



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

**(11) BR 112016018405-0 B1**



**(22) Data do Depósito: 09/02/2015**

**(45) Data de Concessão: 11/10/2022**

---

**(54) Título:** MÉTODO E APARELHO PARA CARACTERIZAÇÃO DE EVOLUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO DETERMINANDO-SE UMA ONDALETA SÍSMICA QUE VINCULA DADOS SÍSMICOS OBSERVADOS A UMA SEQUÊNCIA DE REFLETIVIDADES

**(51) Int.Cl.:** G01V 1/30.

**(30) Prioridade Unionista:** 12/02/2014 GB 1402440.0.

**(73) Titular(es):** TOTAL S.A.

**(72) Inventor(es):** THOMAS DAVID BLANCHARD; PIERRE DANIEL THORE; CHRISTIAN HUBANS.

**(86) Pedido PCT:** PCT EP2015052648 de 09/02/2015

**(87) Publicação PCT:** WO 2015/121200 de 20/08/2015

**(85) Data do Início da Fase Nacional:** 10/08/2016

**(57) Resumo:** PROCESSO PARA CARACTERIZAÇÃO DA EVOLUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO OU GÁS COM O PASSAR DO TEMPO. Trata-se de um método para caracterização da evolução de um reservatório determinando-se uma ondaleta sísmica que vincula os dados sísmicos observados a uma sequência de refletividades. O método compreende obter dados sísmicos que representam alterações sísmicas que ocorreram entre um primeiro tempo e um segundo tempo, sendo que os ditos dados sísmicos compreendem uma pluralidade de traços sísmicos; e realizar uma operação de otimização simultaneamente nos traços sísmicos a fim de otimizar a dita ondaleta sísmica. A operação de otimização pode ser realizada sem usar dados de refletividade conhecidos como uma entrada.

“MÉTODO E APARELHO PARA CARACTERIZAÇÃO DE EVOLUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO DETERMINANDO-SE UMA ONDALETA SÍSMICA QUE VINCULA DADOS SÍSMICOS OBSERVADOS A UMA SEQUÊNCIA DE REFLETIVIDADES”

[001]A presente invenção refere-se, em geral, ao campo da geociência e, mais particularmente, ao processamento de dados sísmicos. De modo específico, a invenção se refere a um método para extrair as alterações no decorrer do tempo em conjuntos de dados sísmicos em 3D no decorrer de um período de produção para integrar aos dados de produção e auxiliar na compreensão e gerenciamento da extração de petróleo e gás a partir de reservatórios ou da injeção de outros fluidos nos reservatórios.

[002]Na indústria de petróleo e gás, conduzem-se levantamentos sísmicos com o intuito de proporcionar imagens subsuperficiais de modo que acúmulos de hidrocarbonetos ou outros fluidos possam ser identificados. Em um levantamento sísmico, uma ou várias fontes emitem ondas elásticas sob a forma de modulação de pressão ou movimento terrestre de locais específicos (campo de onda), em ou abaixo da superfície terrestre ou do mar ou em um furo de poço. Esse campo de onda se propaga afastando-se da(s) fonte(s) através da subsuperfície. Junto a essa propagação, uma fração do campo de onda incidente é refletida a partir da fração das heterogeneidades globais nas propriedades de material elástico da subsuperfície (tal como a impedância acústica). Essa excitação pelo campo de onda incidente gera um campo de onda refletido a partir das heterogeneidades, que se manifesta como pressão, movimento de partícula ou algumas quantidades derivadas e pode ser detectada e registrada na superfície ou em um furo de poço em uma série de locais receptores.

[003]Realiza-se um processamento das medições a fim de construir uma imagem 3D da subsuperfície. Levantamentos repetidos em intervalos de tempo selecionados (dias, meses, anos) permitem a observação das alterações em, sobre

ou sob um dado reservatório ao longo do intervalo de tempo – por exemplo, antes do início da produção de petróleo ou gás e após algum período de produção ou injeção – e comparar os resultados das medições. Isso é denominado como sísmico 4D e envolve comparar levantamentos sísmicos em 3D realizados em diferentes instâncias de tempo. O objetivo consiste em observar alterações no estado das formações e fluidos consequentes mediante a produção de hidrocarbonetos a partir dos fluidos ou da injeção dos mesmos em um reservatório. Uma detecção apropriada das alterações e uma identificação apropriada dos efeitos, fatores e processos requerem técnicas de aquisição especializadas e etapas de processamento de dados.

[004]As alterações no reservatório com o passar do tempo, devido à exploração, causarão alterações às propriedades petrofísicas das rochas e, portanto, ao campo de velocidade sísmica. Por exemplo, o petróleo será substituído por gás ou água e/ou a pressão de fluido se alterará, causando alterações na saturação, e pressão, e, conseqüentemente, alterações nas propriedades elásticas. As alterações dentro do reservatório também podem alterar o estado de estresse e tensão das rochas circundantes, causando, assim, alterações em suas propriedades elásticas. Essas alterações à velocidade produzirão intervalos de tempo na expressão sísmica de refletores subjacentes e alterações associadas em refletividade, causando uma alteração no campo de onda local.

