



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

(11) PI 0803719-1 B1



(22) Data do Depósito: 14/08/2008

(45) Data de Concessão: 21/05/2019

(54) Título: MÉTODO PARA IDENTIFICAR UMA POSIÇÃO DE UMA FONTE DE RUÍDO EM UMA GRAVAÇÃO SÍSMICA MARINHA

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

(30) Prioridade Unionista: 14/08/2007 US 11/893,032.

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

(72) Inventor(es): JACK DEWAYNE KINKEAD.

(57) Resumo: MÉTODO PARA SUPRESSÃO DE RUÍDO EM SINAIS SÍSMICOS UTILIZANDO TRANSFORMAÇÕES ESPACIAIS. A presente invenção refere-se a um método para identificar uma posição de uma fonte de ruído em uma gravação sísmica marinha que inclui definir, para pelo menos uma gravação de explosão, um conjunto de posições possíveis de fonte de ruído. Uma diferença entre o tempo de percurso do ruído a partir de cada posição possível de fonte de ruído até cada uma dentre várias posições de receptor para a pelo menos uma gravação de explosão é determinada. Os sinais a partir de pelo menos um subconjunto de posições de receptores são alinhados no tempo com relação à diferença entre os tempos de percurso para cada posição possível de fonte de ruído. Os sinais alinhados no tempo são então superpostos. A posição da fonte de ruído é determinada a partir dos sinais superpostos alinhados no tempo. Este resultado pode então ser utilizado para construir um modelo de ruído na posição do receptor.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"MÉTODO PARA IDENTIFICAR UMA POSIÇÃO DE UMA FONTE DE RUÍDO EM UMA GRAVAÇÃO SÍSMICA MARINHA"**.

Antecedentes da Invenção

5 Campo da Invenção

A presente invenção refere-se em geral ao campo de aquisição e processamento de dados sísmicos. Mais especificamente, a invenção se refere ao método para processar sinais sísmicos para atenuar os efeitos de certos tipos de ruído nos sinais sísmicos.

Técnica de Anterior

A agrimensura sísmica é conhecida na técnica para determinar estruturas de formações rochosas abaixo da superfície da terra. A agrimensura sísmica geralmente inclui dispor uma série de sensores sísmicos na superfície da terra em um padrão selecionado, e seletivamente atuar uma fonte de energia sísmica posicionada próxima dos sensores sísmicos. A fonte de energia pode ser um explosivo, um vibrador, ou no caso de agrimensura sísmica executada em ambientes marinhos, um ou mais canhões de ar ou canhões de água.

A energia sísmica que emana a partir da fonte percorre através das formações de subsuperfície da terra até que ela alcance um limite de impedância acústica nas formações. Os limites de impedância acústica tipicamente ocorrem onde a composição e/ou as propriedades mecânicas da formação terrestre se alteram. Tais limites tipicamente são referidos como "interfaces". Em uma interface, alguma energia sísmica é refletida de volta para a superfície da terra. A energia refletida pode ser detectada pelos um ou mais sensores sísmicos dispostos na superfície. O processamento de sinal sísmico conhecido na técnica possui como um, dentre vários objetivos,

a determinação das profundidades e das localizações geográficas de interfaces abaixo da superfície da terra. A profundidade e a localização das interfaces são inferidas a partir do tempo de percursos da energia sísmica até as interfaces e de volta até os sensores na superfície.

5 A agrimensura sísmica é executada no oceano e em outros corpos de água ("agrimensura sísmica marinha") para determinar a estrutura da formação terrestre abaixo do leito do mar. Os sistemas de agrimensura sísmica marinha conhecidos na técnica incluem uma embarcação de agrimensura sísmica que reboca uma ou mais fontes de energia sísmica, e a mesma
10 ou uma embarcação de agrimensura diferente que reboca uma ou mais "fitas". As fitas são arranjos de receptores ou sensores sísmicos dispostos ao longo de um cabo que são rebocados pela embarcação. Tipicamente, uma embarcação sísmica irá rebocar várias fitas dispostas para ficarem separadas por uma distância lateral selecionada uma da outra, em um padrão selecionado para permitir a determinação relativamente completa de estruturas
15 geológicas da subsuperfície em três dimensões. Também é conhecido na técnica colocar cabos possuindo sensores sísmicos ("cabos de leito de oceano") ao longo do leito marinho, e atuar uma fonte de energia sísmica na água. Tipicamente, a fonte de energia sísmica será rebocada por uma em-
20 barcação tal como na agrimensura do tipo fita.

Nas interfaces, como anteriormente explicado, alguma energia a partir da fonte é refletida e em última análise detectada pelos sensores sísmicos. Em adição à energia sísmica refletida, tanto ruído coerente como ruído incoerente podem estar presentes na energia sísmica detectada. A presença de ruído na energia detectada pelos sensores sísmicos reduz a relação de sinal para ruído ("SNR") dos sinais sísmicos de interesse. Portanto,
25 um objetivo dos especialistas em sismologia é buscar métodos para reduzir os efeitos do ruído sobre os sinais detectados pelos sensores sem reduzir de forma apreciável os componentes verdadeiros do sinal sísmico dos sinais
30 detectados.

Os métodos da técnica anterior que têm sido utilizados para reduzir os efeitos do ruído e adquirir uma representação de melhor qualidade

de uma estrutura particular de subsuperfície incluem utilizar várias atuações da fonte sísmica (vários "disparos" ou "explosões") para gravar várias medidas de sensor a partir substancialmente da mesma estrutura de subsuperfície, e então somar ou "sobrepor" tais medições para acentuar a potência do sinal enquanto substancialmente reduzindo os efeitos de ruído aleatório ou incoerente.

A Patente U.S. 5.818.795 que é designada para um associado do cessionário da presente invenção e que proporciona um resumo detalhado dos métodos da técnica anterior e dos sistemas endereçando o problema de supressão de ruído em sinais sísmicos descreve um método para reduzir o efeito de um ruído de "rajada" em gravações de sinal sísmico sem eliminar sinais sísmicos de interesse.

A Patente U.S. 5.761.152, que é designada para um associado do cessionário da presente invenção, descreve um método e sistema para agrimensura sísmica marinha. O método descrito na patente '152 inclui aumentar a dobra (número de reflexões gravadas a partir do mesmo refletor), e como resultado a relação de sinal para ruído de sinais sísmicos coerentes, sem incorrer nos problemas de arrasto, entrelaçamento, manipulação complicada de convés associada com comprimento aumentado da fita, número aumentado de fitas, e distância aumentada entre as fitas. Os "deslocamentos" da fonte e da fita e o tempo de disparo das fontes dianteiras e traseiras da embarcação em uma seqüência de retardo de tempo são otimizados para aumentar a dobra enquanto evitando influência substancial pelos sinais sísmicos resultantes da fonte de uma embarcação em relação aos sinais sísmicos resultantes da fonte da outra embarcação.

