 e 3 tratam da modalidade de fonte dupla para propósitos de clareza ilustrativa somente. O número de fontes não é pretendido como uma limitação da invenção.

A figura 1 é um fluxograma que ilustra uma modalidade do método da invenção para separar as fontes sísmicas em levantamentos sísmi-

cos marinhos.

No bloco 10, um operador é aplicado em domínio de frequência para múltiplos dados sísmicos de fonte adquiridos em um levantamento sísmico marinho com múltiplas fontes substancialmente horizontalmente colocadas e em diferentes profundidades, para gerar uma estimativa de um
5 campo de onda de fonte primária, o operador construído para compensar os retardos de tempo entre uma fonte primária e uma ou mais fontes secundárias, e para diferentes profundidades das fontes primárias e secundárias;

No bloco 11, a estimativa de campo de onda de fonte primária é
10 adaptavelmente subtraída dos múltiplos dados sísmicos de fonte para gerar as estimativas de um ou mais campos de onda de fonte secundária.

No bloco 12, outro operador é aplicado no domínio de frequência para nas estimativas dos um ou mais campos de onda de fonte secundária para gerar outra estimativa de campo de onda de fonte primária, o operador
15 construído para compensar pelos retardos de tempo entre a fonte primária e as uma ou mais fontes secundárias, e para diferentes profundidades das fontes primárias e secundárias.

No bloco 13, as estimativas da fonte primária e dos um ou mais campos de onda de fonte secundária, após refinamentos iterativos adicionais
20 para remover o ruído, são utilizadas para gerar os componentes de campo de onda ascendentes e descendentes dos múltiplos dados sísmicos de fonte.

As figuras 2 e 3 são fluxogramas que proveem uma ilustração mais detalhada da invenção, para a modalidade de fonte dupla, do que a
25 modalidade mais geral ilustrada na figura 1. A figura 2 é um fluxograma que ilustra uma porção inicial de outra modalidade do método da invenção para separar as fontes sísmicas em levantamentos sísmicos marinhos.

No bloco 20, os dados sísmicos de um levantamento sísmico marinho são obtidos. Os dados sísmicos são adquiridos com múltiplas fontes
30 em diferentes profundidades disparadas em diferentes tempos, mas onde todas as fontes estão em proximidade estreita umas com as outras. A obtenção dos dados sísmicos inclui recuperar os dados previamente adquiridos do

armazenamento, tal como uma memória de computador ou outros tipos de dispositivos ou meios de armazenamento de memória.

No bloco 21, os dados sísmicos do bloco 20 são classificados em acúmulos de detonação comum (também conhecidos como acúmulos de
5 fonte comum).

No bloco 22, duas fontes são selecionadas do levantamento sísmico marinho no bloco 21. Uma fonte, aquela disparada mais cedo, é designada como a "fonte primária" e a outra fonte é designada como a "fonte secundária". A fonte primária está na profundidade $x_3 = x_3^{S1}$ e a fonte secundária está na profundidade $x_3 = x_3^{S2}$. O retardo de tempo entre as fontes primárias e secundárias é designado como t_0 . Esta combinação de fonte primária e de fonte secundária constitui a medição de fonte dupla.
10

No bloco 23, qualquer retardo de tempo para a fonte mais cedo do bloco 22 é removido, de modo que a fonte primária é disparada no tempo de referência $t = 0$.
15

No bloco 24, os acúmulos de detonação comum, após a correção de tempo no bloco 23, são classificados em acúmulos de receptor comum. Duas modalidades exemplares serão aqui descritas, mas estes exemplos não pretendem ser uma limitação da invenção. Na primeira modalidade, uma interpolação é aplicada para reduzir o espaçamento de fonte efetivo, se necessário. Então, os acúmulos de denotação comum são reclassificados em acúmulos de receptor comum. Na segunda modalidade, uma reciprocidade é utilizada para construir um acúmulo de receptor comum na profundidade de receptor $x_3 = x_3^S$ e na profundidade de fonte $x_3 = x_3^R$ de um acúmulo de denotação com a profundidade de fonte $x_3 = x_3^S$ e a profundidade de receptor. $x_3 = x_3^R$.
20
25

No bloco 25, os acúmulos de receptor comum do bloco 24 são transformados para um domínio de frequência. Em várias modalidades, os acúmulos de receptor comum são transformados, por exemplo, para o domínio de número de onda de frequência, o domínio de lentidão de frequência, o domínio de Laplace espectral, ou qualquer outro domínio de frequência apropriado. O domínio específico empregado na transformação não deve ser
30

considerado como uma limitação do método da invenção.

No bloco 26, um operador é construído no domínio de frequência, utilizando o retardo de tempo t_0 entre as fontes primárias e secundárias, e as profundidades de fonte $x_3 = x_3^{s1}$ e $x_3 = x_3^{s2}$ de ambas as fontes primárias e secundárias, respectivamente. Em uma modalidade, o operador está construído na equação (10), acima. Outras equações são também apropriadas e pretendem estar incluídas na invenção. Por exemplo, tais equações adicionais incluiriam, mas não estariam limitadas a, equações similares, mas mais simplificadas que ignoram as coordenadas de deslocamento, tais como x , y , ou ambas.

No bloco 27, o operador construído no bloco 26 é aplicado nos dados transformados, os acúmulos de receptor comum, do bloco 25. O operador reconstrói os dados da fonte primária na profundidade $x_3 = x_3^{s1}$, onde x_3^{s1} é a profundidade da fonte primária. A aplicação do operador gera uma estimativa transformada do campo de onda fonte primária.