[005]Com o intuito de modelar essas alterações no reservatório, utiliza-se uma série de técnicas de inversão conhecidas. As mesmas são realizadas em levantamentos separados por um intervalo de tempo para obter uma estimativa das alterações que ocorrerem em tal intervalo de tempo. Primeiramente, os dados contidos nos conjuntos de dados sísmicos são realinhados ou condicionados para compensar variações em aquisição (ou não repetibilidade de levantamentos sísmicos) e alterações em velocidade na subsuperfície.

[006]Uma técnica notória é aquela conhecida como inversão de impedância, onde as alterações em impedância da subsuperfície são invertidas. Outra técnica faz uso de correlação cruzada entre diferentes *ventages* em janelas selecionadas. Isso é realizado a fim de atingir um alinhamento em tempo dos levantamentos de base e monitoramento. Esse alinhamento de tempo é medido por correlação cruzada e aplicado ao levantamento de monitoramento, que é, portanto, alinhado ao levantamento de base. A janela é um intervalo de tempo que representa uma porção de um traço e é ajustado através de traços para correlação e, logo, deve conter todos os efeitos 4D.

[007]Desenvolveram-se, também, recentemente técnicas de inversão que se tornaram possíveis usando as ferramentas conhecidas como Cal4D e Propagation4D. Cal4D, descrita no pedido de patente WO2012/010790, tenta encontrar perturbações dimensionadas (em camadas) na posição do poço. Propagation4D, descrita no pedido de patente WO2012/038647, propaga essas informações a partir dos poços ao restante de um cubo 3D. Esses documentos se encontram aqui incorporados a título de referência.

[008]Os parâmetros dos quais as variações são estimadas entre levantamentos de base e monitoramento podem compreender a densidade  $\rho$ , a velocidade  $V_p$  de propagação das ondas de pressão (ondas P) e a velocidade  $V_s$  de propagação das ondas de cisalhamento (ondas S) nos meios que formam as várias camadas geológicas da área explorada. Geralmente, faz-se referência às impedâncias sísmicas em cada meio,  $I_p = \rho * V_p$  e  $I_s = \rho * V_s$ , que ditam a propagação das ondas P e das ondas S nas camadas. Devido às alterações vinculadas à produção de petróleo, por exemplo, a substituição de petróleo por água ou gás, os parâmetros  $\rho$ ,  $V_p$ ,  $V_s$  são modificados em determinadas camadas. Isso resulta em alterações de amplitude nos registros sísmicos, e em deslocamentos de tempo nos traços sísmicos registrados. A análise comparativa dos registros compreende uma

inversão para estimar as variações dos parâmetros a fim de obter uma ideia dos níveis de saturação nas camadas sendo operadas.

[009]Descreve-se uma técnica de inversão adicional (deformação) no documento EP 1 865 340 ao requerente, e se encontra aqui incorporado a título de referência, e compreende inverter conjuntamente as alterações nos tempos de propagação e amplitudes sísmicas de uma ondaleta sísmica ao longo de trajetórias de propagação no solo. Através da inversão, é possível, de fato, filtrar novamente a derivação do original a partir da solução.

[010]O modelo convolucional define dados sísmicos como uma convolução de um conjunto de refletividades com uma ondaleta sísmica. Deseja-se estimar o formato da ondaleta sísmica com precisão aperfeiçoada.

#### SUMÁRIO DA INVENÇÃO

[011]Em um primeiro aspecto da invenção, proporciona-se um método para caracterização da evolução de um reservatório determinando-se uma ondaleta sísmica que vincula os dados sísmicos observados a uma sequência de refletividades, sendo que o dito método compreende:

[012]obter dados sísmicos que representam alterações sísmicas que tenham ocorrido entre um primeiro tempo e um segundo tempo, sendo que os ditos dados sísmicos compreendem uma pluralidade de traços sísmicos; e

[013]realizar uma operação de otimização simultaneamente na dita pluralidade de traços sísmicos a fim de otimizar a dita ondaleta sísmica.

[014]Outros aspectos da invenção compreendem um programa computacional que compreende instruções legíveis por computador que, quando executadas em um aparelho computacional adequado, fazem com que o aparelho computacional realize o método do primeiro aspecto; e um aparelho especificamente adaptado para realizar todas as etapas de qualquer um dos métodos do primeiro aspecto.

[015]Outros recursos não essenciais da invenção são conforme reivindicados nas reivindicações dependentes anexas.

#### BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

[016]Descrevem-se agora as modalidades da invenção, somente a título de exemplo, a título de referência aos desenhos anexos, em que:

[017]As Figuras 1a e 1b são ilustrações esquemáticas de um levantamento de base (1a) e um levantamento de monitoramento (1b) sendo realizados; e

[018]A Figura 2 é um fluxograma que descreve um método de acordo com uma modalidade da invenção.