A Patente U.S. 6.751.999 expedida para Fookes e outros, a qual é designada para um associado do cessionário da presente invenção, descreve um método para atenuar o ruído a partir de sinais sísmicos marinhos causados por um ruído na água. O método inclui determinar um tempo de chegada de um evento de ruído em cada um dos vários sensores sísmicos, estimar uma posição da fonte de ruído a partir dos tempos de chegada, e atenuar o evento de ruído a partir dos sinais detectados pelos sensores sísmicos.

micos.

A descrição precedente não pretende ser uma explicação exaustiva dos tipos de ruídos e dos métodos para reduzir os efeitos dos mesmos em sinais sísmicos. Existem dois tipos de ruído, entretanto, que continuam a apresentar uma necessidade de métodos aperfeiçoados de processamento. Um destes tipos de ruído é gerado por embarcações ou plataformas na vizinhança da embarcação sísmica (aqui, denominado "ruído contínuo de navio"). O outro tipo de ruído é ruído impulsivo refletido que se origina como resultado da atuação da fonte de energia sísmica e da subsequente reflexão da energia sísmica percorrendo lateralmente através da água até um refletor na água e de volta para os sensores no arranho (aqui, denominado "ruído de retorno dispersado"). Continua a existir uma necessidade por métodos aperfeiçoados para atenuar o ruído de retorno dispersado e o ruído contínuo de navio nos dados sísmicos marinhos.

15 Sumário da Invenção

Um método para identificar uma posição de uma fonte de ruído em uma gravação sísmica marinha inclui definir, para pelo menos uma gravação de explosão, um conjunto de posições possíveis de fonte de ruído. Uma diferença entre o tempo de percurso de ruído a partir de cada posição possível de fonte de ruído até cada uma dentre várias posições receptoras para pelo menos uma gravação de explosão é determinada. Os sinais a partir de pelo menos um subconjunto das posições receptoras são alinhadas no tempo com respeito à diferença entre os tempos de percurso para cada posição possível de fonte de ruído. Os sinais alinhados no tempo são então superpostos. A posição da fonte de ruído é determinada a partir dos sinais superpostos alinhados no tempo.

Um método para agrimensura sísmica marinha de acordo com outro aspecto da invenção inclui rebocar uma fonte de energia sísmica e várias fitas sísmicas em um corpo de água. Em tempos selecionados, a fonte é atuada e os sinais detectados por cada um dos vários receptores em cada fita são gravados. Para cada atuação, uma posição geodésica da fonte e uma posição geodésica de cada receptor, são determinadas. Para cada atu-

ação da fonte, um conjunto de posições possíveis de fonte de ruído com respeito à posição da fonte em cada atuação, é definido. Uma diferença entre o tempo de percursos do ruído a partir de cada posição possível de fonte de ruído até cada posição de receptor para cada gravação de explosão é determinada. Os sinais a partir de cada um dos vários subconjuntos das posições de receptor com relação à diferença entre os tempos de percurso para cada posição possível de fonte de ruído para cada gravação de explosão são determinados. Os sinais alinhados no tempo para cada gravação de explosão são superpostos. A posição da fonte de ruído para cada gravação de explosão é determinada a partir dos sinais superpostos.

Outros aspectos e vantagens da invenção serão aparentes a partir da descrição seguinte e das reivindicações anexas.

Breve Descrição dos Desenhos

A figura 1 apresenta um sistema ilustrativo de aquisição sísmica como relacionado a um sistema de coordenadas de fonte de ruído de acordo com a invenção.

A figura 2 apresenta duas das fitas a partir do sistema da figura 1 em maiores detalhes para ilustrar um cálculo de diferença de tempo de percurso de ruído de acordo com um exemplo de um método de acordo com a invenção.

A figura 3 é um fluxograma de uma implementação ilustrativa de um método de acordo com a invenção.

As figuras 4A até 4C apresentam exemplos de dados sísmicos processados de acordo com uma concretização de um método de acordo com a invenção.

As figuras 5A até 5C apresentam exemplos de dados sísmicos processados de acordo com uma concretização de um método de acordo com a invenção.

Descrição Detalhada

Um sistema de aquisição sísmica marinha ilustrativo que pode adquirir dados sísmicos para uso com os métodos de acordo com vários aspectos da invenção é apresentado esquematicamente na figura 1. Uma em-

barcação sísmica 10 é apresentada rebocando várias fitas lateralmente separadas S1, S2, S3, S4 através de um corpo de água 11 tal como um lago ou oceano. A embarcação sísmica 10 inclui equipamento na mesma apresentado geralmente por 12 e referido por conveniência como um "sistema de gravação" que inclui dispositivos (nenhum dos seguintes apresentados separadamente) para navegação, controle de fonte de energia sísmica, temporização e gravação de sinais sísmicos detectados por cada um dos vários receptores sísmicos longitudinalmente separados 16 ao longo de cada fita S1, S2, S3, S4. O sistema de gravação 12 nos tempos selecionados causa a atuação de uma fonte de energia sísmica 14, tal como um canhão de ar ou uma série de tais canhões de ar. A fonte de energia sísmica 14 é apresentada sendo rebocada pela embarcação sísmica 10, mas como será apreciado pelos versados na técnica, a embarcação que realmente reboca a fonte de energia sísmica pode ser uma embarcação diferente. Adicionalmente, o número de tais fontes ou de arranjos das mesmas e o número de fitas e seu espaçamento lateral não são limites em relação ao escopo desta invenção.

Os receptores sísmicos 16 detectam energia sísmica refletida pelos limites de impedância acústica na formação abaixo do leitor do corpo de água. Os sinais gerados pelos receptores 16 em resposta a detectar a energia sísmica refletida são sinais de interesse ao se interpretar a estrutura e a composição das formações abaixo do leito do mar.

Ao gravar tais sinais sísmicos, na hora de cada atuação da fonte de energia sísmica 14, o sistema de gravação inicia a geração de uma gravação indexada por tempo (tipicamente com respeito ao tempo de atuação da fonte) dos sinais produzidos por cada receptor 16. A posição geodésica da fonte 14 e de cada receptor 16 na hora de cada atuação de fonte, também é indexada com as gravações de sinal. A informação anterior gravada para cada atuação de fonte individual é conhecida como uma "gravação de explosão".

Podem existir uma ou mais fontes de ruído na água 11, por exemplo, outras embarcações, instalações de produção de óleo e gás e outros dispositivos, que produzem energia acústica que também é detectada

pelos receptores 16. Tal ruído, anteriormente identificado como ruído contínuo de navio e como ruído de retorno dispersado, pode interferir com a análise dos sinais sísmicos detectados. Em um método de acordo com a invenção, tal ruído pode ser identificado nos sinais sísmicos gravados e atenuado por um processo executado como dito a seguir.

