



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

(11) PI 0923960-0 B1



(22) Data do Depósito: 14/12/2009

(45) Data de Concessão: 30/07/2019

(54) Título: MÉTODOS PARA DETECÇÃO DE HIDROCARBONETO EM UMA REGIÃO DE SUBSUPERFÍCIE E PARA PRODUZIR HIDROCARBONETO A PARTIR DE UMA REGIÃO DE SUBSUPERFÍCIE

(51) Int.Cl.: G01V 1/28; G01V 11/00.

(52) CPC: G01V 1/28; G01V 1/288; G01V 11/00; G01V 2210/123.

(30) Prioridade Unionista: 08/12/2009 US 61/267695; 09/01/2009 US 61/143695.

(73) Titular(es): EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH COMPANY.

(72) Inventor(es): CHARLIE JING; JIM J. CARAZZONE; EVA-MARIA RUMPFHUBER; REBECCA L. SALTZER; THOMAS A. DICKENS; ANOOP A. MULLUR.

(86) Pedido PCT: PCT US2009067913 de 14/12/2009

(87) Publicação PCT: WO 2010/080366 de 15/07/2010

(85) Data do Início da Fase Nacional: 08/07/2011

(57) Resumo: MÉTODOS PARA DETECÇÃO DE HIDROCARBONETO EM UMA REGIÃO DE SUBSUPERFÍCIE E PARA PRODUZIR HIDROCARBONETO A PARTIR DE UMA REGIÃO DE SUBSUPERFÍCIE Método para utilizar dados sísmicos a partir de terremotos para enfrentar o problema de lacuna de baixa frequência em métodos tradicionais de exploração de hidrocarboneto. Sismógrafos com resposta em frequência abaixo de aproximadamente 1 Hz são colocados sobre uma região de subsuperfície alvo em um sistema com espaçamento adequado para exploração de hidrocarbonetos (21). Dados são coletados durante um longo período de tempo (semanas ou meses) (22). Segmentos dos dados (44) são identificados com eventos conhecidos a partir de catálogos de terremoto (43). Estes segmentos de dados são analisados utilizando técnicas tal como medição a medição de atraso de tempo de viagem (307) de cálculos de função de receptor (46), e então são combinados com um ou mais outros tipos de dados geofísicos adquiridos da região alvo, utilizando inversão conjunta (308-310) em algumas modalidades do método para inferir aspectos físicos da subsuperfície indicativos de potencial de hidrocarboneto ou falta dele (26).

“MÉTODOS PARA DETECÇÃO DE HIDROCARBONETO EM UMA REGIÃO DE SUBSUPERFÍCIE E PARA PRODUIR HIDROCARBONETO A PARTIR DE UMA REGIÃO DE SUBSUPERFÍCIE”

REFERÊNCIA CRUZADA A PEDIDOS RELACIONADOS

[0001] Este Pedido reivindica o benefício de ambos, do Pedido Provisório US 61/143.695 que foi depositado em 9 de janeiro de 2009 e Pedido Provisório US 61/267.695 que foi depositado em 8 de dezembro de 2009.

CAMPO DA INVENÇÃO

[0002] Esta invenção pertence geralmente à exploração de hidrocarbonetos e, mais particularmente, para inferir a presença ou ausência de hidrocarbonetos na subsuperfície. Especificamente a invenção é um método para utilizar dados sísmicos gerados por fontes sísmicas passivas, tal como atividade de terremoto, em conjunto com outros dados físicos para exploração de petróleo.

FUNDAMENTO DA INVENÇÃO

[0003] Métodos atuais de exploração sísmica de hidrocarbonetos se apóiam principalmente em fontes sísmicas ativas, isto é, fontes controladas pelo operador do levantamento, para gerar energia sísmica. Os sinais sísmicos registrados a partir de tais fontes são utilizados para formar imagens de localizações refletoras e para derivar propriedades físicas da subsuperfície. Contudo, técnicas de aquisição atuais de sísmica de fonte ativa são incapazes de fornecer dados confiáveis e úteis no regime de baixa frequência, grosseiramente abaixo de 6 a 8 Hz. (As explosões mais potentes necessárias para gerar frequências mais baixas não são atividade de levantamento sísmico aceitável devido a impactos ambientais e na sociedade). As baixas frequências que estão faltando a partir destes dados contêm informação das tendências de fundo nas propriedades de rocha. Em adição, esta informação é importante para estabilizar e direcionar inversão sísmica pré-pilha para a solução correta e para derivar propriedades absolutas de rocha na subsuperfície. Esta dificuldade técnica (chamada a lacuna de baixa frequência) torna inúteis algoritmos de inversão/formação de imagem de dados sísmicos avançados baseados em gradiente em áreas de dados de problema onde métodos de processamento

convencionais de dados sísmicos notadamente falham.

[0004] Práticas atuais para enfrentar a lacuna de baixa frequência envolvem avaliar alguma porção do espectro que falta da informação do modelo de terra (geralmente informação bem no fundo 0 – 1 Hz) e poderia incluir a análise de velocidade baseada em movimento de saída (Liu, “An Analytical Approach to Migration Velocity Analysis”, *Geophysics* 52, 1238-1249 (1997)), ou métodos de tomografia de reflexão (Foss e outros, “Depth-Consistent Reflection Tomography Using PP and PA Seismic Data”, *Geophysics* 70, U51-U65 (2005)), ou construir modelos de subsuperfície a partir de interpretação sísmica dos refletores principais observados nos dados de reflexão sísmica de 2D ou 3D. Infelizmente, esta abordagem falha se uma velocidade satisfatória de formação de imagem não pode ser encontrada nos dados de pré-pilha.

[0005] O que é necessário é uma fonte de dados que preencham a lacuna de baixa frequência, e uma maneira de explorar tais dados para suplementar as predições de análises feitas a partir de dados sísmicos que sejam também úteis em exploração e produção de petróleo.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

[0006] Em uma modalidade a invenção é um método para detecção de hidrocarbonetos em uma região de subsuperfície utilizando dados sísmicos de fonte passiva em conjunto com pelo menos um outro tipo de dado geofísico compreendendo:

(a) obter dados de levantamento sísmico de fonte passiva para a região de subsuperfície onde os receptores de levantamento eram sismógrafos localizados geralmente sobre dita região de subsuperfície, espaçados para prospecção de hidrocarboneto, ditos sismógrafos sendo adequados para detecção de sismologia global de terremoto, e no qual ditos dados sísmicos de fonte passiva incluem pelo menos um evento identificado em uma tabela de terremoto e avaliada ter uma frequência dominante na região de subsuperfície em uma faixa de 0 a 8 Hz com base em dita pelo menos uma magnitude e distância de evento da região de subsuperfície;

(b) obter pelo menos um outro tipo de dado geofísico para a região de subsuperfície, selecionado dentre um grupo que consiste de sísmico de fonte ativa, eletromagnético de fonte controlada, magneto telúrico, magnético e de gravidade;

(c) derivar um modelo de propriedades físicas fornecendo valores de pelo menos uma propriedade física em localizações diferentes na região de subsuperfície, utilizando simultaneamente pelo menos parte dos dados sísmicos de fonte passiva e o pelo menos um outro tipo de dado geofísico; e

(d) utilizar o modelo de propriedades físicas para predizer potencial de hidrocarboneto para a região de subsuperfície.