#### DESCRIÇÃO DETALHADA DAS MODALIDADES

[019]Referindo-se inicialmente às Figuras 1a e 1b, ilustra-se um reservatório, genericamente indicado pela referência numérica 10, contendo hidrocarbonetos 12 na subsuperfície 14. Uma embarcação de levantamento 16, mediante o qual fica localizado um transmissor de sonar 18, sendo uma fonte acústica, e um arranjo de receptores 20, realiza um levantamento deslocando-se sobre o reservatório 10. O primeiro levantamento ou inicial, Figura 1a, pode ser referido como um levantamento de base e é tipicamente realizado na fase de exploração antes que a produção se inicie.

[020]O levantamento de base do reservatório 10 proporciona um conjunto de traços sísmicos em um primeiro tempo T. Para um determinado traço, o levantamento de base proporciona amplitudes que sejam uma função de tempo. Com registro e processamento digital, o traço é amostrado em um conjunto de valores; comprimentos de traço típicos correspondem a cerca de 1000 amostras. O traço é, então, manipulado como um conjunto de valores.

[021]Um ou mais poços 22 podem ser perfurados a fim de extrair os hidrocarbonetos 12. À medida que o reservatório 10 é produzido, os hidrocarbonetos serão substituídos por outros fluidos e a pressão de fluido será alterada.

Adicionalmente, podem-se aplicar técnicas de recuperação de petróleo aprimoradas em que um fluido é injetado no reservatório em um ou mais locais fornecendo alterações na pressão e saturação de fluido. As alterações dentro do reservatório também podem alterar o estado de estresse e tensão das rochas circundantes. Logo, quando um levantamento adicional for realizado, Figura 2b, essas alterações serão observadas devido a uma alteração consequente no campo de velocidade. Essas alterações à velocidade produzirão deslocamentos de tempo na expressão sísmica de refletores subjacentes e alterações associadas em refletividade, causando uma alteração no campo de onda local.

[022]Logo, o monitoramento do reservatório realiza um levantamento de monitoramento do reservatório 10, tomado em um segundo tempo  $T + \Delta T$ , com um conjunto de traços sísmicos. Na hipótese mais simples,  $\Delta T$  é uma quantidade positiva, e o levantamento de monitoramento é tomado em um tempo mais adiantado que o levantamento de base; no entanto, a ordem na qual os levantamentos são tomados é irrelevante à operação do processo da invenção e, em princípio, o tempo decorrido  $\Delta T$  também poderia ser negativo – o que equivale a comparar o levantamento mais precoce ao mais tardio. Quanto ao levantamento de base, um traço amostrado no levantamento de monitoramento é representado como um conjunto de valores.

[023]Idealmente, os traços no levantamento de monitoramento são associados às mesmas posições que no levantamento de base. Isso é realizado utilizando-se, na medida do possível, o mesmo equipamento, geometria de aquisição e processos para conduzir os levantamentos de base e monitoramento. Podem-se usar técnicas como interpolação onde os traços no levantamento de monitoramento e no levantamento de base não satisfazem essa condição.

[024]Com o intuito de vincular os dados sísmicos (traços) nos quais as interpretações se baseiam e a geologia (coeficiente de reflexão) sendo interpretada,

a ondaleta sísmica (uma resposta de impulso que se desloca através da superfície) é definida, com base no modelo convolucional conhecido de um traço sísmico, onde o traço sísmico é uma convolução da ondaleta sísmica com a refletividade subsuperficial (ruído positivo). A ondaleta sísmica é a forma de onda que seria registrada por um sistema sísmico para uma reflexão proveniente de um plano único que reflete o limite na subsuperfície. Pode-se supor que essa ondaleta atue como um filtro através do qual a geologia é observada ao interpretar a imagem fornecida pelos dados sísmicos. No entanto, essa ondaleta precisa ser precisamente estimada.

[025]O problema da estimação de ondaleta representou um problema fundamental em geociência durante algum tempo. Os métodos atuais de estimação de ondaleta compreendem deconvolucionar um traço sísmico com uma sequência de coeficientes de reflexão a partir de um sismograma. Uma forma comum de estimar ondaletas consiste em estimar a ondaleta que melhor corresponderia às refletividades medidas no poço usando um processo de convolução nos dados sísmicos em 3D. Essa técnica apresenta muitas desvantagens que incluem:

[026]1. As ondaletas não são laterais nem verticalmente estáveis e se os poços forem distantes do local de interesse, as ondaletas podem não ser bem adaptadas;

[027]2. As ondaletas estimadas dessa forma são adaptadas para 3D e podem não ser adequadas para processamento 4D;

[028]3. Essa técnica requer uma janela de tempo maior e, logo, a ondaleta estimada pode ser uma ondaleta “média”;

[029]4. Com uma melhor tecnologia de perfuração, a maioria dos poços (produtores e injetores) agora são perfurados sub-verticalmente ou, em alguns casos, horizontalmente através do reservatório. Isso torna a estimação de ondaleta convencional difícil e algumas vezes impossível.