Um conjunto de localizações possíveis ou a posição para a fonte de ruído, para cada gravação de explosão, apresentado como N_1 até N_n na figura 1 pode ser predefinido. Em um exemplo, as localizações predefinidas N_1 até N_n podem ser definidas nos círculos, cada círculo possuindo um raio selecionado, r , a partir de uma origem predefinida O . No presente exemplo, a origem predefinida O pode ser a posição geodésica da fonte de energia sísmica 14 na hora da atuação. A origem real utilizada em qualquer exemplo é uma questão de escolha para o projetista do sistema e não é pretendida para limitar o escopo da invenção.

Um ângulo θ que define a segunda coordenada das posições predefinidas de fonte de ruído ao longo de um círculo definido pode ser definido com respeito a qualquer referência selecionada. No presente exemplo, a referência selecionada R pode ser uma referência geodésica, tal como o Norte geográfico, ou seja, quando $\theta = 0$, a posição da fonte de ruído está a uma distância r da fonte de energia sísmica 14 em uma direção Norte da posição da fonte de energia sísmica 14 (e da origem O). A referência R também pode, por exemplo, ser a direção geodésica de percurso da embarcação 10 ou qualquer outra referência que permita a definição azimutal das posições possíveis de fonte de ruído com respeito a uma direção. Para cada gravação de explosão, um conjunto de tais posições possíveis de fonte de ruído (apresentado ao longo de um único círculo de raio r como N_1 até N_n) pode ser definido ao longo dos círculos utilizando um incremento selecionado do ângulo de referência θ , por exemplo, cinco ou dez graus, e um incremento selecionado do raio r .

Referindo-se à figura 2, duas das fitas S3 e S4 são apresentadas em maiores detalhes com uma das posições possíveis definidas de fonte de ruído N_x para ilustrar um cálculo utilizado em um método de acordo

com a invenção. Para cada posição possível definida de fonte de ruído N_x , existe uma distância particular entre tal posição definida de fonte de ruído N_x e cada receptor sísmico 16. Tais distâncias são apresentadas na figura 2 como d_1 até d_{10} . Uma quantidade de tempo para o ruído percorrer a partir de cada posição possível definida de fonte de ruído N_x até cada receptor sísmico 16 será relacionada com a distância (d_1 até d_{10}) entre cada receptor e cada posição possível de fonte de ruído N_x e a velocidade sísmica do ruído. Assim, para cada receptor 16, é possível definir um tempo de chegada esperado do ruído para cada posição possível de fonte de ruído N_x . Também é possível definir uma diferença entre os tempos esperados de chegada de ruído em cada receptor com respeito a um receptor de referência (ou qualquer outro receptor). No exemplo apresentado na figura 2, se o receptor de referência for apresentado em r_5 , então uma distância d_5 entre o receptor de referência e a posição possível de fonte de ruído N_x pode ser calculada como a seguir:

$$d_s = \left[(x_s - x_N)^2 + (y_s - y_N)^2 \right]^{1/2}$$

onde x e y representam as coordenadas geodésicas para cada um dos receptores de referência r_5 e a posição possível da fonte de ruído N_x , respectivamente, em um sistema Cartesiano de coordenadas, definido com relação à origem (O na figura 1). As coordenadas geodésicas de cada um dos receptores 16 e da fonte (14 na figura 1) se utilizada como a origem O , podem ser determinadas por certo equipamento no sistema de gravação (12 na figura 1) para cada gravação de explosão. As coordenadas geodésicas de cada posição possível de ruído N_x podem ser definidas ao longo de círculos, como anteriormente explicado. As coordenadas de cada posição possível de ruído são definidas pelas coordenadas (r_x, θ_x) como anteriormente explicado. Um cálculo similar para a distância entre a posição possível da fonte de ruído N_x e cada um dos outros receptores 16 pode ser feito para cada gravação de explosão, e para cada posição possível definida de fonte de ruído. As coordenadas Cartesianas com relação à origem O de cada posição possível definida de ruído (definida acima utilizando coordenadas polares) podem ser calculadas pela expressão:

$$x_N = r \cos \theta$$

$$y_N = r \sin \theta$$

e as coordenadas Cartesianas anteriores para cada uma das posições definidas de fonte de ruído Nx podem então ser utilizadas para determinar as distâncias entre cada posição de receptor e cada posição possível definida de fonte de ruído para cada gravação de explosão.

- 5 Tendo assim determinada uma diferença entre as distâncias para cada posição possível de fonte de ruído para cada receptor com respeito a um receptor de referência, uma diferença entre os tempos de percurso do ruído a partir de cada uma das posições possíveis definidas de fonte de ruído Nx até cada receptor 16 pode ser calculada para cada receptor com respeito ao receptor de referência (o qual pode ser qualquer receptor selecionado no sistema de aquisição) utilizando a seguinte expressão:

$$\Delta t = (d_q - d_1) / v_0$$

onde

- d₁ representa a distância entre a posição possível definida de fonte de ruído Nx e o receptor de referência, e d_q representa a distância entre o q-ésimo
 15 receptor e a posição possível definida de fonte de ruído Nx. v₀ representa a velocidade sísmica do ruído. A velocidade sísmica do ruído para agrimensuras sísmicas marinhas tipicamente será igual à velocidade sísmica da água, apesar da velocidade do ruído poder depender da profundidade da água, da distância total até a fonte de ruído a partir dos receptores e da velocidade
 20 sísmica das formações próximas do leito marinho. Em alguns exemplos, a velocidade do ruído v₀ pode ser ajustada e os cálculos anteriores de diferença de tempo repetidos para a velocidade ajustada. O conjunto original e os cálculos de diferença de tempo repetidos, podem ser utilizados como explicado abaixo.

- 25 As diferenças de tempo de percurso de ruído anteriores podem ser utilizadas para alinhar no tempo os sinais gravados a partir de cada um dos receptores. O alinhamento no tempo pode ser executado pelo deslocamento no tempo de forma linear dos sinais gravados a partir de cada um dos receptores de modo que o ruído, se for originado a partir de uma posição

predefinida de fonte de ruído N_x , estaria presente nos sinais de todos os receptores substancialmente ao mesmo tempo. O dito anteriormente é repetido para todas as posições possíveis definidas de fonte de ruído N_x .

Os sinais sísmicos alinhados no tempo para cada posição possível definida de fonte de ruído podem então ser somados ou superpostos. A superposição pode ser executada para todos os sinais alinhados no tempo a partir de todos os receptores no sistema de aquisição sísmica, ou pode em alguns exemplos ser executado para cada um dentre vários subconjuntos selecionados de todos os receptores, apesar de que o receptor de referência utilizado para calcular as diferenças de tempo será o mesmo. Em um exemplo, os sinais alinhados no tempo a partir de cada fita podem ser somados ou superpostos. O resultado é uma gravação de sinal superposta para cada fita relacionada com cada posição predefinida possível de fonte de ruído N_x .