No bloco 28, os dados reconstruídos no bloco 27, incluindo a estimativa transformada do campo de onda de fonte primária, são transformados de volta para o domínio de deslocamento de tempo para gerar uma estimativa do campo de onda de fonte primária. O processo então prossegue para a etapa 30 da figura 3 para continuar.

A figura 3 é um fluxograma que ilustra uma porção final da modalidade do método da invenção para separar as fontes sísmicas em levantamentos sísmicos marinhos iniciada na figura 2. A estimativa do campo de onda de fonte primária do bloco 28 da figura 2 é provida para o bloco 30 da figura 3.

No bloco 30, a estimativa do campo de onda de fonte primária do bloco 28 da figura 2 é modificada pela aplicação de uma filtragem de casamento. Em uma modalidade esta filtragem de casamento é opcional. Neste processo, um filtro é determinado e aplicado na fonte primária estimada de modo que após a convolução do filtro com o campo de onda de fonte primária estimado, a subtração da estimativa primária filtrada casada da medição de fonte dupla leva a uma energia mínima. Em outras palavras, o

campo de onda de fonte primária estimado é adaptavelmente otimizado de modo que este case os dados na medição de fonte dupla otimamente em um sentido de menores quadrados.

5 No bloco 31, a estimativa filtrada casada do campo de onda de fonte primária do bloco 30 é então subtraída da medição de fonte dupla para obter uma estimativa do campo de onda de fonte secundária. Na modalidade a subtração é uma subtração adaptável.

10 No bloco 32, a estimativa do campo de onda secundário do bloco 31 é adicionalmente pré-condicionada, por exemplo, removendo o ruído remanescente, ou por remoção de energia direta ou refratada. Em uma modalidade, este pré-condicionamento é opcional.

15 No bloco 33, a estimativa do campo de onda de fonte secundária do bloco 32 é modificada pela aplicação de filtragem casada. Em uma modalidade, esta filtragem casada é opcional. Neste processo, um filtro é determinado e aplicado na fonte secundária estimada de modo que após a convolução do filtro com o campo de onda de fonte secundária estimado, a subtração da estimativa secundária filtrada casada da medição de fonte dupla leva a uma energia mínima. Em outras palavras, o campo de onda de fonte secundária estimado é adaptavelmente otimizado de modo que este case os dados na medição de fonte dupla otimamente em um sentido de menores quadrados. Esta estimativa do campo de onda de fonte secundária pode agora ser utilizada para obter uma estimativa ainda melhor do campo de onda de fonte primária.

25 No bloco 34, os dados sísmicos, que incluem a estimativa de campo de onda de fonte secundária do bloco 33, são transformados novamente para o domínio de frequência.

30 No bloco 35, um operador é construído para gerar um campo de onda de fonte primária da estimativa do campo de onda de fonte secundária do bloco 34 levando em conta o retardo de tempo entre as duas detonações e o fato de que uma fonte está localizada na profundidade $x_3 = x_3^{s1}$ e a outra na profundidade $x_3 = x_3^{s2}$. Em uma modalidade, o operador está construído como na equação (11), acima.

No bloco 36, o operador construído no bloco 35 é aplicado nos dados sísmicos transformados, que incluem a estimativa do campo de onda de fonte secundária do bloco 34. A aplicação do operador gera uma estimativa transformada do campo de onda de fonte primária.

5 No bloco 37, os dados sísmicos, que incluem a estimativa do campo de onda de fonte secundária do bloco 36, são transformados de volta para o domínio de tempo - espaço para obter uma nova estimativa do campo de onda de fonte primária.

10 No bloco 38, uma nova estimativa do campo de onda de fonte primária do bloco 37 é modificada pela aplicação de filtragem casada. Em uma modalidade, esta filtragem casada é opcional. Neste processo, um filtro é determinado e aplicado na fonte primária estimada de modo que após a convolução do filtro com o campo de onda de fonte primária estimado, a subtração da estimativa primária filtrada casada da medição de fonte dupla leva
15 a uma energia mínima. Em outras palavras, o campo de onda de fonte primária estimado é adaptavelmente otimizado de modo que este case os dados na medição de fonte dupla otimamente em um sentido de menores quadrados.

20 Em outra modalidade, uma energia residual é computada após a subtração da soma dos campos de onda de fonte separados estimados. Então, o processo das figuras 2 e 3 pode ser repetido utilizando esta energia residual. A figura 4 é um fluxograma que ilustra uma modalidade adicional do método da invenção para separar as fontes sísmicas em levantamentos sísmicos marinhos iniciada nas figuras 2 e 3.

25 No bloco 40, o campo de onda de fonte dupla do bloco 25 da figura 2, o campo de onda de fonte primária do bloco 38 da figura 3, e o campo de onda de fonte secundária do bloco 33 da figura 3 são obtidos para a iteração corrente.

30 No bloco 41, um resíduo é calculado do campo de onda de fonte dupla, do campo de onda de fonte primária, e do campo de onda de fonte secundária do bloco 40. Em uma modalidade, o resíduo é calculado como na Equação (12), acima.

No bloco 42, é determinado se o resíduo do bloco 41 é suficientemente pequeno. Em uma modalidade específica, o resíduo é comparado com um limite ajustado para determinar se o resíduo é menor do que o limite. Se o resíduo for suficientemente pequeno, então o processo termina. Se
 5 o resíduo não for suficientemente pequeno, então o processo continua para o bloco 43.

No bloco 43, o processo retorna para o bloco 20 da figura 2 para repetir o processo dado nas figuras 2 e 3, utilizando o resíduo ao invés dos campos de onda.

10 No bloco 44, o processo retorna do bloco 38 da figura 3 com novas estimativas para os campos de onda de fonte primária e de fonte secundária, calculadas utilizando o resíduo.