[030]Outras técnicas tentam estimar as ondaletas diretamente a partir dos dados sísmicos: o espectro pode ser estimado a partir da raiz quadrada da autocorrelação (com a hipótese que a refletividade tem um espectro branco) e fase através de análise de curtose (com a hipótese de distribuição uniforme); no entanto, nenhuma dessas abordagens é confiável e dificilmente são usadas.

[031]O problema de uma ondaleta imprecisamente definida é mais acentuado ao lidar com dados sísmicos em 4D visto que somente anomalias minúsculas são procuradas, e uma ondaleta imprecisa pode ser uma grande fonte de erro. Apesar disso, as ondaletas estimadas conforme anteriormente a partir de dados sísmicos em 3D na cabeça de poço são tipicamente usadas ao interpretar dados sísmicos em 4D.

[032]Portanto, ao invés de usar as refletividades medidas no poço, propõe-se usar as refletividades proporcionadas pelo sinal 4D. As vantagens dessa abordagem incluem:

[033]1. As refletividades 4D são limitadas somente a um pequeno número de camadas onde alterações dinâmicas ocorreram;

[034]2. As refletividades podem ser medidas afastadas dos poços onde o sinal 4D está realmente presente.

[035]A Figura 2 é um fluxograma que descreve um método que usa o sinal 4D para estimar a ondaleta. Na etapa 200, obtêm-se os dados de levantamento (Base e Monitoramento). Esses dados podem ter sido coletados conforme descrito em relação às Figuras 1a e 1b.

[036]Na etapa 210, os dados de levantamento de monitoramento são alinhados aos dados de levantamento de base. Embora os levantamentos de base e monitoramentos mostrem um grande número de reflexões (para cada limite), uma vez alinhadas, a maioria das reflexões se sobrepõe. Apenas em regiões onde ocorreram alterações com o passar do tempo entre os levantamentos haverá

reflexões não sobrepostas. Conseqüentemente, a alteração nos dados sísmicos  $\Delta S$  entre os levantamentos de base e monitoramento é dispersa, com algumas reflexões dinâmicas, e pode ser definida como:

$$\Delta S = \omega * R_m - \omega * R_B = \omega * \Delta R$$

[037] onde  $\omega$  é a ondaleta,  $R_B$  são as refletividades de base,  $R_m$  são as refletividades de monitoramento e  $\Delta R$  é a alteração em refletividades entre os levantamentos de base e monitoramento.

[038] Considerando-se uma camada onde a saturação ou pressão (ou ambas) se alteram, haverá uma alteração de impedância  $\Delta I_p$  no topo dessa camada e uma alteração oposta de impedância  $-\Delta I_p$  no fundo dessa camada. Portanto, a alteração em refletividades  $\Delta R$  para alguma camada dinâmica pode ser definida usando somente três parâmetros relacionados às posições dos limites que definem a camada e a magnitude do sinal de refletividade nesses limites. Em uma modalidade, cada camada é definida pela posição do topo da camada  $t$  (ou fundo ou qualquer outro identificador de posição), a espessura da camada  $\Delta t$  e a alteração na amplitude de sinal de refletividade  $\Delta A$  para a camada. Os dados sísmicos em 4D observados serão o resultado da convolução da ondaleta por um dipolo de sinal oposto na posição  $t, t + \Delta t$ .

[039] Na etapa 220, os valores iniciais são fornecidos às incógnitas em  $\omega * \Delta R$  (amplitudes, refletividades iniciais e a ondaleta). Um palpite inicial geral do número de camadas é a entrada mínima. Palpites iniciais mais complexos podem ser opcionalmente feitos escolhendo-se horizontes a partir dos dados em 4D ou 3D.

[040] Na etapa 230, todos os traços sísmicos (ou um subconjunto dos mesmos) são otimizados simultaneamente. As faixas esperadas de variação dos valores iniciais também podem ser especificadas. Essa otimização pode ser realizada minimizando-se uma função de custo, tal como:

$$\text{custo} = \Delta S - \omega * \Delta R$$

[041]embora deva ser avaliado que qualquer medição normal ou diferente de  $\Delta S$  e  $\omega \cdot \Delta R$  pode ser usada para calcular o custo.

[042]Muito embora seja verdadeiro que ambas as ondaletas  $\omega$  e  $\Delta R$  são desconhecidas, seus valores relativos entre si podem ser determinados. A distribuição dispersa dos coeficientes de reflexão nos dados sísmicos em 4D é o fundamento dessa técnica. Existem teoremas na literatura de super-resolução mostrando que sob determinadas condições de dispersão, o processo de inversão é exato. Naturalmente, os dados sísmicos não são desprovidos de ruídos e os ruídos perturbarão a resposta de inversão. Felizmente, visto que a inversão única usa dados de vários ou muitos traços sísmicos, a ondaleta pode ser restrita e uma ondaleta exclusiva pode ser solucionada. Se ao invés de uma camada única existirem várias camadas onde ocorrem alterações, a situação é a mesma visto que o processo de convolução é linear.