Os sinais superpostos ("rastros") para cada posição predefinida de fonte de ruído, para cada fita, então podem ser avaliados para determinar uma posição mais provável de fonte de ruído. Para a posição predefinida de fonte de ruído N_x que mais provavelmente representa a posição real da fonte de ruído, um evento de sinal de alta amplitude pode ser observado nos rastros superpostos correspondendo à posição mais provável de fonte de ruído. Em um exemplo, os sinais superpostos alinhados no tempo são avaliados pela varredura com respeito ao ângulo azimutal θ para cada raio r de cada posição possível de fonte de ruído N_x . Um benefício possível de superpor sinais alinhados no tempo em subconjuntos, tal como todos os receptores nas fitas individuais como explicado acima é que em alguns casos, mais do que uma posição possível de fonte de ruído irá indicar um evento de alta amplitude nos sinais superpostos alinhados no tempo. Se os sinais superpostos alinhados no tempo forem processados em subconjuntos como explicado acima, é mais provável que somente uma posição possível de fonte de ruído (para cada fonte de ruído real) irá indicar o mesmo evento de alta amplitude em cada um dos vários subconjuntos de sinais superpostos alinhados no tempo. Por exemplo, os sinais superpostos alinhados no tempo a partir de cada fita, processados como explicado acima, podem então ser filtrados

pela média para identificar a única mais provável posição de fonte de ruído.

A figura 3 apresenta um fluxograma de um processo ilustrativo como explicado acima. Para cada gravação de explosão, em 30, um conjunto de posições possíveis de fonte de ruído é definido. Um tempo de percurso diferencial de ruído a partir de cada uma das posições de fonte de ruído para cada receptor, é calculado, para cada gravação de explosão, em 32. Os sinais são alinhados no tempo em 34. Os sinais alinhados no tempo são superpostos para cada posição possível de fonte de ruído em 36. A posição possível de fonte de ruído N possuindo a energia máxima é então selecionada para cada subconjunto de receptores em 38. Os procedimentos 32, 34, 36 e 38 acima são repetidos para cada subconjunto de receptores (por exemplo, para cada fita). Os resultados a partir de todas as fitas (subconjuntos de receptores) podem ser alinhados pelo azimuth comum (ângulo θ) das posições possíveis de fonte de ruído e então filtrados pela média para determinar uma ou mais posições de fonte de ruído em 44.

Para atenuar os efeitos do ruído nos sinais gravados, um tempo de chegada esperado para o ruído, com respeito à posição determinada de fonte de ruído e às posições de receptor para cada gravação de explosão para cada receptor é então determinado, em 46. O evento de ruído é então de forma adaptável subtraído do sinal gravado de cada receptor no tempo de chegada de ruído calculado, em 48. O resultado são dados sísmicos possuindo efeito reduzido de ruído coerente, por exemplo, a partir das fontes na água tal como outras embarcações sísmicas e plataformas de perfuração.

Exemplos de dados sísmicos processados como explicado acima são apresentados nas figuras 4A, 4B e 4C. A figura 4A apresenta sinais a partir de uma fita em um arranjo de fitas (tal como apresentado na figura 1) que são alinhados no tempo e superpostos como explicado acima. A exibição na figura 4A inclui vários rastros superpostos alinhados no tempo lado a lado para cada direção azimuth definida da posição possível de fonte de ruído ao longo de um círculo (definido como explicado acima). Em 50, um evento de alta amplitude pode ser observado nos rastros superpostos alinhados no tempo para uma série de azimutes adjacentes definidos. O evento de

alta amplitude 50 indica alguma incerteza no cálculo de azimuth da posição da fonte de ruído. Uma exibição similar para os sinais sísmicos obtidos a partir de uma fita diferente no mesmo sistema de aquisição é apresentada na figura 4B. Um evento de alta amplitude 52 nos sinais superpostos alinhados no tempo na figura 4B também apresenta alguma incerteza quanto ao azimuth da posição da fonte de ruído. A figura 4C apresenta os sinais superpostos alinhados no tempo a partir das figuras 4A e 4B após serem filtrados pela média. Observe que um evento de alta amplitude 54 apresenta consideravelmente menos incerteza do azimuth quando à posição da fonte de ruído.

Exibições similares de sinais superpostos alinhados no tempo são apresentadas na figura 5A, onde para uma das fitas em um arranjo, um primeiro evento de alta amplitude 56 é observável ao longo de um primeiro azimuth 56 e em um segundo evento de alta amplitude 58 é observável ao longo de um segundo azimuth. Os dois eventos de alta amplitude 56, 58 podem representar a mesma posição possível de fonte de ruído, mas em algumas circunstâncias, duas posições possíveis de fonte de ruído irão resultar em um evento de alta amplitude nos rastros superpostos alinhados no tempo. Uma exibição similar para traços a partir de outra fita no mesmo arranjo é apresentada na figura 5B, onde eventos de alta amplitude 60, 62 são observáveis ao longo de mais do que um azimuth. Pela filtragem pela média dos rastros a partir da figura 5A e 5B, os rastros superpostos alinhados no tempo filtrados pela média irão produzir uma exibição que possui somente um evento de alta amplitude 64. Assim, a filtragem pela média dos rastros a partir de diferentes subconjuntos de receptores (por exemplos, diferentes fitas) pode levar a uma solução única para a posição da fonte de ruído.

Enquanto a invenção foi descrita com relação a um número limitado de concretizações, os versados na técnica, tendo o benefício desta revelação, irão apreciar que outras concretizações podem ser planejadas, as quais não se afastem do escopo da invenção como descrito neste documento. Por conseqüência, o escopo da invenção somente deve ser limitado pelas reivindicações anexas.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para identificar uma posição de uma fonte de ruído em uma gravação sísmica marinha, **caracterizado pelo fato de** que compreende:

5 definir para pelo menos uma gravação de explosão um conjunto de posições possíveis de fonte de ruído (N_n), a referida pelo menos uma gravação de explosão compreendendo gravações indexadas por tempo de atuação de uma fonte de energia sísmica (14) de sinais detectados por cada um de uma pluralidade de receptores sísmicos (16) lançados em um corpo
10 de água, os sinais detectados em resposta à atuação da fonte de energia sísmica (14);

 calcular uma diferença (32) entre o tempo de percurso (Δt) de ruído a partir de cada posição possível de fonte de ruído (N_n) para cada uma dentre uma pluralidade de posições de receptor (16) para a referida pelo
15 menos uma gravação de explosão;

 alinhar no tempo sinais (34) a partir de pelo menos um subconjunto de posições de receptor (16) com relação à diferença entre os tempos de percurso para cada posição possível de fonte de ruído (N_n);

 superpor os sinais alinhados no tempo (36); e
20 determinar a posição da fonte de ruído (44) a partir dos sinais superpostos.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que a diferença entre os tempos de percurso é determinada pelo cálculo de uma distância (d) entre cada posição possível de fonte de ruído
25 (N_n) e cada receptor no pelo menos um subconjunto.