[0007] Pessoas que trabalham no campo de processamento de dados geofísicos reconhecerão prontamente que para aplicações práticas do presente método inventivo, pelo menos a etapa (c) acima deve ser realizada com o auxílio de um computador, ou seja, uma máquina de processamento de dados, programada de acordo com a descrição da invenção que se segue.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

[0008] A presente invenção será mais bem entendida referindo-se a descrição detalhada seguinte e aos desenhos anexados, nos quais:

[0009] A figura 1 é um gráfico esquemático ilustrando o conteúdo de frequência de diferentes tipos de dados;

[0010] A figura 2 é um fluxograma mostrando a utilização de dados sísmicos passivos e outro dado geofísico para derivar modelos de propriedade física de rocha de subsuperfície para exploração de hidrocarboneto;

[0011] A figura 3 mostra um fluxograma da implementação de inversão conjunta da invenção, na qual uma análise de tomografia que viaja com o tempo dos dados sísmicos passivos é combinada com informação a partir de outros tipos de dados geofísicos;

[0012] A figura 4 mostra um fluxograma da implementação da inversão conjunta da invenção na qual dados sísmicos de reflexão gerados a partir dos dados sísmicos passivos por correlação cruzada são invertidos conjuntamente com outros tipos de dados geofísicos;

- [0013]** A figura 5 é uma ilustração esquemática do método de sintetizar dados sísmicos de reflexão a partir dos dados sísmicos passivos utilizando a técnica de correlação cruzada;
- [0014]** A figura 6 é um diagrama esquemático que mostra um esquema de problema para inversão conjunta;
- [0015]** A figura 7 é um diagrama esquemático que ilustra como grades computacionais de inversão conjunta podem ser atualizadas utilizando gradientes;
- [0016]** A figura 8 mostra uma forma de onda de função de receptor sintética como resultado de desconvoluir ou sismógrafo componente vertical a partir de um sismógrafo componente horizontal para o modelo de velocidade simples mostrado no adendo;
- [0017]** As figuras 9A-D mostram diagramas esquemáticos de fases sísmicas típicas esperadas nas formas de onda de função de receptor;
- [0018]** A figura 10 é um fluxograma que mostra etapas básicas em uma modalidade do presente método inovador;
- [0019]** A figura 11 é um gráfico que mostra cobertura de raio computada a partir de eventos regionais e telesísmicos em um campo de produção nos US ocidental;
- [0020]** A figura 12 é uma plotagem de magnitude de terremoto contra teor de frequência de terremoto expressa pela frequência dominante;
- [0021]** A figura 13 é uma apresentação em vista de mapa de anomalias de tempo de viagem em relação a um modelo de terra 1D, e
- [0022]** A figura 14 mostra resultados da função de receptor que revelam refletores em uma seção de crosta onde ondas P que entram (são) convertidas para ondas S.
- [0023]** A invenção será descrita em conexão com exemplos de modalidades, contudo, na extensão em que a descrição a seguir é específica para uma modalidade particular ou uma utilização particular da invenção, ela é projetada para ser somente ilustrativa e não deve ser imaginada como limitando o escopo da invenção. Ao contrário, é intenção cobrir todas as alternativas, modificações e equivalentes que possam ser incluídos no escopo da invenção como definida pelas

reivindicações anexas.

DESCRIÇÃO DETALHADA DE EXEMPLOS DE MODALIDADES

[0024] Outros tipos de dados geofísicos auxiliam a preencher o intervalo de frequência abaixo de sísmica de fonte ativa até um grau limitado. A figura 1 mostra de maneira aproximada onde os diversos tipos de dado geofísico se ajustam na imagem. A curva em linha cheia 11 representa dados sísmicos ativos. A faixa de frequência útil aproximada para dados eletromagnéticos de fonte controlada (“CSEM”) está representada pela curva 12 e a curva 13 mostra a faixa de frequência para dados de velocidade para gravidade e NMO (“deslocamento” normal (diferença entre tempos de chegada de ondas)). Mesmo com estes tipos de dados conhecidos suplementando nas frequências muito baixas, permanece o intervalo de frequência 10. A presente invenção utiliza dados sísmicos de fonte passiva, de maneira primária dados de terremoto, para preencher este intervalo, e ensina como explorar destes dados.

[0025] Dados sísmicos passivos têm potencial para preencher o intervalo, uma vez que tais dados podem ser ricos em informação de baixa frequência. Terremotos, que incluem tremores, vulcões, e perturbações de todas as magnitudes, e ondas de maré, são exemplos de fontes sísmicas passivas que podem ser definidas como sinais sísmicos gerados por fontes naturais ou por fontes feitas pelo homem não empregadas de propósito em um programa de aquisição de dados sísmicos. Perturbações feitas pelo homem podem estar presentes como ruído, uma vez que pode não ser possível excluir inteiramente eventos incidentais tais como reverberações de construção de estrada dos dados de terremoto desejados. A curva 14 na figura 1 indica a faixa de frequência aproximada que terremotos podem fornecer. A curva 14 é obviamente posicionada de maneira muito vantajosa em relação ao intervalo 10. É particularmente óbvio da figura 1 como dados sísmicos de fonte passiva complementam dados sísmicos de fonte ativa em termos de largura de banda de frequência. Contudo, também pode ser vantajoso combinar dados de terremoto com, por exemplo, dados CSEM (ou magneto-telúricos ou de gravidade) para produzir um modelo de velocidade superior para profundidade de migração,

particularmente em áreas de geologia rasa complexa tal como sub-basalto, sub-sal e dobra, e cintas de empuxo onde métodos padrão de avaliação de velocidade não trabalham muito bem. Uma vez que a fonte sísmica não está na superfície diretamente acima da região de interesse, dados sísmicos passivos resultam da transmissão de ondas acústicas através de detectores através da terra até detectores de superfície, ao invés da reflexão de ondas sísmicas em interfaces diretamente acima e abaixo da região de interesse, que é a base para levantamento sísmico de fonte ativa.

[0026] Os terremotos de maior interesse para esta invenção são grandes eventos (geralmente maiores do que magnitude 3,0) que têm probabilidade de ocorrer bastante afastados da região de interesse (centenas até milhares de quilômetros de distância). A figura 12 mostra um cálculo de conteúdo de frequência de terremoto contra magnitude de terremoto. Quanto maior o terremoto mais energia de baixa frequência que tende a ser emitida. Além disto, a terra atua como um filtro, o que significa que quanto mais afastado ocorre um terremoto mais fortemente as altas frequência serão atenuadas. Conseqüentemente, grandes terremotos que ocorrem bastante afastados irão chegar a uma estação de registro com conteúdo de frequência mais baixo, isto é, uma frequência dominante mais baixa do que terremotos de uma magnitude similar ou menor, que ocorrem mais próximo da estação de registro. Terremotos maiores do que magnitude 3,0 ou 4,0 irão provavelmente conter energia dentro da faixa de frequência desejada para esta invenção, isto é, dentro da do intervalo de frequência 10, embora a queda de tensão seja o que finalmente determina a quantidade de energia emanada. Deveria ser observado que os terremotos requeridos nesta invenção para fornecer informação de baixa frequência diferem de micro-terremotos que são utilizados para monitorar produção de gás e petróleo. Micro-terremotos são devidos a deslizamento nas mínimas pequenas falhas e, portanto, têm um conteúdo de frequência típico de décimos até centésimos de Hz, o que pode contribuir possivelmente para um melhor resultado, porém não pode ajudar a preencher o intervalo de baixa frequência indicado na figura 1.