[043]Portanto, para um sinal composto por  $N$  traços, com  $M$  camadas (compostas por 2 refletores) e uma ondaleta de comprimento  $L$ , existem, no total,  $3 \times M \times N + L$  parâmetros para otimizar (onde os 3 nesse total resultam a partir dos três parâmetros que definem  $\Delta R$ ). Esse total é muito menor que  $N \times S$ , onde  $S$  é o número de amostras. Portanto, o problema é supercondicionado.

[044]Com a ondaleta estimada dessa forma, a amplitude absoluta da ondaleta  $\omega$  ou da alteração em refletividade  $\Delta R$  é desconhecida. Em uma modalidade, os valores de inversão de impedância relativos podem ser usados como eles se encontram. Em outra modalidade, a ondaleta pode ser dimensionada (etapa 240) para determinar sua amplitude absoluta. Um fator de dimensionamento (*scaling*)  $\alpha$  (positivo ou negativo) pode ser definido, de modo que:

$$\Delta S = \alpha \omega \cdot \frac{1}{\alpha} \Delta R$$

[045]A etapa de dimensionamento determina a constante  $\alpha$  que determina corretamente a ondaleta dimensionada verdadeira:

$$\omega_{\text{true}} = \alpha\omega,$$

[046] e a refletividade dimensionada verdadeira:

$$\Delta R_{\text{true}} = \frac{1}{\alpha} \Delta R,$$

[047] Existe uma série de diferentes opções para realizar a etapa de dimensionamento 240, que inclui:

[048] 1. Convolucionar a ondaleta não dimensionada com alguma refletividade verdadeira medida (por exemplo) em um local de poço:  $S = \omega * \Delta R_{\text{true}}$  (local à estimação ou não). O traço sintético computador (S) pode ser comparado ao sísmico verdadeiro ( $S_{\text{true}} = \omega_{\text{true}} * \Delta R_{\text{true}}$ ) no local de poço usando a razão:

$$S_{\text{true}}/S = \omega_{\text{true}}/\omega = \alpha.$$

[049] 2. Usando informações de tempo de deslocamento. Utilizando-se o fato de que dados 4D têm um deslocamento de tempo que seja dado pela integral de alterações de velocidade relativa, é possível usar os traços de base e monitoramento não alinhado para determinar a magnitude de  $\Delta v/v_p$ . Logo, usando a expressão comumente conhecida:  $\Delta R \approx \Delta \rho/\rho \approx \Delta v/v_p + \Delta \rho/\rho \approx \beta \Delta v/v_p$  e supondo um valor para  $\beta$ , a refletividade verdadeira pode ser aproximada junto ao fato de dimensionamento  $\alpha$  (onde  $\Delta v/v_p$  é a alteração no valor de velocidade de onda p,  $\Delta \rho/\rho$  a alteração em impedância, e  $\Delta \rho/\rho$  é a alteração em densidade). O fato  $\beta$  pode representar uma razão estimada entre  $\Delta v/v_p$  e  $\Delta \rho/\rho$  (essa estimação pode ser feita com base no conhecimento da composição de subsuperfície, conforme compreendido por um indivíduo versado) e pode, em uma modalidade específica, se igualar a  $1 + \Delta v/v_p / \Delta \rho/\rho$ .

[050] 3. É possível também usar informações anteriores com base nas informações de produção, simulação de reservatório e modelagem de física de rochas para inferir diretamente nas alterações em refletividade máxima ( $\max(\Delta R_{\text{true}})$ ) esperadas, e dimensionar os dados correspondentemente por  $\max(\Delta R)/\max(\Delta R_{\text{true}}) = \alpha$ .

[051] Uma ou mais etapas dos métodos e conceitos descritos no presente

documento podem ser incorporadas sob a forma de instruções legíveis por computador para execução em um aparelho computacional adequado, ou sob a forma de um sistema computacional que compreende pelo menos um meio de armazenamento para armazenar instruções de programa que incorporam os conceitos descritos no presente documento e uma unidade de processamento para realizar as instruções. De modo convencional, o meio de armazenamento pode compreender uma memória de computador (de qualquer tipo), e/ou unidade de disco, unidade óptica, ou similar. Esse sistema computacional também pode compreender uma unidade de exibição e um ou mais dispositivos de entrada/saída.

[052]Os conceitos descritos no presente documento encontram utilidade em todos os aspectos (em tempo real ou não) de vigilância, monitoramento, otimização e previsão de reservatórios de hidrocarbonetos e sistemas de poço, e podem auxiliar em métodos, e formam parte desses, que servem para extrair hidrocarbonetos a partir desses reservatórios de hidrocarboneto e sistemas de poço.