3. Método de acordo com a reivindicação 2, **caracterizado pelo fato de** que adicionalmente compreende ajustar a velocidade do ruído (38) e repetir (40) o cálculo de diferença, o alinhamento no tempo, a superposição e a determinação da posição da fonte de ruído.

30 4. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que o conjunto de posições possíveis de fonte de ruído é definido ao longo de pelo menos um círculo possuindo um raio selecionado (r) a partir

de uma origem (O).

5. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que a origem (O) é definida como uma posição de uma fonte de energia sísmica (14) para pelo menos uma gravação de explosão.

5 6. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que o pelo menos um subconjunto compreende receptores ao longo de uma primeira fita sísmica selecionada (S1) em um sistema de aquisição sísmica possuindo uma pluralidade fitas (S1-S4).

7. Método de acordo com a reivindicação 6, **caracterizado pelo fato de** que o cálculo da diferença, o alinhamento no tempo, a superposição e a determinação da posição da fonte de ruído são repetidos (40) para pelo menos um subconjunto adicional de receptores.

8. Método de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que pelo menos um subconjunto adicional compreende uma segunda fita selecionada (S2) no sistema de aquisição sísmica.

9. Método de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que adicionalmente compreende alinhar os sinais superpostos a partir da primeira fita (S1) e os sinais superpostos a partir da segunda fita (S2) com relação a um azimute comum para cada posição possível de fonte de ruído e filtrar pela média (42) os sinais superpostos azimutalmente alinhados para identificar a posição da fonte de ruído.

10. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que adicionalmente compreende determinar um tempo de chegada esperado de um evento de ruído (46) em sinais a partir de cada receptor a partir da posição determinada da fonte de ruído e de forma adaptável subtrair (48) ruído a partir dos sinais a partir de cada receptor sísmico baseado no tempo de percurso esperado do ruído até cada receptor.

11. Método de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** ainda compreender:

30 rebocar uma fonte de energia sísmica (14) e uma pluralidade de fitas sísmicas (S1-S4) em um corpo de água;

em tempos selecionados, atuar a fonte (14) e gravar sinais de-

tectados por cada um dentre uma pluralidade de receptores (16) em cada fita (S1-S4);

determinar para cada atuação, uma posição geodésica da fonte (14) e uma posição geodésica de cada receptor (16) e executar;

5 a definição para cada atuação de fonte, o conjunto de posições possíveis de fonte de ruído (N_n) com relação à posição da fonte (O) em cada atuação,

o cálculo da diferença (32) entre o tempo de percurso do ruído a partir de cada posição possível de fonte de ruído (N_n) até cada posição de receptor (16) para cada gravação de explosão,

o alinhamento no tempo (34) os sinais a partir de cada um da pluralidade de subconjuntos das posições de receptor com relação à diferença entre os tempos de percurso para cada posição possível de fonte de ruído para cada gravação de explosão, e

15 a superposição (36) os sinais alinhados no tempo (36) para cada gravação de explosão; e

a determinação da posição de fonte de ruído (44) para cada gravação de explosão a partir dos sinais superpostos.

12. Método de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de** que a diferença entre os tempos de percurso é determinada pelo cálculo de uma distância (d) entre cada posição possível de fonte de ruído e cada receptor em cada subconjunto.

13. Método de acordo com a reivindicação 12, **caracterizado pelo fato de** que adicionalmente compreende ajustar a velocidade do ruído (38) e repetir (40) o cálculo de diferença, o alinhamento no tempo, a superposição e a determinação da posição da fonte de ruído para cada gravação de explosão.

14. Método de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de** que o conjunto de posições possíveis de fonte de ruído é definido ao longo de pelo menos um círculo possuindo um raio selecionado (r) a partir de uma origem (O) para cada gravação de explosão.

15. Método de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado**

pelo fato de que a origem (O) é definida como a posição da fonte de energia sísmica (14) para cada gravação de explosão.

16. Método de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de** que cada subconjunto compreende os receptores (16) em uma
5 fita selecionada das fitas (S1-S4).

17. Método de acordo com a reivindicação 16, **caracterizado pelo fato de** que o cálculo da diferença, o alinhamento no tempo, a superposição e a determinação da posição da fonte de ruído são repetidos (40) para pelo menos um subconjunto adicional de receptores.

10 18. Método de acordo com a reivindicação 17, **caracterizado pelo fato de** que o pelo menos um subconjunto adicional compreende uma segunda fita (S2) das fitas.

19. Método de acordo com a reivindicação 18, **caracterizado pelo fato de** que adicionalmente compreende alinhar os sinais superpostos
15 a partir da primeira fita (S1) e os sinais superpostos a partir da segunda fita (S2) para cada gravação de explosão com relação a um azimuth comum para cada posição possível de fonte de ruído e filtrar pela média (42) os sinais superpostos azimuthalmente alinhados para identificar a posição da fonte de ruído para cada gravação de explosão.

20 20. Método de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de** que adicionalmente compreende determinar um tempo de chegada esperado de um evento de ruído (46) em sinais a partir de cada receptor a partir da posição determinada da fonte de ruído para cada gravação de explosão e de forma adaptável subtrair (48) ruído a partir dos sinais a partir
25 de cada receptor sísmico baseado no tempo de percurso esperado do ruído até cada receptor para cada gravação de explosão.