[0027] Terremotos fornecem vibrações de frequência mais baixa do que fontes sísmicas operadas por humanos, devido à magnitude da perturbação, o que aumenta o conteúdo de baixa frequência. Por exemplo, um terremoto de magnitude 1,0 é grosseiramente equivalente à liberação de energia de uma explosão de aproximadamente 70 libras TNT (uma explosão de tamanho médio no local de construção) que é maior do que a maior parte das explosões estabelecidas para finalidades de levantamento sísmico. Um terremoto de magnitude 2,0 é similar a uma explosão de uma tonelada métrica de TNT, e um terremoto de magnitude 4,0 é aproximadamente equivalente à liberação de energia de uma explosão de 1000 toneladas de TNT (uma pequena explosão nuclear). Outros exemplos incluem a erupção do monte Santa Elena em 1980, que liberou energia equivalente a um terremoto de magnitude 7,8 (ou logo acima de 500 megatons de TNT) e a erupção do Krakatoa em 1883, que liberou energia equivalente a um terremoto de magnitude 8,5 (ou aproximadamente 5,6 gigatons de TNT). Mais informação a respeito de fontes naturais pode ser obtida a partir do US Geological Survey, por exemplo, em: [HTTP:hvo.wr.usgs.gov/volcanowatch/2008/08_02_21.html](http://hvo.wr.usgs.gov/volcanowatch/2008/08_02_21.html).

[0028] Durante décadas, sismólogos globais utilizaram dados registrados de terremotos que ocorrem naturalmente para imaginar o interior da terra em uma escala grande. Técnicas típicas para extrair informação destes dados incluem medir o atraso dos tempos de viagem e realizar tomografia do tempo de viagem. Ver, por exemplo, Dziewonski and Romanowicz, "Overview of Volume I: Seismology and Structure of the Earth", Treatise of Geophysics Vol. 1 publicado por Elsevier (2007); Ritsema and Van Heijst, "Seismic Imaging of Structural heterogeneity in Earth's Mantle: Evidence for Large-Scale Mantle Flow", Science Progress 83, 243-259 (2000); Dziewonski and Anderson. "Preliminary Reference Earth Model (PREM)", Phys. Earth Planet. Inter. 25, 297-356 (1981) Romanowicz, "The 3D Structure of the Loqer mantle", Comptes Rendus Acad. Sciences 335, 23-26 (2003); Montelli et al., "Finite Frequency Tomography Reveals a Variety of Plumes in the Mantle", Science 303, 338-343 (2004). Outras técnicas envolvem analisar fases convertidas através de funções de receptor e obter avaliações da estrutura de descontinuidade e/ou

campo de onda dispersa; ver, por exemplo, Langston, "Structure Under Mount Rainier, Washington, Inferred from Teleseismic Body waves", J. Geophys. Res. 84, 4749-4762 (1979); and Phinney, "Structure of the Earth's Crust from Spectral Behaviour of Long Period Body Waves", J. Geophys. Res. 69. 2997-3017 (1964). Shen e outros tomam dados sísmicos passivos de terremotos e utilizam funções de receptor para fazer a imagem da estrutura de descontinuidade da terra na profundidade (por exemplo, a descontinuidade a 670 km ou a descontinuidade a 410 km ou mesmo a crosta da manta (descontinuidade de Mohorovicic) analisando ondas sísmicas que sofreram conversão de fase (isto é, fase convertida P para S) (Shen e outros, "Mantle Discontinuity Structure Beneath the Southern East Pacific Rise from P-to-S Converted Phases" Science 280, 1232-1235 (1998).

[0029] Em "Joint Inversion of ACTIVE AND Passive Seismic Data in Central Java", Geophysical Journal International 170, 923-932 (2007), Wagner e outros descrevem desenvolver uma rede sísmica passiva de 120 sismógrafos em uma grade com espaçamento de 10 a 20 km ao redor do vulcão Merapi. A rede foi suplementada por 9 sismógrafos no fundo do oceano na água. Os sismógrafos registraram de maneira contínua por 18 até 21 semanas. Em adição, experimentos sísmicos ativos em 3D foram realizados costa afora utilizando pistolas de ar e cabos submarinos. Os dois conjuntos de dados foram invertidos de maneira conjunta para obter um modelo de velocidade com o espaçamento de nó de 5 km. As primeiras chegadas de tempos de viagem a partir de três dos perfis de reflexão sísmica ativa foram invertidos conjuntamente com os tempos de chegada de 292 terremotos locais para melhorar o modelo de velocidade que fora obtido apenas com os dados passivos isolados. Ver também Buske e outros, "Active and Passive Seismic Imaging of the San-Andreas-Fault System", European Geosciences Union Abstract (2007).

[0030] Dados sísmicos passivos foram utilizados para exploração de hidrocarbonetos e monitoramento e caracterização de reservatório por meio de técnicas que incluem correlação cruzada de traçado sísmico ou técnicas interferométricas que convertem dados sísmicos de transmissão para dados sísmicos de reflexão: ver, por exemplo, Claerbout, "Synthesis of a Layered Medium

From its Acoustic Transmission Response”, *Geophysica*, 33, 264 (1968); and Wapenaar, “Retrieving the Elastodynamic Green’s Function of an Arbitrary Inhomogeneous Medium by Cross Correlation”, *Phys. Ver. Lett.* 93, 254301 (2004), Esforços para tentar fazer a imagem de subsuperfície com os dados sísmicos passivos para exploração de hidrocarboneto podem ser encontrados em publicações recentes, Artman, “Imaging Passive Seismic Data”, *Geophys.*, 71 S1177-S1187 (2006); Hohl e outros, “Passive Seismic Reflectivity Imaging with Ocean-Bottom Cable Data”, *SEG Extended Abstract*, 1560-1564 (2006); Duncan e outros. “Passive Seismic: Something Old, Something New”, *Search and Discovery*, Article #40154 (2005); e Dragonov e outros, “Migration Methods for Passive Seismic Data”, *SEG Technical Program Expanded Abstracts* 23, 1560-1564.

[0031] Contudo, devido às limitações em conteúdo de dados de frequência e coberturas pobres de fonte e receptor, os dados sísmicos passivos não se provaram úteis para exploração de hidrocarboneto, exceto na área de monitoramento e caracterização de reservatório no ambiente de produção com micro-terremotos (S. A. Shapiro e outros *Geophysics* 70, F27-F33; S. Sarkar e outros, “Eight Years of Passive Seismic Monitoring at a Petroleum Field in Oman: A case study”, *SEG Extended Abstract* (2008)). Como aqui utilizado o termo micro-terremoto (ou microsismo ou micro-tremor) irá se referir a eventos sísmicos que ocorrem naturalmente de baixa magnitude e que se originam abaixo do sismógrafo de levantamento, isto é, na ou abaixo da região alvo de levantamento. Tais eventos são muito pequenos para serem identificados em catálogos de terremotos ou tabulações similares de localizações globais de terremoto. Todas as aplicações de petróleo listadas neste parágrafo obtiveram seus dados sísmicos passivos de atividade micro-sísmica local ou ruído cultural local (perfuração, barco, equipamento, etc. Terremotos microsismos são localizados medindo tempos de chegada e invertendo estes tempos para determinar a localização do terremoto.