[053]Deve-se avaliar que a descrição acima serve para ilustração somente e outras modalidades e variações podem ser estabelecidas sem divergir do escopo da invenção.

## REIVINDICAÇÕES

1. Método para caracterização de evolução de um reservatório determinando-se uma ondaleta sísmica que vincula dados sísmicos observados a uma sequência de refletividades, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o dito método compreende:

obter dados sísmicos que representam alterações sísmicas que tenham ocorrido entre um primeiro tempo e um segundo tempo, definindo um período de produção ao longo do qual hidrocarbonetos foram extraídos, os ditos dados sísmicos compreendem uma pluralidade de traços sísmicos; e

realizar uma operação de otimização simultaneamente na dita pluralidade de traços sísmicos a fim de otimizar para a dita ondaleta sísmica, a dita operação de otimização compreendendo otimizar simultaneamente para a dita ondaleta sísmica e dados de alteração em refletividade que ocorrem entre o dito primeiro tempo e o dito segundo tempo;

extrair as alterações no decorrer do tempo nos traços sísmicos coletados ao longo do período de produção;

integrar as alterações no decorrer do tempo nos traços sísmicos com dados de produção;

usar as alterações no decorrer do tempo nos traços sísmicos integradas e os dados de produção para gerenciar pelo menos um dentre extração de petróleo e gás a partir do reservatório e injeção de outros fluidos no reservatório; e

em que a dita operação de otimização é realizada sem usar dados de refletividade conhecidos como uma entrada.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato de que a dita otimização compreende minimizar uma função de custo que compreende uma medição de uma diferença entre os dados sísmicos e uma convolução da ondaleta sísmica e dados de alteração em refletividade.

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato de que cada alteração em refletividade descrita pelos ditos dados de alteração em refletividade é definida por dois parâmetros que descrevem posições de dois refletores que definem a alteração em refletividade e um único parâmetro de amplitude que representa a magnitude de uma alteração de amplitude medida nas posições dos ditos dois refletores, a alteração de amplitude sendo igual em magnitude e de sinal oposto nessas posições.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende as etapas de:

fornecer um levantamento de base do reservatório com um conjunto de traços sísmicos no dito primeiro tempo;

fornecer um levantamento de monitoramento do reservatório, tomado no dito segundo tempo, com um conjunto de traços sísmicos associados às mesmas posições que no levantamento de base; e

determinar os ditos dados sísmicos a partir do dito levantamento de base e do levantamento de monitoramento.

5. Método, de acordo com a reivindicação 4, **CARACTERIZADO** pelo fato de que a dita etapa de determinar os ditos dados sísmicos compreende alinhar os ditos levantamentos de monitoramento e de base; e subtrair o dito levantamento de base do dito levantamento de monitoramento.

6. Método, de acordo com a reivindicação 4, **CARACTERIZADO** pelo fato de que os ditos levantamentos de base e de monitoramento foram realizados em um local remoto a partir de um poço, ou adjacente a um poço horizontal ou sub-vertical.

7. Método, de acordo com a reivindicação 4, **CARACTERIZADO** pelo fato de que os ditos levantamentos de base e de monitoramento foram realizados em um local de interesse para a ondaleta sendo determinada.

8. Método, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato de

que compreende uma etapa de dimensionar (*scaling*) a fim de determinar um valor absoluto para amplitude da ondaleta sísmica.

9. Método, de acordo com a reivindicação 8, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que a dita etapa de dimensionar compreende definir um fator de dimensionamento de modo que  $\Delta S = \alpha \omega^{1/\alpha} \Delta R$ , onde  $\alpha$  é o fator de dimensionamento,  $\Delta S$  são os dados sísmicos,  $\omega$  é a ondaleta sísmica e  $\Delta R$  são os dados de alteração em refletividade.

10. Método, de acordo com a reivindicação 8, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que a dita etapa de dimensionar compreende convolucionar uma ondaleta não dimensionada com medições de refletividade reais tomadas a partir de outro local do reservatório.