1/5

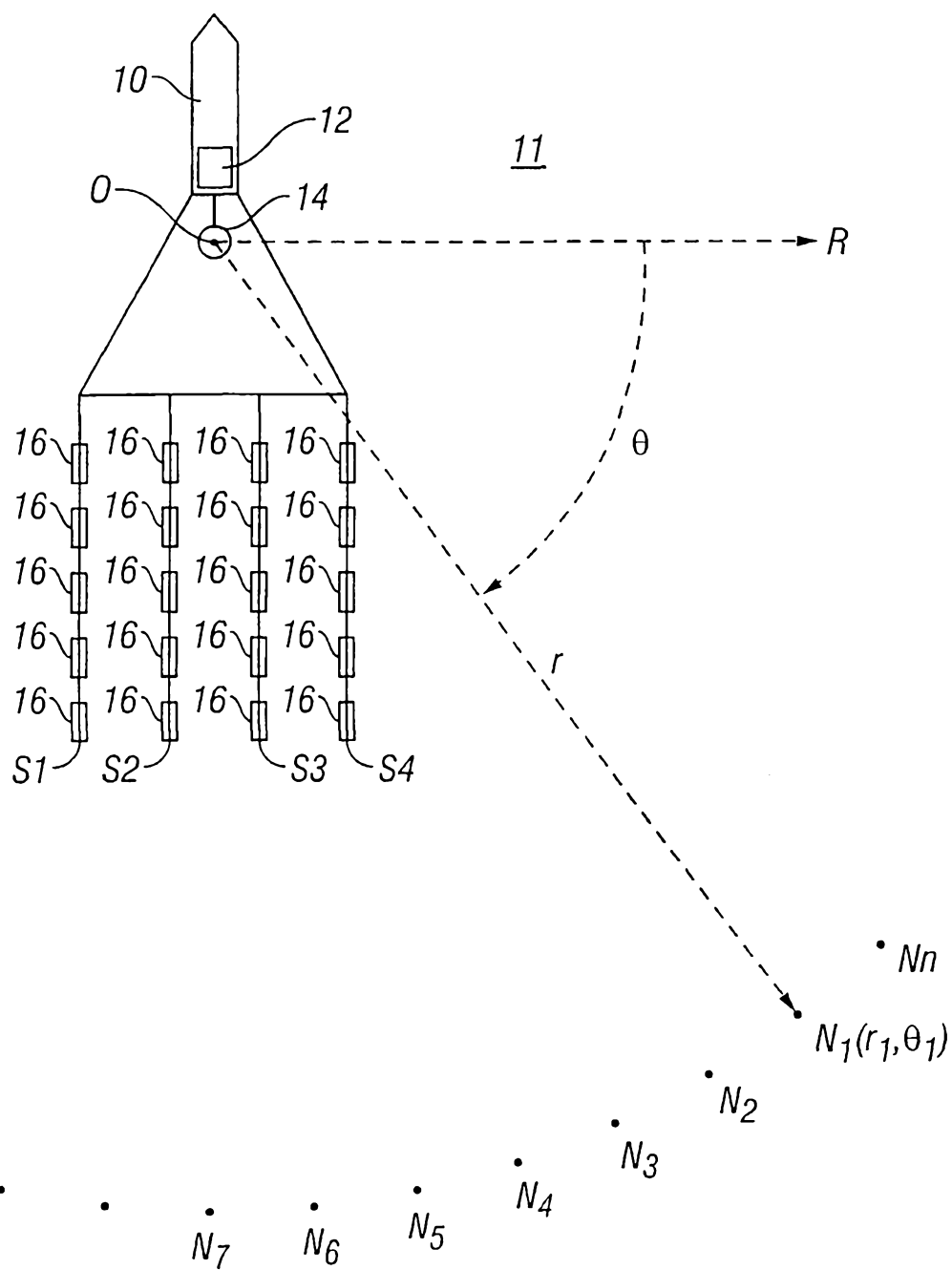


FIG. 1

2/5

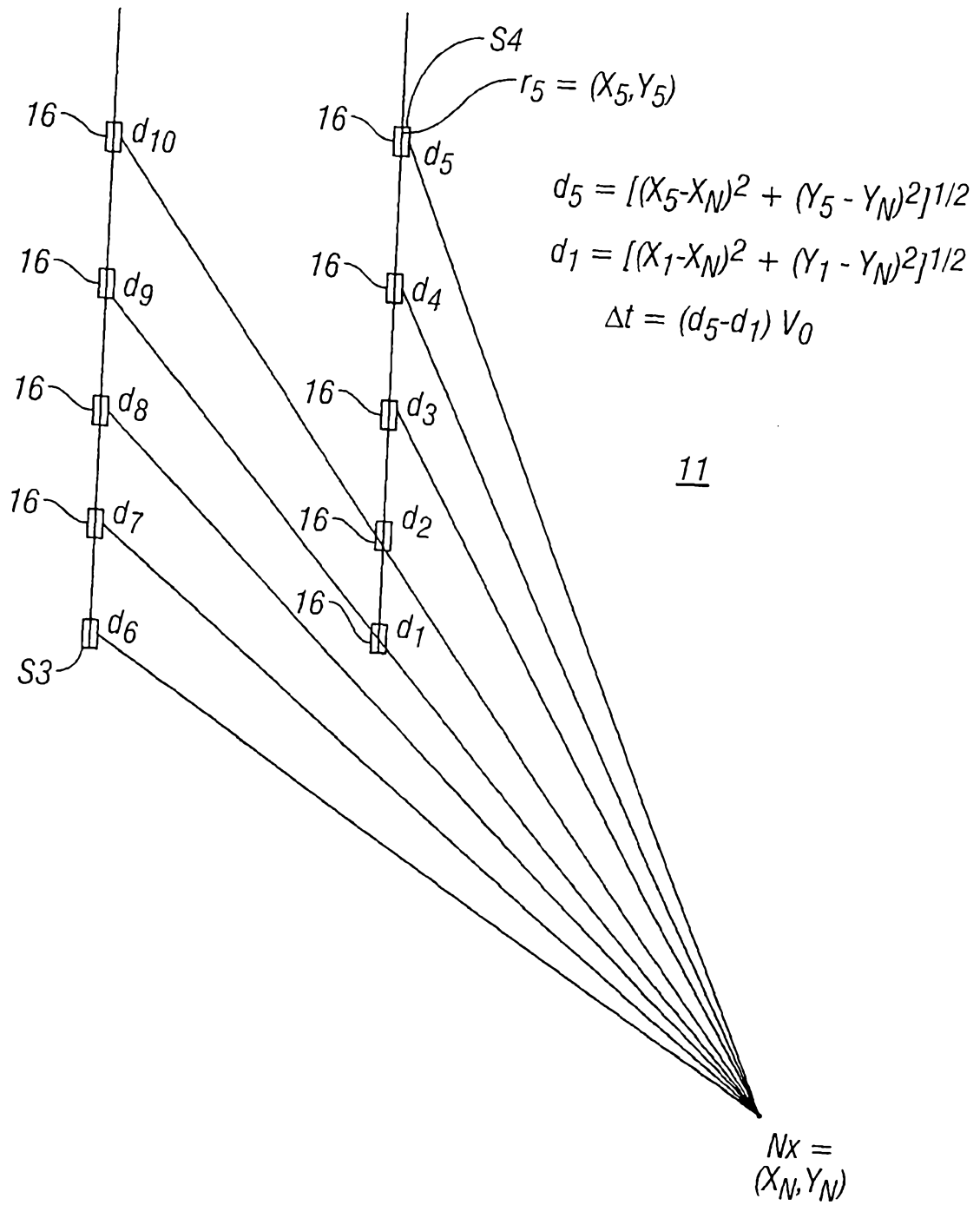


FIG. 2

3/5

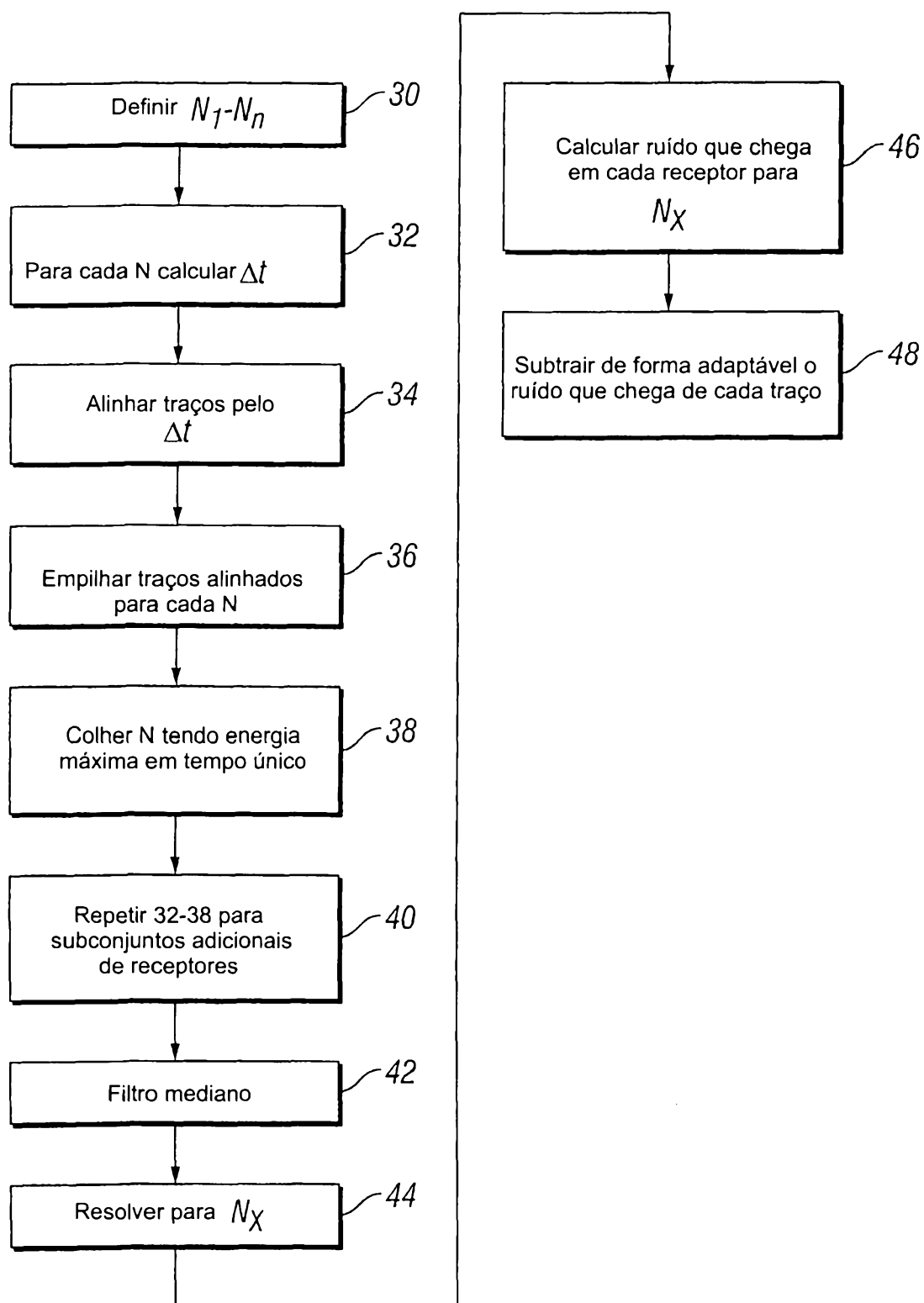