No bloco 45, as estimativas do bloco 44 para os campos de onda de fonte primária e de fonte secundária, calculados utilizando o resíduo,
 15 são adicionadas às estimativas previamente calculadas dos campos de onda de fonte primária e de fonte secundária da iteração anterior.

No bloco 46, o processo retorna para o bloco 41 com as novas estimativas, após a adição no bloco 45, dos campos de onda de fonte primária e de fonte secundária.

20 Uma vez que as fontes separadas estão disponíveis, uma decomposição de campo de onda de fonte pode ser aplicada utilizando os métodos estabelecidos. O método de separação de campo de onda de fonte acima descrito pode ser combinado com a decomposição de campo de onda de fonte. Especificamente, ambos os métodos de separação e de decompo-
 25 sição são executados no mesmo domínio de frequência, de modo que, em uma modalidade, os dois operadores que executam os métodos de separação e de decomposição podem ser combinados em uma aplicação para eficiência computacional.

O método da invenção não faz uso de nenhuma informação a
 30 priori sobre a geologia de subsuperfície. Somente as informações relativas à aquisição são utilizadas para separar as diferentes contribuições de fonte.

Os dados sísmicos obtidos na execução de um levantamento

sísmico, representativos da subsuperfície da terra, são processados para gerar as informações relativas à estrutura geológica e às propriedades das formações terrestres de subsuperfície na área que está sendo levantada. Os dados sísmicos processados são processados para exibição e análise de um conteúdo de hidrocarbonetos potencial destas formações subterrâneas. O objetivo do processamento de dados sísmicos é extrair dos dados sísmicos tantas informações quanto possíveis referentes às formações subterrâneas de modo a adequadamente formar uma imagem da subsuperfície geológica. De modo a identificar as localizações na subsuperfície da terra quando existe uma probabilidade de encontrar acúmulos de petróleo, grandes somas de dinheiro são despendidas no acúmulo, processamento e interpretação de dados sísmicos. O processo para construir as superfícies refletoras que definem as camadas terrestres subterrâneas de interesse dos dados sísmicos gravados provê uma imagem da terra em profundidade ou tempo.

15 A imagem da estrutura da subsuperfície da terra é produzida de modo a permitir que um intérprete selecione as localizações com a maior probabilidade de ter acúmulos de petróleo. Para verificar a presença de petróleo, um poço deve ser perfurado. Perfurar poços para determinar se os depósitos de petróleo estão presentes ou não, é um empreendimento extremamente dispendioso e demorado. Por esta razão, existe uma necessidade continuada de aperfeiçoar o processamento e a exibição dos dados sísmicos, de modo a produzir uma imagem da estrutura da subsuperfície da terra que aperfeiçoará a capacidade de um intérprete, se a interpretação for feita por um computador ou um ser humano, para avaliar a probabilidade de que um acúmulo de petróleo existe em uma localização específica na subsuperfície da terra. O processamento e a exibição de dados sísmicos adquiridos facilitam decisões mais precisas sobre se e onde perfurar, e por meio disto reduz o risco de perfurar furos secos.

30 A invenção foi acima discutida como um método, para propósitos ilustrativos somente, mas pode também ser implementada como um sistema. O sistema da invenção está de preferência implementado por meio de computadores, especificamente computadores digitais, juntamente com ou-

tros equipamentos de processamento de dados convencionais. Tal equipamento de processamento de dados, bem conhecidos na técnica, compreenderá qualquer combinação ou rede apropriada de equipamento de processamento de computador, que inclui, mas não está limitado a, hardware (processadores, dispositivos de armazenamento temporários e permanentes, e qualquer outro equipamento de processamento de computador apropriado), software (sistemas operacionais, programas de aplicação, bibliotecas de programas matemáticos, e qualquer outro software apropriado), conexões (elétricas, óticas, sem fio, ou outras), e periféricos (dispositivos de entrada e saída tais como teclados, dispositivos de apontar, e scanners; dispositivos de vídeo tais como monitores e impressoras; meios de armazenamento legíveis por computador tais como fitas, discos, e discos rígidos, e qualquer outro equipamento apropriado).

Em outra modalidade, a invenção poderia ser implementada como o método acima descrito, especificamente, executado utilizando um computador programável para executar o método. Em outra modalidade, a invenção poderia ser implementada como um programa de computador armazenado em um meio legível por computador, com o programa tendo uma lógica operável para fazer com que o computador programável execute o método acima descrito. Em outra modalidade, a invenção poderia ser implementada como um meio legível por computador com um programa de computador armazenado no meio, de modo que o programa tenha uma lógica operável para fazer com que um computador programável execute o método acima descrito.

Deve ser compreendido que o precedente é meramente uma descrição detalhada de modalidades específicas desta invenção e que numerosas mudanças, modificações, e alternativas às modalidades descritas podem ser feitas de acordo com a descrição aqui sem afastar do escopo da invenção. A descrição precedente, portanto, não pretende limitar o escopo da invenção. Ao contrário, o escopo da invenção deve ser determinado somente pelas reivindicações anexas e seus equivalentes.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para separar fontes sísmicas, que compreende:

utilizar um computador programável para executar o seguinte:

aplicar um operador em um domínio de frequência a múltiplos

5 dados sísmicos de fonte adquiridos em um levantamento sísmico marinho, com múltiplas fontes colocalizadas substancialmente horizontalmente e em diferentes profundidades para gerar uma estimativa de um campo de onda de fonte primária, o operador construído para compensar por um retardo de tempo entre uma fonte primária e uma ou mais fontes secundárias e para
10 diferentes profundidades das fontes primárias e secundárias;

subtrair adaptavelmente a estimativa do campo de onda de fonte primária dos dados sísmicos de múltiplas fontes para gerar uma estimativa de um ou mais campos de onda de fonte secundária;