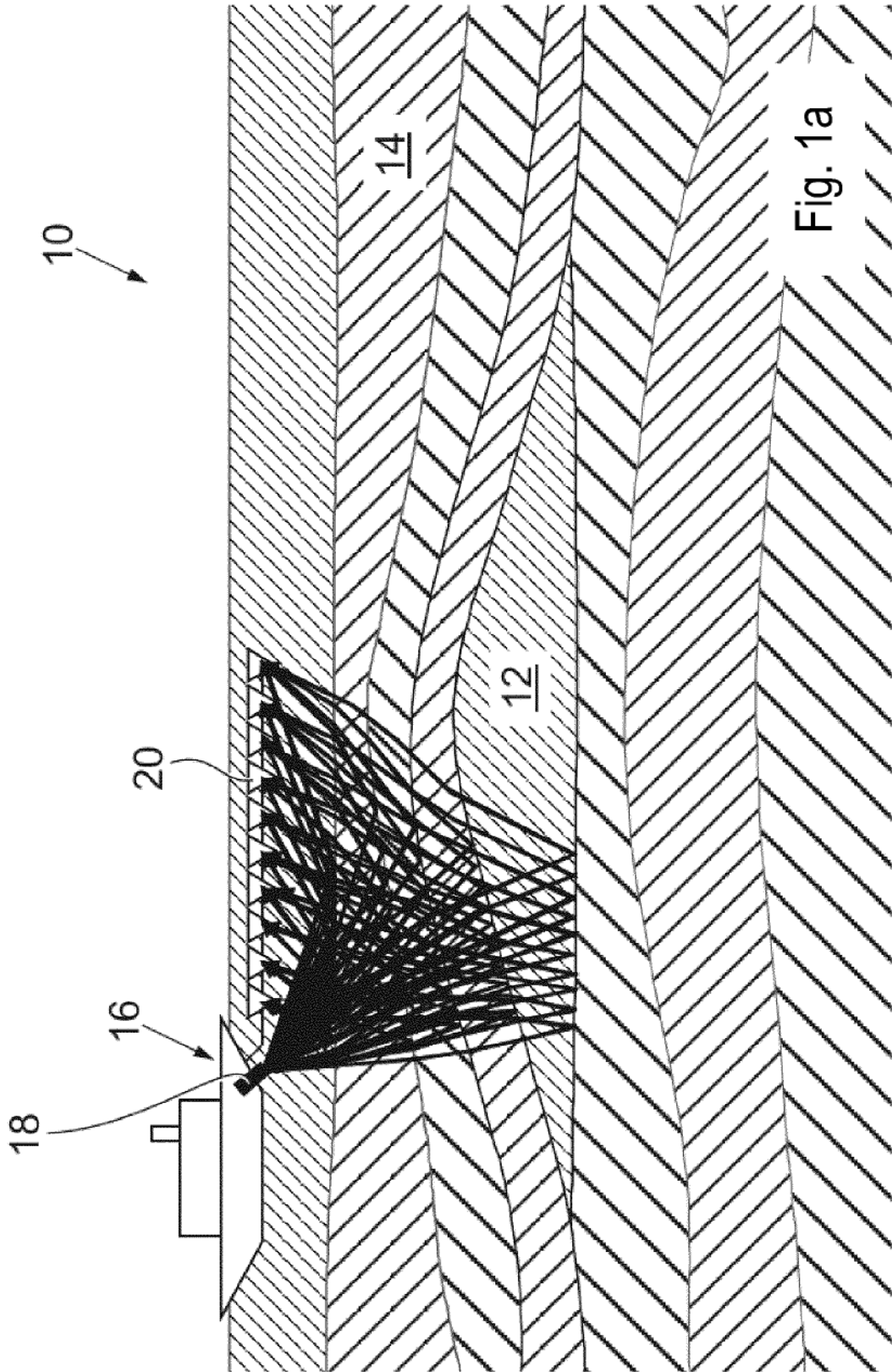
11. Método, de acordo com a reivindicação 8, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que a dita etapa de dimensionar compreende usar informações de tempo de deslocamento para estimar as medições de refletividade reais.