[0032] Algumas publicações discutiram utilizar dados de terremoto ou técnicas para prospecção de hidrocarboneto, inclusive aquelas que são resumidas a seguir. Todos estes documentos descrevem utilizar micro-terremotos próximos (não

terremotos telesísmicos) para fazer inversão tomográfica para melhores modelos de V_p e/ou V_p/V_s . Em contraste com isto o presente método inovador utiliza dados de terremoto que incluem pelo menos um evento de grande magnitude conjuntamente (simultaneamente) com pelo menos um outro tipo de dado geofísico (por exemplo, dados sísmicos ativos) para obter um melhor modelo de velocidade ou imagem de migração ou predição de propriedades de rocha para avaliação de potencial de hidrocarboneto. A inversão conjunta de dados sísmicos ativos e tal conjunto de dados sísmicos passivos irão ajudar a reduzir o intervalo ou lacuna de frequência que prejudica inversões sísmicas ativas. A inversão conjunta de conjuntos de dados sísmicos passivos com dados de campos potenciais, tal como dados de gravidade, magnéticos ou CSEM, irá trazer observações de diferentes propriedades de rocha (por exemplo, velocidade, resistividade, densidade) conjuntamente, mesmo embora a banda de frequência das diversas medições seja similar.

[0033] Em Earthquake Seismology, Exploration Seismology, and Engineering Seismology: How Sweet it is – Listening to the Earth, SEG annual Meeting (2007), Yilmaz descreve três larguras de banda, três larguras de profundidade e um estudo de caso para cada um:

1. Sismologia de terremoto. Tem uma largura de banda de até 10 Hz. O estudo de caso descreve um levantamento de refração sísmica registrando em 16 localizações, tomando primeiros tempos de chegada e avaliando a estrutura de velocidade de onda de onda P e S (para baixo até 30 m de profundidade) invertendo estes tempos de viagem.

2. Sismologia de exploração. Tem uma largura de banda de até 100 Hz, porém o corte de baixa frequência é aproximadamente 4 Hz. O estudo de caso descreve um grande deslocamento multi-canal de levantamento sísmico de 2D com tiros e receptores.

3. Sismologia de engenharia. Tem uma largura de banda até 1000 Hz. O estudo de caso descreve utilizar geofones de 10 Hz e uma fonte explosiva para adquirir registros de tiro que foram processados para reflexões e refrações. A inversão de onda Rayleigh foi utilizada para derivar um perfil de velocidade S em

profundidade.

[0034] Em “Integrated Passive Seismic Acquisition and Methodology, Case Studies”, *Geophysical Prospecting* 54, 829-847 (2006), Martakis e outros descrevem utilizar micro sismologia natural como fontes sísmicas. Micro sismologia é geralmente tomada como sendo $M_w \leq 0$. (Magnitudes de terremoto são expressas em uma escala logarítmica, e assim terremotos muito pequenos têm magnitudes negativas). Um estudo de caso de exploração de hidrocarbonetos descreve 40 estações cobrindo uma área de 3000 quilômetros quadrados que registrou por 10 meses (isto é, espaçamento de estação de pelo menos 10 km). Um total de 900 terremotos foi registrado, do qual metade (450) foram utilizados para inversão tomográfica, uma vez que estes 450 eventos foram (1) localizados dentro da rede sísmica e (2) tinham pelo menos 20 chegadas de onda P e onda S, e (3) tinham erros de localização avaliados de menos do que 1 quilômetro. A grade de inversão era de 2 km por 4 km. Um segundo estudo de caso envolveu registrar 200 micro-terremotos com magnitudes entre -0,5 e 3,0, localizar os hipocentros, e determinar a estrutura de velocidade por meio de inversão tomográfica. O espaçamento de estação era 500 metros neste exemplo. Os autores sugerem que dados sísmicos passivos podem ser utilizados como (1) uma ferramenta de reconhecimento para otimizar o custo de levantamentos sísmicos convencionais em 3D e (2) como um método complementar para reinterpretação de dados sísmicos regionais em 2D ou reprocessamento de dados sísmicos em 2D utilizando o modelo de velocidade derivado dos dados sísmicos passivos.

[0035] Em “Local High-Resolution Passive Seismic Tomography and Kohonen Neural Networks – Application at the Rio-Antirio Strait, Central Greece”, *Geophysics* 72, B93-B106 (2007), Tselentis e outros descrevem uma rede de micro-terremotos de 70 estações em um espaçamento de 500 metros que registrou 220 eventos de micro-terremotos. Estes eventos foram utilizados para determinar um modelo de velocidade em 1D. Este modelo foi então utilizado como o modelo inicial para uma inversão não linear de 3D de velocidade P e S em estrutura de crosta, que relocalizou os terremotos e solucionou para a estrutura de velocidade ao mesmo

tempo, em uma maneira iterativa. As imagens Vp e Vp/Vs recuperadas foram utilizadas como uma entrada para uma rede neural para identificar litologias proeminentes na região.

[0036] Em “Application Seismic Interferometry to Natural Earthquakes Measured by Small-Scale Array”, SEG Annual Meeting (2007), Torii e outros descrevem utilizar métodos interferométricos com dados sísmicos passivos (micro-terremotos) para fazer a imagem da subsuperfície. Sua técnica é similar àquela descrita por Artman (obra citada) ou Schragge e outros,, “Teleseismic Shot-Profile Migration”, Geophysics 71, SI221-SI229 (2006)), porem discute, especificamente, utilizar micro-terremotos.

[0037] Na Publicação de Pedido de Patente PCT WO 2008/087505 (“Time Reverse Reservoir Localization”), Saenger e outros descrevem adquirir dados sísmicos passivos, inverter os dados ou, de outra maneira “inverter em tempo” os dados, para determinar a localização de reservatórios de subsuperfície de hidrocarboneto a partir de regiões de alta amplitude em mostradores de saída. Contudo, Saenger está se apoiando em reservatórios de hidrocarboneto que possuem a propriedade de atuar como um ressonador de ondas de baixa frequência quando forçados mecanicamente em alguma frequência particular. Saenger não está utilizando eventos específicos de terremoto e, de fato, observa terremotos como ruído que deveria ser removido, de modo que o sinal que é emanado pelo reservatório de hidrocarboneto possa ser observado. Processando os dados para determinar a localização do ressonador, Saenger e outros, admitem com isto que localizaram um reservatório de hidrocarboneto. Um desenho (8C) que mostra a invenção aplicada a dados de campo real é algo difícil de interpretar, possivelmente porque ele é uma reprodução em preto e branco de um mostrador colorido. A publicação menciona brevemente que sinais sísmicos devidos, por exemplo, a ruído cultural e industrial, podem contribuir para ruído não desejado que pode ser removido por técnicas de processamento de dados.

[0038] Em “The Leap to Passive Seismic Imaging, It is Time?”, SEG Annual Meeting (2004), Kapotas e outros descrevem os objetivos de inversão tomográfica

para ser (1) informação 3D de Vp (estrutural) e (2) informação litológica de Vp/Vs por meio de inversão de tempos de viagem de onda P e onda S a partir de micro-terremotos naturais. O documento conclui sugerindo que mecanismos focais (descreve a ruptura de terremoto), tensão e tensores de momento (descreve como energia liberada) e valores b volumétricos a partir de dados passivos podem conduzir-nos para um melhor entendimento da distribuição de fratura e características da zona de produção.