15 aplicar outro operador no domínio de frequência nas estimativas dos um ou mais campos de onda de fonte secundária para gerar outra estimativa de campo de onda de fonte primária, o operador construído para compensar pelos retardos de tempo entre a fonte primária e as uma ou mais fontes secundárias e para diferentes profundidades das fontes primárias e secundárias; e

20 utilizar as estimativas da fonte primária e dos um ou mais campos de onda de fonte secundária, após refinamentos iterativos adicionais para remover o ruído, para gerar os componentes de campo de onda ascendentes e descendentes dos múltiplos dados sísmicos de fonte.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, em que a aplicação
25 de um operador a múltiplos dados sísmicos de fonte compreende as etapas iniciais de:

obter os dados sísmicos de um levantamento sísmico marinho;

classificar os dados sísmicos em acúmulos de detonação comum;

30 selecionar uma fonte primária e uma ou mais fontes secundárias do levantamento sísmico marinho;

remover qualquer retardo de tempo de modo que a fonte primária-

ria seja ativada no tempo zero;

classificar os acúmulos de detonação comum em acúmulos de receptor comum; e

transformar os acúmulos de receptor comum para o domínio de frequência.

3. Método de acordo com a reivindicação 2, em que a aplicação de um operador a múltiplos dados sísmicos de fonte ainda compreende:

transformar os dados sísmicos, que incluem a estimativa do campo de onda fonte primária, do domínio de frequência para o domínio de deslocamento de tempo; e

aplicar uma filtragem de casamento na estimativa do campo de onda de fonte primária.

4. Método de acordo com a reivindicação 3, em que subtrair adaptavelmente ainda compreende:

pré-condicionar as estimativas dos um ou mais campos de onda de fonte secundária;

aplicar uma filtragem casada nas estimativas dos um ou mais campos de onda de fonte secundária; e

transformar os dados sísmicos, que incluem as estimativas dos um ou mais campos de onda de fonte secundária do domínio de deslocamento de tempo para o domínio de frequência.

5. Método de acordo com a reivindicação 4, em que a aplicação do um operador ainda compreende:

transformar os dados sísmicos, que incluem a estimativa do campo de onda de fonte primária, do domínio de frequência para o domínio de tempo - espaço; e

aplicar uma filtragem casada na estimativa do campo de onda de fonte primária;

6. Método de acordo com a reivindicação 1, em que o operador aplicado a múltiplos dados sísmicos de fonte, no caso de fontes duplas, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{P}_{\text{primário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{s1}; s) = \frac{\tilde{P}_{\text{dual}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{s1}, x_3^{s2}; s)}{\left[1 + \exp(-st_0) \frac{\sinh(s\Gamma x_3^{s2})}{\sinh(s\Gamma x_3^{s1})} \right]}.$$

onde $\tilde{P}_{\text{primário}}$ é a estimativa do campo de onda de fonte primária, $\tilde{P}_{\text{Dual}}$ são os dados sísmicos de fonte dupla, t_0 é o retardo de tempo entre as fontes primárias e secundárias, x_3^{s1} é a profundidade da fonte primária, x_3^{s2} é a profundidade da fonte secundária, $s\alpha_1$ é um parâmetro de Laplace espectral em
 5 linha, $s\alpha_2$ é um parâmetro de Laplace espectral de linha transversal, e

$$s\Gamma = j\sqrt{\left(\frac{2\pi f}{c}\right)^2 - (s\alpha_1)^2 - (s\alpha_2)^2},$$

onde f é a frequência, e c é a velocidade do som na água.

7. Método de acordo com a reivindicação 6, em que o operador aplicado para a estimativa do campo de onda de fonte secundária é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{P}_{\text{primário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{s1}; s) = \tilde{P}_{\text{secundário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{s2}; s) \frac{\sinh(s\Gamma x_3^{s1})}{\left[\sinh(s\Gamma x_3^{s2}) \exp(-st_0) \right]}.$$

10 onde $\tilde{P}_{\text{primário}}$ é a estimativa do campo de onda de fonte secundária.

8. Método de acordo com a reivindicação 7, ainda compreendendo:

calcular um resíduo da fonte dupla e as estimativas dos campos de onda de fonte primária e de fonte secundária;

15 determinar se o resíduo é suficientemente pequeno para terminar as iterações;

aplicar os operadores no resíduo para calcular as novas estimativas dos campos de onda de fonte primária e de fonte secundária;

20 adicionar as novas estimativas dos campos de onda de fonte primária e de fonte secundária às estimativas anteriores dos campos de onda de fonte primária e de fonte secundária; e

repetir as etapas de cálculo determinação, aplicação, e adição acima.