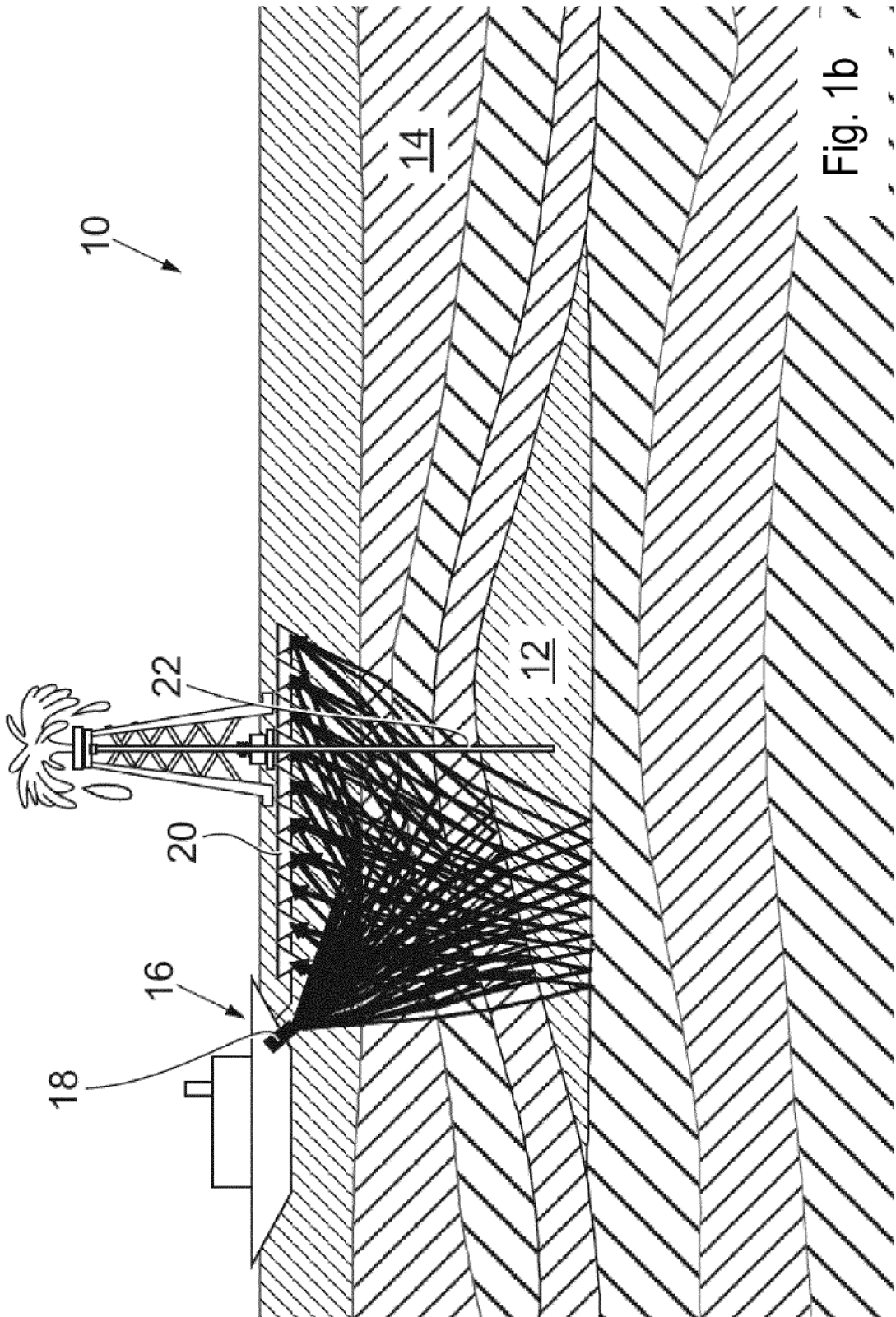
12. Método, de acordo com a reivindicação 11, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que as ditas medições de refletividade reais são determinadas a partir de um produto de alterações de velocidade relativa medidas e um fator baseado em uma razão estimada entre alterações de velocidade relativa e alterações de densidade relativa.

13. Método, de acordo com a reivindicação 8, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que a dita etapa de dimensionar compreende inferir diretamente alterações em refletividade máxima a partir de dados de histórico de produção.

14. Método, de acordo com a reivindicação 1, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que compreende ainda a etapa de usar resultados do dito método para auxiliar na recuperação de hidrocarbonetos a partir de um reservatório.

15. Aparelho, **CHARACTERIZADO** pelo fato de ser especificamente adaptado para realizar as etapas do método, conforme definido na reivindicação 1.





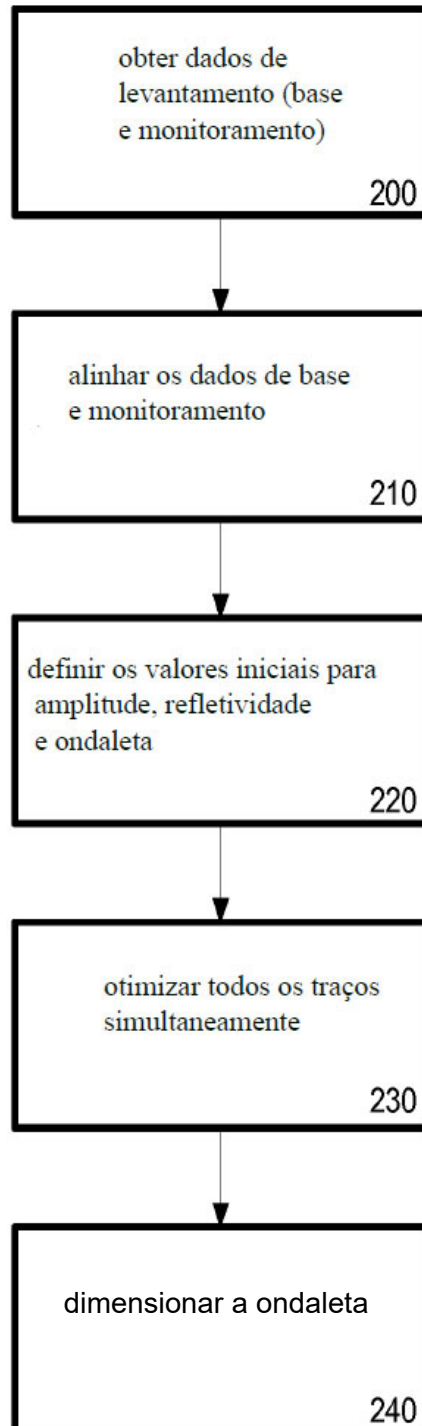


Fig. 2