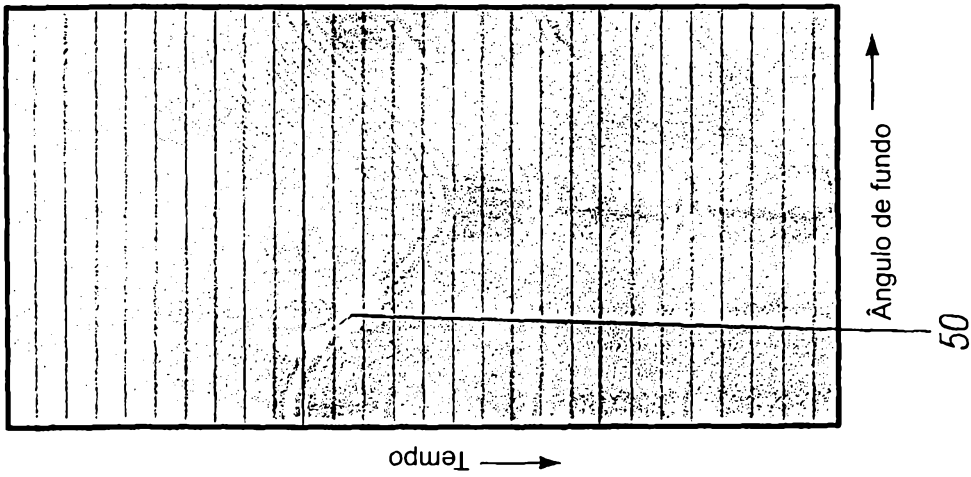
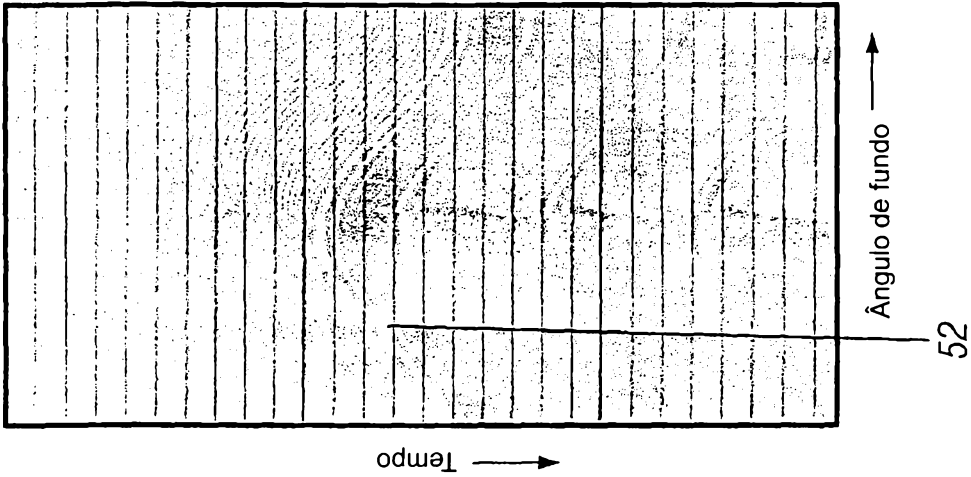
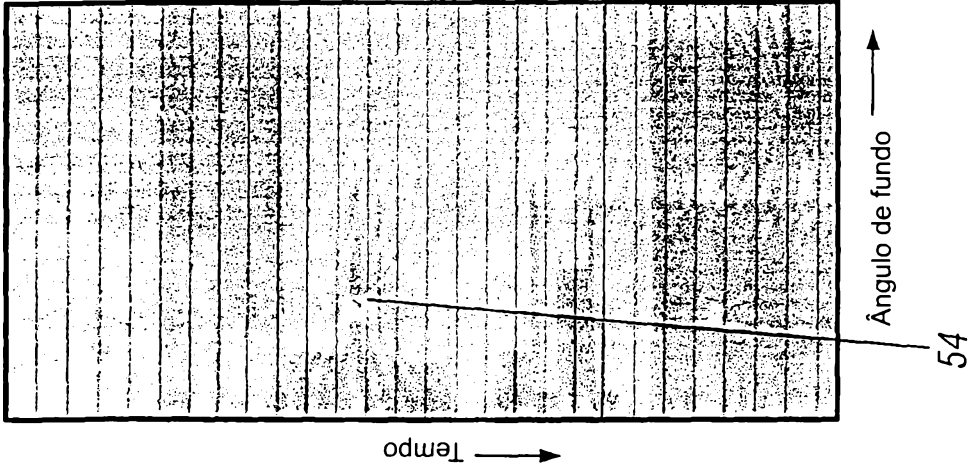