9. Método de acordo com a reivindicação 8, em que o resíduo $\tilde{R}$

é calculado pela aplicação da seguinte equação:

$$\tilde{R}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}; s) = \tilde{P}_{Dual}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}; s) - \tilde{P}_{primário}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) - \tilde{P}_{secundário}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S2}; s).$$

10. Meio legível por computador com um programa de computador armazenado no mesmo, o programa tendo uma lógica operável para fazer com que um computador programável execute as etapas para prover
5 uma imagem da subsuperfície da terra de dados sísmicos de um levantamento sísmico marinho de múltiplos azimutes que compreende:

aplicar um operador em um domínio de frequência a múltiplos dados sísmicos de fonte adquiridos em um levantamento sísmico marinho, com múltiplas fontes colocadas substancialmente horizontalmente e em
10 diferentes profundidades para gerar uma estimativa de um campo de onda de fonte primária, o operador construído para compensar por um retardo de tempo entre uma fonte primária e uma ou mais fontes secundárias e para diferentes profundidades das fontes primárias e secundárias;

subtrair adaptavelmente a estimativa do campo de onda de fonte primária dos dados sísmicos de múltiplas fontes para gerar uma estimativa
15 de um ou mais campos de onda de fonte secundária;

aplicar outro operador no domínio de frequência nas estimativas dos um ou mais campos de onda de fonte secundária para gerar outra estimativa de campo de onda de fonte primária, o operador construído para
20 compensar pelos retardos de tempo entre a fonte primária e as uma ou mais fontes secundárias e para diferentes profundidades das fontes primárias e secundárias; e

utilizar as estimativas da fonte primária e dos um ou mais campos de onda de fonte secundária, após refinamentos iterativos adicionais
25 para remover o ruído, para gerar os componentes de campo de onda ascendentes e descendentes dos múltiplos dados sísmicos de fonte.

11. Meio de acordo com a reivindicação 10, em que a aplicação de um operador a múltiplos dados sísmicos de fonte compreende as etapas iniciais de:

obter os dados sísmicos de um levantamento sísmico marinho;
classificar os dados sísmicos em acúmulos de detonação comum;

5 selecionar uma fonte primária e uma ou mais fontes secundárias do levantamento sísmico marinho;

remover qualquer retardo de tempo de modo que a fonte primária seja ativada no tempo zero;

classificar os acúmulos de detonação comum em acúmulos de receptor comum; e

10 transformar os acúmulos de receptor comum para o domínio de frequência.

12. Meio de acordo com a reivindicação 11, em que a aplicação de um operador a múltiplos dados sísmicos de fonte ainda compreende:

15 transformar os dados sísmicos, que incluem a estimativa do campo de onda de fonte primária para o domínio de deslocamento de tempo; e

aplicar uma filtragem casada na estimativa do campo de onda de fonte primária.

20 13. Meio de acordo com a reivindicação 12, em que subtrair adaptavelmente ainda compreende:

pré-condicionar as estimativas dos um ou mais campos de onda de fonte secundária;

aplicar uma filtragem casada nas estimativas dos um ou mais campos de onda de fonte secundária; e

25 transformar os dados sísmicos, que incluem as estimativas dos um ou mais campos de onda de fonte secundária para o domínio de frequência.

14. Meio de acordo com a reivindicação 13, em que a aplicação do operador ainda compreende:

30 transformar os dados sísmicos, que incluem a estimativa do campo de onda de fonte primária, para o domínio de tempo - espaço; e

aplicar uma filtragem casada na estimativa do campo de onda de

fonte primária;

15. Meio de acordo com a reivindicação 10, em que o operador aplicado a múltiplos dados sísmicos de fonte, no caso de fontes duplas, é dado pela seguinte expressão:

$$5 \quad \tilde{P}_{\text{primário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) = \frac{\tilde{P}_{\text{dual}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}, x_3^{S2}; s)}{\left[1 + \exp(-st_0) \frac{\sinh(s\Gamma x_3^{S2})}{\sinh(s\Gamma x_3^{S1})} \right]}.$$

onde $\tilde{P}_{\text{primário}}$ é a estimativa do campo de onda de fonte primária, $\tilde{P}_{\text{Dual}}$ são os dados sísmicos de fonte dupla, t_0 é o retardo de tempo entre as fontes primárias e secundárias, x_3^{S1} é a profundidade da fonte primária, x_3^{S2} é a profundidade da fonte secundária, $s\alpha_1$ é um parâmetro de Laplace espectral em
10 linha, $s\alpha_2$ é um parâmetro de Laplace espectral de linha transversal, e

$$s\Gamma = j\sqrt{\left(\frac{2\pi f}{c}\right)^2 - (s\alpha_1)^2 - (s\alpha_2)^2},$$

onde f é a frequência, e c é a velocidade do som na água.

16. Meio de acordo com a reivindicação 15, em que o operador aplicado para a estimativa do campo de onda de fonte secundária é dado pela seguinte expressão:

$$15 \quad \tilde{P}_{\text{primário}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S1}; s) = \tilde{P}_{\text{secundária}}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{S2}; s) \frac{\sinh(s\Gamma x_3^{S1})}{\left[\sinh(s\Gamma x_3^{S2}) \exp(-st_0) \right]}.$$

onde $\tilde{P}_{\text{primário}}$ é a estimativa do campo de onda de fonte secundária.

17. Meio de acordo com a reivindicação 16, ainda compreendendo:

calcular um resíduo da fonte dupla e as estimativas dos campos de onda de fonte primária e de fonte secundária;

20 determinar se o resíduo é suficientemente pequeno para terminar as iterações;