[0039] A presente invenção em alguma de suas modalidades é um método para utilizar dados de terremoto de fonte passiva em conjunto com, pelo menos, um outro tipo de dado geofísico para exploração de hidrocarboneto. Os dados passivos devem ser adquiridos com um projeto de levantamento denso, isto é, espaçamento de receptor adequado para exploração de hidrocarboneto. O espaçamento de receptor para exploração de hidrocarboneto é tipicamente menor do que 1 quilômetro, preferivelmente menor do que 250 metros. Técnicas desenvolvidas dentro da comunidade de sismologia de terremoto são modificadas para explorar alvos que são menores do que tais alvos de grande escala como a crosta da Terra. Em outro de seus aspectos, a presente invenção deriva modelos de propriedade de rocha de terra utilizando conjuntamente dados sísmicos passivos juntamente com pelo menos um outro tipo de dado geofísico não sísmico, tal como dados de reflexão sísmica de fonte ativa; eletromagnéticos de fonte controlada (CSEM), magnetotelúricos (MT), magnéticos e de gravidade, ou dados de gradiometria de gravidade. A presente invenção fornece uma maneira de fechar o intervalo de baixa frequência ou lacuna (entre 0 e aproximadamente 5 até 8 Hz) que prejudica técnicas sísmicas de fonte ativa atualmente disponíveis e para melhorar a inversão conjunta de dado geofísicos diversos.

[0040] Dados de terremoto telesísmico foram utilizados para fazer a imagem de estrutura de velocidade em grande escala da Terra profunda, porém não para fazer a imagem de estrutura de subsuperfícies em uma escala local (exploração de hidrocarboneto). Foi sustentado de maneira comum que dados de terremoto, particularmente eventos telesísmicos não são adequados para formar a imagem em

aplicações de hidrocarboneto, uma vez que as fontes não podem ser controladas (isto é, não ocorrem onde ou quando deveriam), e por que o ângulo de chegada de tais raios no detector é quase vertical, fazendo com que os pontos onde os raios que vão para um receptor cruzarem raios que vão para outro receptor ocorrerem muito profundos. Onde raios cruzam é onde pode se esperar solucionar a estrutura, e daí ter resolução aceitável para formação de imagem tomográfica. Uma objeção relacionada foi que para tais baixas frequências o raio da zona de Fresnel seria tão grande e daí a resolução tão pobre que a formação de imagem poderia não ter sucesso. Os presentes inventores computaram a distribuição de raios que se cruzam durante um período de 6 meses em um campo de produção nos EUA ocidental onde um modelo de velocidade para subsuperfície é conhecido de maneira confiável. A figura 11 mostra a cobertura de raios que poderia ser esperada naquele campo para o espaçamento de receptor de 250 metros para eventos telesísmicos conhecidos mais eventos regionais que ocorrem durante o período de tempo de 1 de janeiro até 1 de outubro de 2007. Os raios telesísmicos são mostrados em preto e os eventos regionais em cinza. A figura 11 mostra que, ao contrário da crença tradicional, dados de terremoto mantém a promessa para formação de imagem de estrutura de subsuperfície de uma escala de exploração de petróleo, uma vez que eles não viajam tão aproximadamente de maneira vertical como foi admitido, e têm melhor cobertura do que foi admitido, particularmente se tais dados são coletados por um período prolongado, por exemplo, 6 meses.

[0041] Verificou-se um sistema de sismógrafos (com aproximadamente 250 metros de espaçamento) sobre um campo de produção nos EUA ocidental por aproximadamente 6 meses e registraram dados sísmicos de maneira contínua a uma velocidade de 100 amostras por segundo. Análise preliminar destes dados descobriu que medições de tempo de viagem relativos podem aliás serem feitas (figura 13) e que os atrasos ou avanços relativos medidos são provavelmente relacionados à estrutura de velocidade rasa. No desenho, 131 indica tempos de viagem que são tardios em relação a um modelo de terra de 1D e 132 indica tempos de viagem precedentes. A análise da função de receptor foi realizada em alguns

destes dados. Através desta análise refletores rasos tais como a base de um pacote de carbonato de 1 km de espessura (imaginado como uma base de montanha na área) bem como um empuxo principal que foi inferido por meio de métodos de reflexão ativa são detectáveis como mostrado na figura 14, onde refletores são discerníveis em uma seção de crosta rasa onde ondas P que entram convertem para ondas S. Fases convertidas que chegam aproximadamente 0,8 segundos depois da onda P representam o limite entre sedimentos elásticos e a base granítica. Um refletor de mergulho que é consistente com o empuxo mapeado na região, também pode ser visto. Ambas as figuras 13 e 14 são reproduções em preto e branco de desenhos coloridos de mostradores de dados devido a restrições de patente. Este trabalho sugere que os dados de terremoto serão capazes de melhorar os modelos de velocidade utilizados para abrigo dados sísmicos, e daí também para inversão conjunta de dado geofísico diverso.

[0042] Em algumas modalidades da invenção uma primeira etapa (etapa 21 no fluxograma da figura 2) inclui um levantamento sísmico passivo especificamente projetado para exploração de hidrocarboneto. Este projeto inclui preferivelmente um espaçamento de estação muito menor (por exemplo, < 1 quilômetro) que é tipicamente utilizado em trabalho de sismologia de terremoto (geralmente dezenas de quilômetros). O espaçamento menor e contínuo ou o registro disparado durante um longo período de tempo (etapa 22) é projetado para permitir resolução de alvos rasos. O presente método inovador pode fazer uso total deste conjunto de dados, inclusive terremotos de todas as distâncias (local, regional, telesísmico) todas as fontes (que ocorrem naturalmente ou fontes feitas pelo homem não empregadas de propósito) e tipos de onda (ondas de corpo e de superfície) e todas as magnitudes (inclusive em escala micro-sísmica). Técnicas padrão utilizadas em trabalho sismológico de terremoto podem então ser empregadas (etapa 23) tal como, porém não limitadas a abordagens tomográficas, funções de receptor, ou as técnicas interferométricas modificadas onde necessário objetivar uma escala menor, apropriada para exploração de hidrocarbonetos.

[0043] Pode ser preferível ao realizar a etapa 22 do presente método inovador,

conduzir registro contínuo durante um período de tempo tal como diversos meses até anos, para reunir um número suficiente de fontes. Tipicamente, todos os eventos que são detectáveis pelos sismógrafos de levantamento são registrados desde micro sismologia (terremotos muito pequenos na área circundante do receptor) até terremotos maiores afastados a milhares de quilômetros. Existe uma categorização “indistinta” em relatar terremotos, onde terremotos são selecionados por sua distância fonte- receptor: local (dentro da vizinhança da estação de registro), regional (até 3000 quilômetros de distância entre a fonte e receptor) e telesísmico (30 a 90 graus de distância). Neste último caso os raios sísmicos atravessam através da manta da Terra. A Tabela 1 mostra informação publicada pelo USGS, que demonstra a frequência de ocorrência de terremotos (<http://neic.usgs.gov/neis/eqlists/eqstats.html>)

Tabela 1

Magnitude	média anual
8 e maior	1 ¹
7 – 7,9	17 ²
6 – 6, 9	134 ²
5 – 5, 9	1319 ²
4 – 4, 9	13.000 (avaliada)
3 – 3,9	130.000 (avaliada)
2 – 2,9	1.300.000 (avaliada)

¹ Com base em observações desde 1900.

² Com base em observações desde 1990.