FIG. 3

4/5



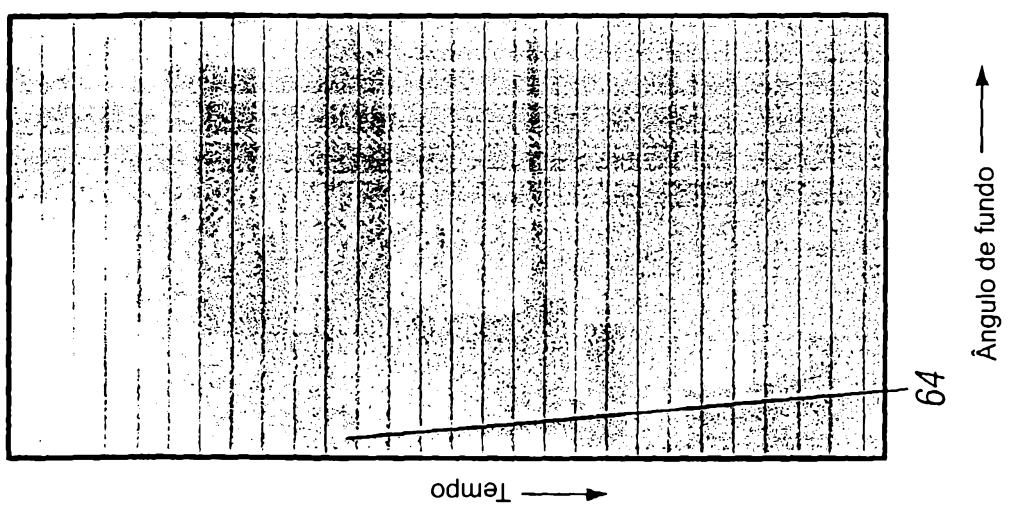


FIG. 5A

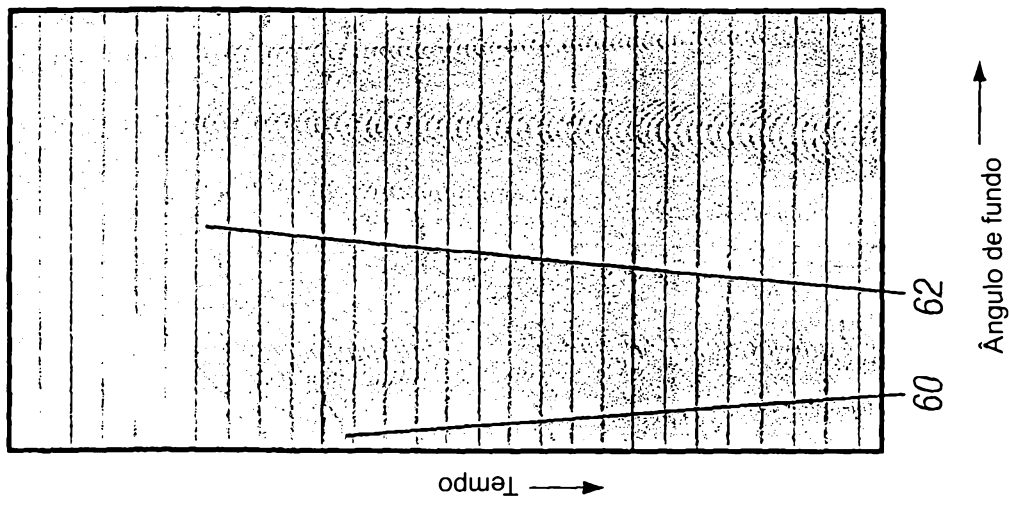


FIG. 5B

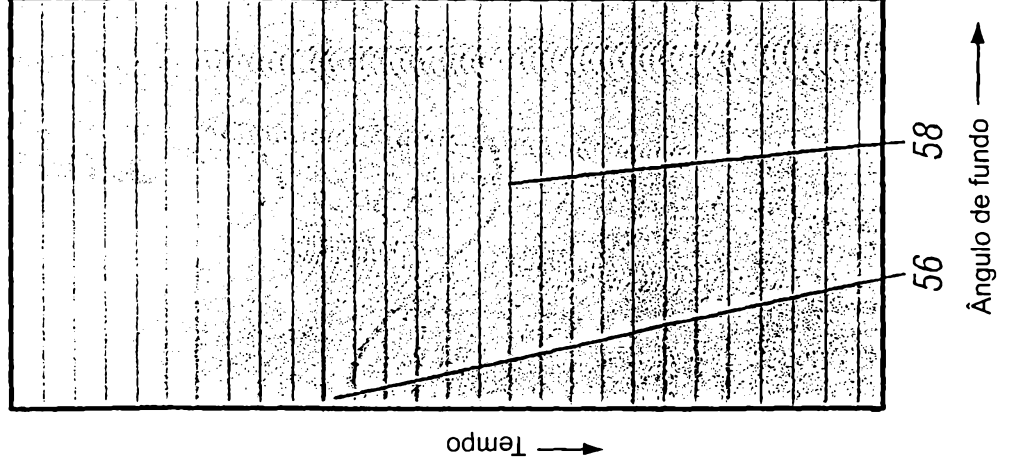


FIG. 5C