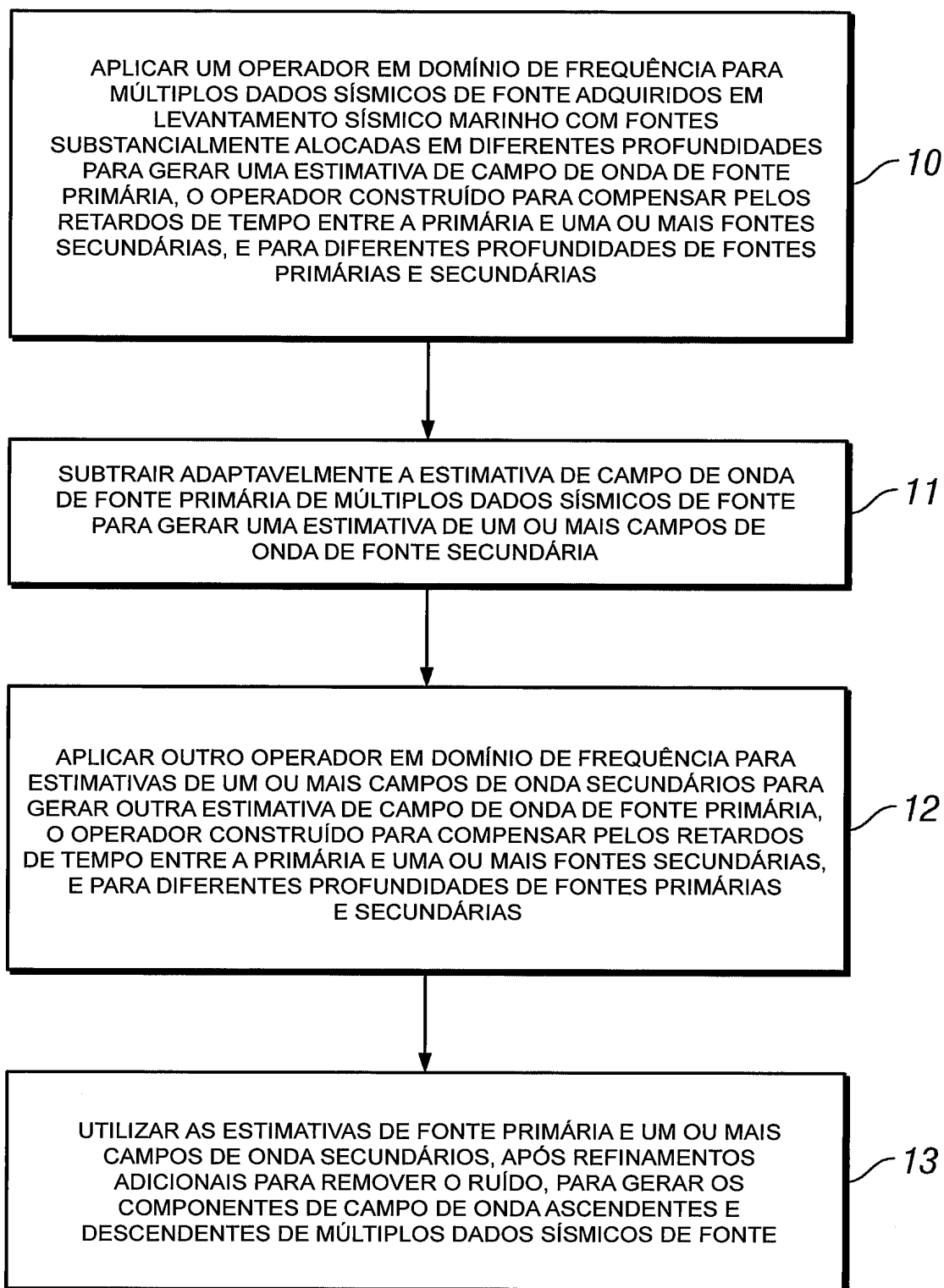
aplicar os operadores no resíduo para calcular as novas estimativas dos campos de onda de fonte primária e de fonte secundária;

25 adicionar as novas estimativas dos campos de onda de fonte primária e de fonte secundária às estimativas anteriores dos campos de onda de fonte primária e de fonte secundária; e

repetir as etapas de cálculo determinação, aplicação, e adição acima.

18. Meio de acordo com a reivindicação 17, em que o resíduo $\tilde{R}$ é calculado pela aplicação da seguinte equação:

$$\tilde{R}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{s1}, x_3^{s2}; s) = \tilde{P}_{Dual}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{s1}, x_3^{s2}; s) - \tilde{P}_{primária}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{s1}; s) - \tilde{P}_{secundária}(s\alpha_1, s\alpha_2, x_3^{s2}; s).$$