[0044] Existem terremotos acontecendo em algum lugar a qualquer dado momento. Existe um número infinito de pequenos eventos, algumas vezes chamados micro-tremores (magnitude 2 ou mesmo menor) até aproximadamente um por ano, com uma magnitude 8 ou maior. Um terremoto de uma magnitude de aproximadamente 4,5 em teoria pode ser registrado por todo o mundo.

[0045] Terremotos são definidos por seus tempos de origem e hipocentros, (isto é, localização x, y e z do evento). Catálogos de terremotos que ocorrem em qualquer

lugar no mundo com uma magnitude $M_w > 5,5$ são mantidos por cientistas que fundaram a National Science Foundation e tornaram publicamente disponível (publicado anualmente em *Physics of the Earth and Planetary Interiors* e publicado na Internet). Documentos publicados que descrevem a metodologia CMT – Centroid Moment Tensor - para localizar e descrever terremotos incluem Dziewonski e Woodhouse, “Na Experiment in the Systematic Study of Global Seismicity: Centroid Moment Tensor Solutions for 201 Moderate and Large Earthquakes of 1981”, *J. Geophysics Res.* 88, 3274-3271 (1983); Dziewonski e outros, “Determination of Earthquake Source Parameters from Waveform Data for Studies of Global and Regional Seismicity”, *J. Geophys. Res.* 86, 2825-2852 (1981) e Woodhouse e Dziewonski, “Mapping the Upper Mantle: Three Dimensional Modeling of Earth Structure by Inversion of Seismic Waveforms”, *J. Geophys. Res.* 89, 5953-5986 (1984).

[0046] Sistemas permanentes de sismógrafos globais são utilizados para localizar terremotos que ocorrem por todo o mundo. O procedimento para localizar um terremoto é observar os momentos no qual a frente de onda passa por cada estação sísmica. A localização, profundidade e tempo de origem do terremoto são inferidas tipicamente por meio de uma inversão dos tempos de viagem observados. O processo usualmente começa com uma suposição inicial do hipocentro e então a localização do hipocentro é atualizada de maneira iterativa até que uma localização final seja encontrada, a qual prediz melhor os tempos de chegada observados nas estações na rede sísmica. Um exemplo de dados a partir de um catálogo de terremoto que mostra magnitudes, tempos e localizações de uma série de terremotos é fornecido na Tabela 2. Além disto, os catálogos de terremoto fornecem mais informação na falha que rompeu, por exemplo, o seu comprimento, ângulo, e direção de deslizamento.

Tipo de pesquisa							
Data	Latitude	Longitude	Profundidade	Magnitude		Localização	Máquina utilizada
2008/03/26 07:02:37	59,19	-151,51	9,1	4,0	H	KODIAK ISLAND REGION	FINGER
2008/03/26 07:02:37		-151,45/	11	3,6	ML	CENTRAL ALASKA	QED
2009/03/26 09:19:31	44,493	9,897	59	4,4	MB	NORTHERN ITALY	QED
2008/03/26 10:39:27	35,657	91,717	10	5,2	MB	SOUTHERN XINJIANG, CHINA	OED
2009/03/26 11:36:53	55,284	163,152	22	4,2	MB	OFF EAST COAST OF KAHUATK	OED
2009/03/26 11:37:53	41,034	152,682	63	5,0	MB	KURIL ISLANDS	QED
2008/03/26 13:57:16	-22,132	-178,181	373	5,0	MB	SOUTH OF FIJI ISLANDS	QED
2008/03/26 14:03:59	47,334	-122,331	23	2,5	MD	WASHINGTON	QED
2009/03/26 20:06:05	13,572	144,916	65	5,4	MB	MARIANA ISLANDS	QED
2009/03/27 01:07:13	36,466	-113,594	5	9,6	ML	WESTERN ARIZONA	QED
2009/03/27 01:23:11	36,562	-113,624	5	2,6	ML	WESTERN ARIZONA	QED
2008/03/27 04:28:49	33,627	-117,906	11	3,0	ML	SOUTHERN CALIFORNIA	QED
2008/03/27 08:01:35	37,926	-121,801	15	3,2	ML	CENTRAL CALIFORNIA	QED
2008/03/27 09:42:59	17,372	-84,809	10	(null)			
(null) NORTH OF HONDURAS		QED					
2009/03/27 12:13:17	33,99	-118,4	12	2,4	ML	SOUTHERN CALIFORNIA	QED
2009/03/27 14:22:17	-7,91	107,993	113	4,8	MB	JANA, INDONESIA	QED
2009/03/27 19:25:41	-3,867	141,932	70	5,0	MB	NEW GUINEA, PAPUA NEW GUIN	QED
2009/03/27 21:10:02	45,975	112,581	317	4,4	MB	HOKKAIDO, JAPAN REGION	QED
2009/03/27 22:45:39	14,153	145,035	102	5,0	MB	MARIANA ISLANDS	QED
2008/03/27 23:07:44	59,165	-152,321		(null)			
(null) SOUTHERN ALASKA		QED					
2008/03/27 23:23:07	-16,421	-68,401	202	4,6	MB	PERU-BOLIVIA BORDER REGION	QED
2008/03/29 00:16:21	34,949	25,363	47	(null)			
(null) CRETE		OED					
2008/03/28 01:35:19	1,891	129,455	67	5,0	MB	HALMAHERA, INDONESIA	QED

Tipo de pesquisa							
Data	Latitude	Longitude	Profundidade	Magnitude		Localização	Máquina utilizada
2009/03/28 02: 46:49	52,59	-163,264	31	4,0	MB	SOUTH OF ALASKA	QED
2009/03/28 06: 39:47	-32,836	179,251	365	5,3	MB	SOUTH OF K.ITMADEC ISLANDS	QED
2009/03/29 16: 35:56	6,671	-73,004	149	5,1	MB	NORTHERN COLOMBIA	QED
2008/09/21 18: 43:39	-14,873	167,259	121	4,6	MB	VANUATU ISLANDS	DED
2009/03/28 20: 00:11	46,973	155,803	35	4,6	MB	EAST OF KURIL ISLANDS	QED
2009/03/29 22: 41:32	20,237	121,969	10	(null)			
(null) PHILIPPINE ISLANDS REGION		QED					
200e/03/28 23: 03:23	39,596	141,956	74	4,6	MB	EASTERN HONSHU, JAPAN	QED
2009/03/28 23: 04:55	-17,861	168,413	156	5,0	MB	VANUATU ISLANDS	QED
2008/03/29 00: 59:14	43,399	-126,854	10	4,2	MB	OFF COAST OF OREGON	QED
2008/03/29 01: 34:35	-43,099	-74,099	27	4,8	MB	SOUTHERN CHILE	QED
2008/03/29 01: 53:36	1,076	126,9	4	5,4	MB	NORTHERN MOLUCCA SEA	QED
2008/03/29 02: 23:07	,666	126,9,36	10	5,0	MB	NORTHERN pAuccA SEA	QED
2008/09/29 03: 01:34	13,259	125,646	36	5,8	MB	PHILIPPINE ISLANDS REGION	QED
2008/03/29 05: 43:44	18,921	-66,781	7	2,8	MD	PUERTO RICO REGION	QED
2008/03/29 06: 11:01	-11,41a	-77,131	61	4,4	MB	NEAR COAST OI PERU	QED
2008/03/29 06: 45:50	19,191	-64,919	19	3,2	MD	VIRGIN ISLANDS	QED
2009/03/29 07: 06:35	15,157	-95,738	9	9,9	MD	NEAR COAST OF OAXACA, MEXI	QED