**FIG. 1**

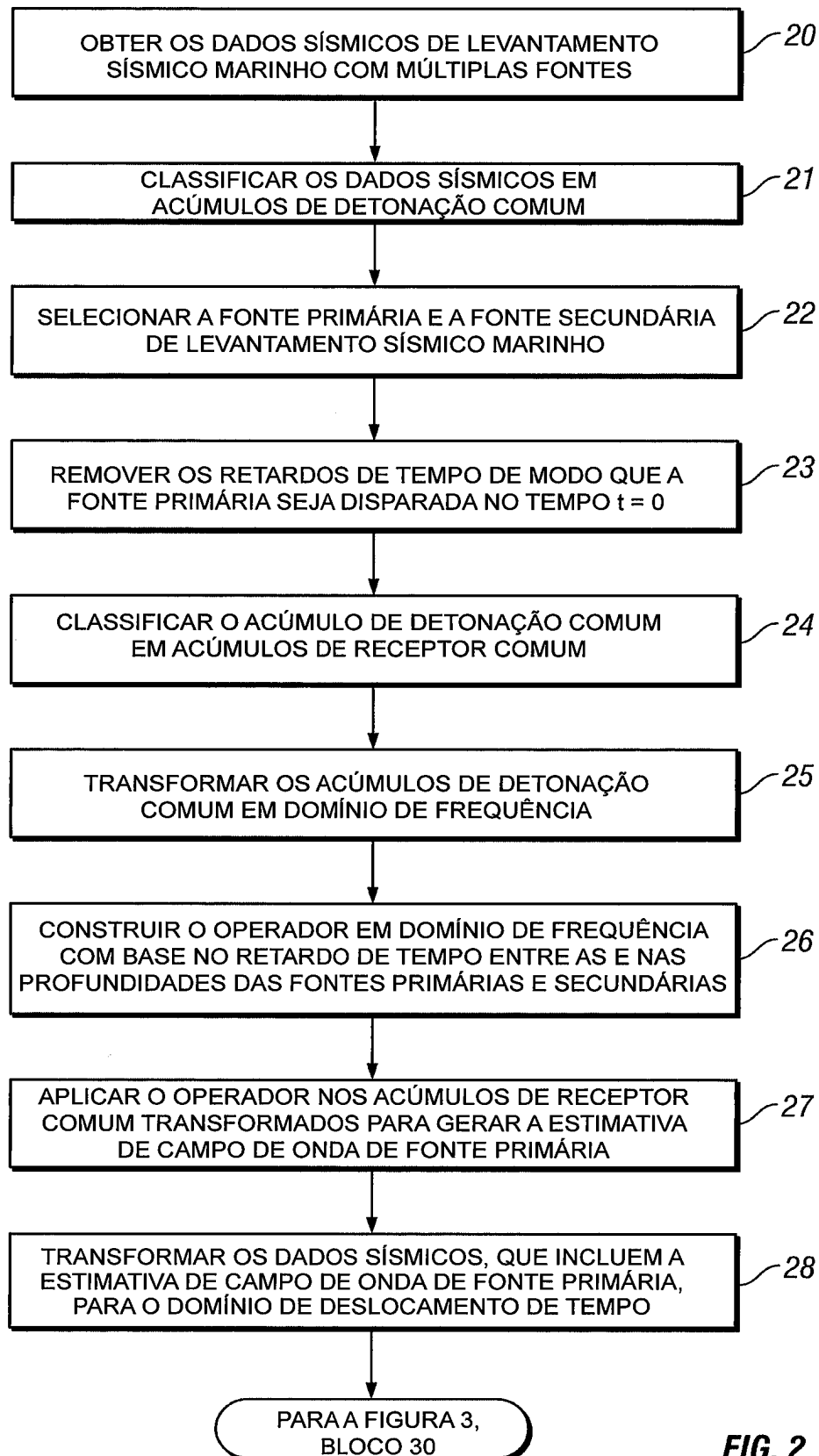


FIG. 2

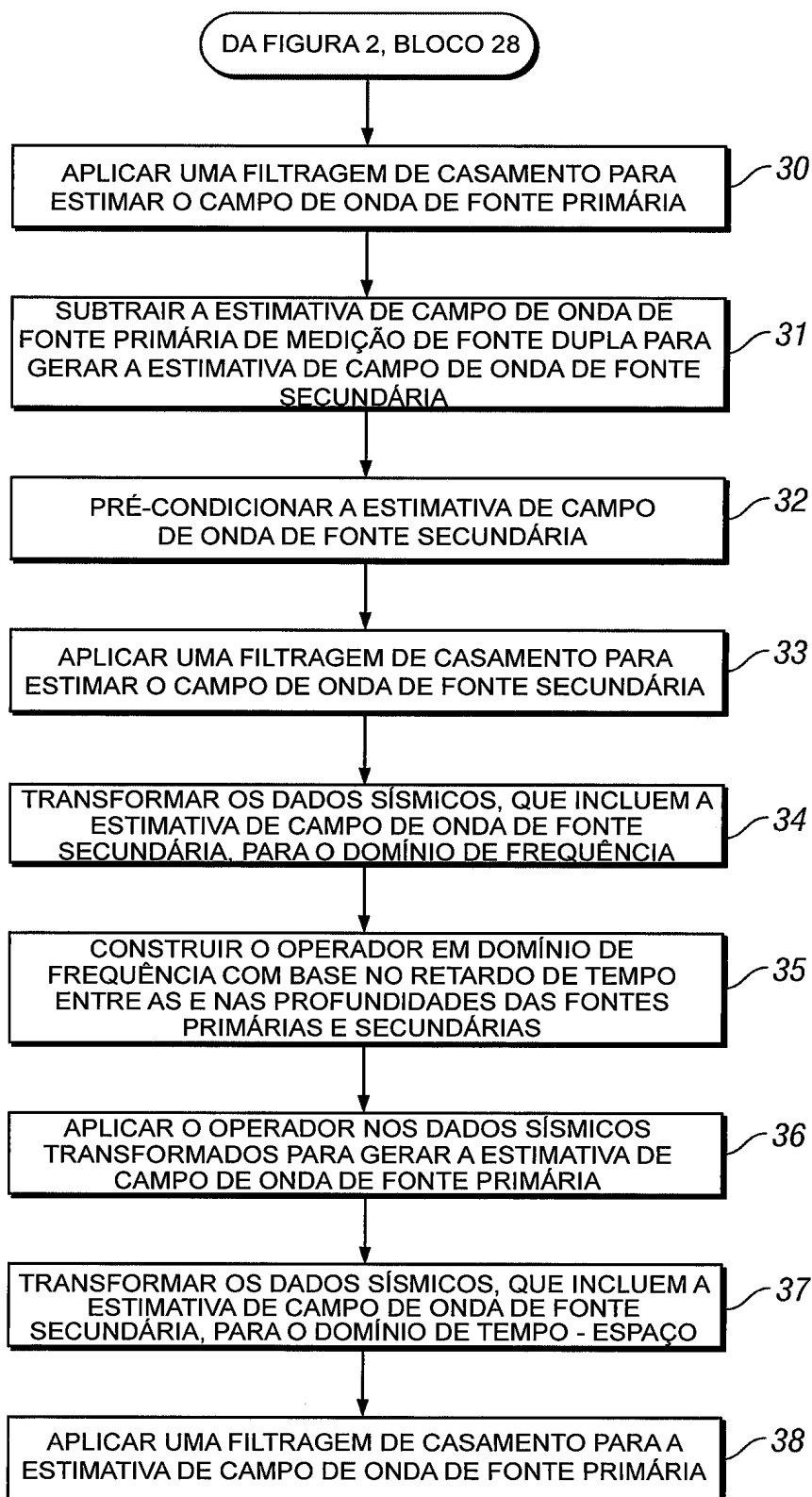


FIG. 3

4/4

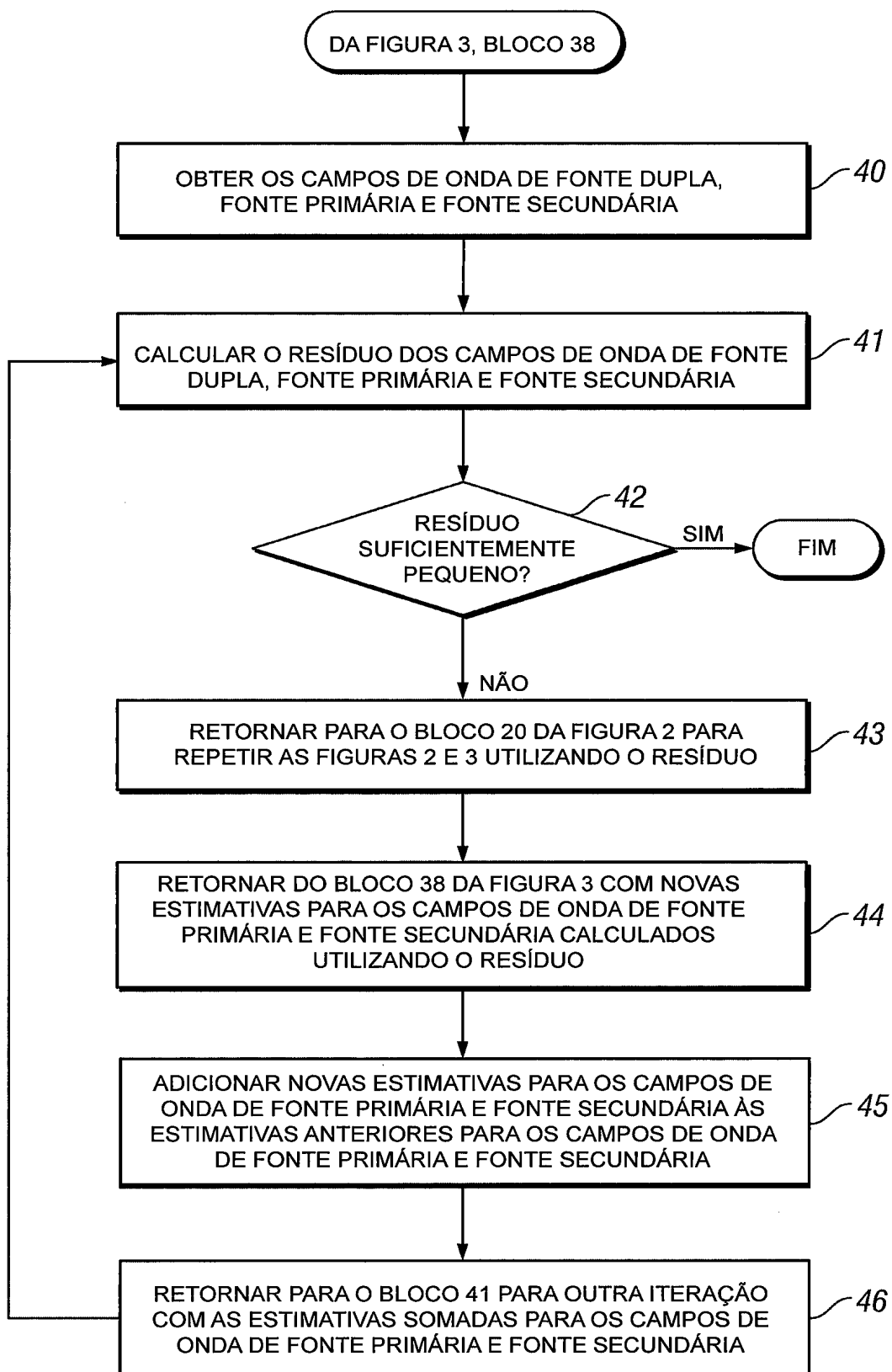


FIG. 4

RESUMO

Patente de Invenção: "**MÉTODO PARA SEPARAR FONTES SÍSMICAS EM LEVANTAMENTOS SÍSMICOS MARINHOS**".

A presente invenção refere-se a um operador que é aplicado em
5 um domínio de frequência a múltiplos dados sísmicos de fonte adquiridos em um levantamento marinho, com múltiplas fontes colocadas substancialmente horizontalmente e em diferentes profundidades, para gerar uma estimativa de um campo de onda de fonte primária, o operador construído para compensar por retardos de tempo entre e para diferentes profundidades das
10 fontes primárias e secundárias. A estimativa do campo de onda de fonte primária é adaptavelmente subtraída dos múltiplos dados sísmicos de fonte para gerar as estimativas de campo de onda de fonte secundária. Outro operador é aplicado no domínio de frequência para as estimativas de campos de onda de fonte secundária para gerar outra estimativa de campo de onda de
15 fonte primária, o operador construído para compensar pelos retardos de tempo entre e para diferentes profundidades das fontes primárias e secundárias. As estimativas de fonte primária e secundária são utilizadas, após refinamentos iterativos adicionais para remover o ruído, para gerar os componentes de campo de onda ascendentes e descendentes dos múltiplos dados
20 sísmicos de fonte.