Tipo de pesquisa							
Data	Latitude	Longitude	Profundidade	Magnitude		Localização	Máquina utilizada
2009/03/29 08:09:46	20,229	121,948	19	5,5	MB	PHILIPPINE ISLANDS REGION	QED
2008/03/29 DS: 33:32	15,568	-97,598	11	3,9	MB	NEAR COAST OF OAXACA. (5,11(I	QED
2009/03/29 12:51:25	-12,127	-77,135	51	5,4	MB	NEAR COAST OF PERU	QED
2008/03/29 17:30:49	2,882	95,265	20	5,9	MB	OFF N COAST OF NORTHERN SU	QED
2008/03/29 18:27:06	32,369	-115,266	6	2,8	ML	CALIF.-BAJA CALIF. BORDER	QED
2009/03/29 19:34:59	15,364	-92,923	94	4,3	MB	MEXICO-GUATEMALA BORDER RE	QED
2008/03/29 19:50:23	2,183	95,343	40	4,7	MB	OFF W COAST OF NORTHERN SU	CEO
2008/03/29 21:08:25	54,571	-161,637	42	5,0	MB	ALASKA PENINSULA	OED
2008/03/29 21:48:54	-11,158	-174,652	192	4,5	MB	TONGA ISLANDS	DED
2008/03/30 00:55:23	16,866	-95,772	10	4,2	MB	NORTH OF HONDURAS	QED
2008/03/30 05:01:12	33,669	137,124	942	4,3	MB	NEAR S. COAST OF HONSHU, J	QED
2009/03/30 05:39:30	49,802	154,237	162	4,6	MB	KURIL ISLANDS	OED
2008/03/30 08:32:27	31,887	101,899	10	5,1	MB	QINGHAI, CHINA	OED

[0047] Assim, como parte da etapa 23, dados de sismógrafo da etapa 22 são examinados e eventos terremotos prováveis são identificados. Segmentos de tempo a partir dos registros de sismógrafo que correspondem àqueles eventos sísmicos selecionados são coletados e, em algumas modalidades da invenção, o restante dos dados passivos que poderiam incluir dados de micro-terremoto são ignorados. Um catálogo de terremotos é então levantamento do para identificar o terremoto específico que corresponde a cada segmento de dados selecionado. Informação

fonte, particularmente localização geográfica, profundidade, e o momento, podem ser obtidos de catálogo de terremotos ou fontes similares, como explicado acima. Alternativamente, técnicas de localização de fonte padrão podem ser utilizadas para localizar o realocar eventos que ocorrem estudando os tempos de chegada em estações sísmicas permanentes que registram de maneira contínua dados sísmicos ao redor do mundo. Localização de fonte não é requerida se as técnicas interferométricas e/ou outras técnicas de ruído no ambiente são utilizadas para processar os dados sísmicos passivos.

[0048] Depois de tal processamento preliminar, os dados passivos são processados de maneira simultânea (etapa 26) com outros dados geofísicos (tais como dados de reflexão sísmica ativa, gravidade, magnéticos, CSEM, MT, etc.) para conseguir uma melhor resposta que poderia ser obtida invertendo qualquer dos tipos de dado geofísico individuais e isolados. A figura 2 mostra a aquisição de pelo menos um outro tipo de dado geofísico a partir da mesma região de subsuperfície (etapa 24) e processamento preliminar de tais dados (etapa 25), ambos os quais o artesão versado será capaz de fazer por métodos conhecidos. Processamento simultâneo significa derivar informação de dois ou mais conjuntos de dados geofísicos ajustando o sistema de equações e solucionando-as, seja como um único problema matemático de otimização ou solucionando sequencialmente cada equação, alternando com parâmetros que são fixados e que são solucionados.

[0049] Por exemplo, o processamento simultâneo da etapa 26 pode ser inversão conjunta. Inversão como definido aqui significa um procedimento automatizado para obter um modelo de terra que é consistente com os dados medidos e é tipicamente implementado como um problema de otimização, no qual o desacordo entre dados medidos e sintetizados para diante é minimizado. Em abordagens interativas de modelagem para diante manuais o usuário atualiza o modelo para reduzir o desacordo entre dados preditos e medidos. Tal modelagem manual para diante, realizada simultaneamente em dados sísmicos passivos mais pelo menos um outro tipo de dados, é uma maneira alternativa para realizar a etapa 26. Técnicas de inversão para tipos de dados individuais foram utilizadas pela indústria de petróleo

por muitos anos. Elas são comumente utilizadas para derivar propriedades de rocha de subsuperfície a partir de dados de reflexão sísmica ativa (Jin e outros, "Shear-Wave Velocity and Density Estimation from OS-Wave AVO Analysis: Application to an OBC Data Set from North Sea", *Geophysica*, 65, 1446-1454 (2000)) e para avaliar condutividade elétrica de subsuperfície de dados eletromagnéticos (Carazzone e outros SEG Expanded Abstract 24, P575 (2005); G. A. Newman e D.L. Alumbaugh, "Three Dimensional Massively Parallel Electromagnetic Inversion –I, Theory", *Geophys. J. Int.*, 128, 345-354 (1997)). Inversão conjunta de diversos dados é um conceito relativamente novo na indústria de petróleo, porém comum em sismologia global, onde tipos diferentes de ondas sísmicas são muitas vezes analisados juntos, isto é, ondas de corpo e ondas de superfície. Em inversão conjunta, de maneira ideal os desacordos de dados para diversos tipos de dados são simultaneamente otimizados utilizando relações hipotéticas entre as propriedades físicas relevantes, tais como velocidade de onda P e condutividade. Qualquer conteúdo de informação faltante em dado geofísico utilizados pela inversão pode ser preenchido potencialmente com informação a partir de um tipo de dado geofísico distinto para reduzir a incerteza nos modelos de propriedade de rocha que são preditos.

[0050] Métodos padrão para integrar diversos dados geofísicos se apóiam tipicamente em processos de interpretação dirigidos por humanos, nos quais uma pessoa desenvolve uma hipótese da estrutura da terra baseada em um dos tipos de dados (geralmente, os dados de reflexão sísmica) e então determina se estruturas inferidas a partir dos outros dados geofísicos (por exemplo, gravidade, CSEM, MT, etc.) são consistentes com aquela hipótese inicial. Uma iteração manual entre os diversos tipos de dados resulta até que um compromisso de alguma maneira tenha sido alcançado. Este tipo de abordagem é extremamente intensivo em tempo, e se torna crescentemente difícil de realizar quando tipos adicionais de dados são considerados. Na prática dois tipos de dados no máximo são comparados (por exemplo, sísmica e CSEM), apenas alguns modelos são considerados, e muito da informação disponível contida dentro de apenas estes dois tipos de dados (por exemplo, fase, AVO, efeitos, efeitos fora de linha, etc.) são simplesmente ignorados.

Se um terceiro tipo de dados está disponível (por exemplo, gravidade) ele será tipicamente comparado com apenas um dos outros tipos de dados disponíveis (por exemplo, sísmicos) e um modelo final que é produzido iterando entre estes dois pode ter pequena relação com o modelo final que é produzido iterando entre os dados sísmicos e os dados CSEM. Assim, inversão é preferida sobre modelagem manual para diante, embora, como descrito anteriormente, o presente método inovador inclua modelagem para diante manual simultânea e sísmica passiva, e pelo menos outro tipo de dados na etapa 26.

[0051] Strack e outros descrevem de maneira esquemática um tipo de inversão conjunta de dados eletromagnéticos de fonte controlada no domínio de tempo, com dados sísmicos de fonte ativa na Patente US número 7.328.107. Nenhum exemplo ou resultados de teste são apresentados. Na Publicação de Pedido de Patente US 207/0294036 Strack e Allegar descrevem um método para adquirir e interpretar dados eletro-sísmicos e sismo-elétricos nos quais inversão conjunta dos dois tipos de dados é proposta. Inversão conjunta com dados eletromagnéticos também é proposta. Nenhum resultado de teste é apresentado. Nada na maneira de um algoritmo de inversão conjunta é descrito nos documentos precedentes, porém, em seu documento “Joint Inversion of MT, Gravity and Seismic Data Applied to Sub-Basalt Imaging “ (SEG New Orleans 2006 Annual Meeting), Heineke, Jegen and Hobbs descrevem um algoritmo de inversão conjunta, dito ser capaz de inverter gravidade, refração sísmica, e dados MT para um modelo de terra comum. O objetivo deles era exploração de hidrocarboneto abaixo de formações de basalto.

[0052] Como mencionado anteriormente, Wagner e outros descrevem inversão conjunta de dados sísmicos ativos e passivos em Central Java em Geophys. J. Int. 170, 923-932 (2007). Seu objetivo é a melhor resolução da crosta superior ao invés de exploração de hidrocarboneto. Eles apresentam um algoritmo de inversão e dados de teste. Uma vez que os dados passivos eram constituídos apenas de pequenos terremotos locais junto à área de interesse, os tempos e localizações de terremotos eram desconhecidos. Portanto, tinham que ser inseridos durante o processo de inversão, o que introduziu erros de velocidade devido ao compromisso

entre as velocidades e as localizações fonte. Uma vez que as localizações e tempos dos dados ativos eram conhecidos a adição destes tempos de viagem à inversão de tempo de viagem passivo ajudou a reduzir este compromisso e, portanto, melhorou as avaliações de velocidade de crosta. Em contraste, o presente método inovador utiliza maiores terremotos cujas localizações são conhecidas (contidas em catálogos de terremotos) de modo que o compromisso referido acima não é um aspecto. Na presente invenção a inversão conjunta de conjuntos de dados sísmicos ativos e passivos é utilizada para uma finalidade inteiramente diferente, isto é, ajudar a reduzir o intervalo de frequência que prejudica inversões sísmicas ativas quando refletidas pelo requisito de terremotos que preencham a faixa de frequência de 0 - 8 Hz.

[0053] Inversão conjunta de dados eletromagnéticos e sísmicos está descrita em Hou e outros, "Reservoir-Parameter Identification Using Minimum Relative Entropy-Based Bayesian Inversion of Seismic AVA and Marine CSEM Data", *Geophysics* 71, O77-O88 (2006); e Chen e Dickens, "Effects of Uncertainty in Rock-Physics Models on Reservoir Parameter Estimation Using Marine Seismic AVA and CSEM Data", *Abstracts of the 77th Annual Meeting, Society of Exploration Geophysicists*, 457-461 (2007). Ver também Jupp e Vozoff, "Resolving Anisotropy in Layered Media by Joint Inversion", *Geophysical Prospecting* 25, 460-470 (1977).

[0054] Os dados sísmicos passivos podem ser utilizados juntamente com outros tipos de dados (etapa 26) em inúmeras maneiras. A figura 3 mostra um fluxograma no qual informação de tempo de viagem a partir dos dados sísmicos passivos é utilizada em uma implementação de inversão conjunta da invenção através de tomografia de tempo de viagem. Na etapa 301, os dados sísmicos passivos são processados. Na etapa 302, intervalos desejados são identificados. Na etapa 303 os tempos de chegada para as chegadas identificadas são apanhadas. Na etapa 304 os modelos de subsuperfície iniciais, que incluem modelos de velocidade sísmica e modelos para outros parâmetros (por exemplo, condutividade) cujos valores afetam os tipos de dados restantes, são construídos. Na etapa 305 outros dados geofísicos utilizados na inversão conjunta são preditos utilizando os modelos iniciais. Na etapa

306 as localizações e tempos de ocorrência para as fontes nos dados sísmicos passivos são avaliadas utilizando os modelos de velocidade sísmica iniciais. Na etapa 307 os tempos de viagem de chegada destas fontes na etapa 306 são preditos com base nos modelos de velocidade sísmica atuais. Na etapa 308 o desacordo de dados total entre os dados geofísicos preditos e medidos é calculado. O desacordo de dados para a sísmica passiva é uma medida da diferença de tempo de viagem entre os tempos de chegada computados com base nos modelos de velocidade atual e os tempos de viagem apanhados dos dados sísmicos passivos. Na etapa 309 o desacordo de dados total é comparado contra um valor pré-ajustado. Se o desacordo de dados total é menor do que o valor ajustado (ou outra condição de interrupção é alcançada) o processo de inversão é interrompido e os modelos de subsuperfície atuais são o resultado final da inversão. Se o desacordo de dados total é maior do que o valor pré-ajustado, os modelos de subsuperfície são atualizados na etapa 310 e o processo de inversão retorna para as etapas 305 e 306 para outro ciclo. A implementação de inversão conjunta utilizando dados passivos é preferida quando os sinais sísmicos passivos vêm de terremotos nos quais as chegadas de modo sísmico desejadas podem ser apanhadas.

[0055] A figura 4 é um fluxograma que mostra outra implementação para a inversão conjunta, que envolve a invenção utilizando dados sísmicos passivos na etapa 26. Nesta implementação da invenção correlação cruzada (ver Claerbout (1968) obra citada ou Wapenaar (2004) obra citada) dos registros de dados sísmicos passivos é utilizada para gerar dados sísmicos de reflexão. Na etapa 401 os dados sísmicos passivos são processados. Na etapa 402 a técnica de correlação cruzada é aplicada para os dados sísmicos passivos gerarem reuniões de quase tiro. Qualquer ruído passivo (Artman, obra citada (2006)) ou chegadas de terremoto distintas a partir de uma fonte distante (Shragge e outros, "Teleseismic Shot-Profile Migration", Geophysics 71, SI221-SI229 (2006)) pode ser processado para criar traços que compreendem reflexões a partir das interfaces de subsuperfícies locais. Correlação cruzada dos dados a partir de pares de receptores remove a chegada direta e cria um traço composto de reflexões. Este processo está ilustrado de maneira

esquemática na figura 5 para o caso de um par de receptores. A correlação cruzada dos dois receptores R1 e R2, representa de maneira efetiva o sinal refletido que viaja desde uma fonte virtual localizada no receptor R1 até um refletor de subsuperfície e de volta para o receptor localizado em R2. Utilizar dados obtidos durante um longo tempo de escuta pode remover de maneira efetiva ruído randômico e deixar somente as chegadas coerentes provocadas por eventos de reflexão reais. Este método converte os dados passivos em um número de reuniões quase tiro, onde cada localização de receptor se torna um tiro efetivo.

[0056] Na etapa 403 os modelos de subsuperfície iniciais que incluem os modelos de velocidade sísmica são construídos. Na etapa 404 os dados geofísicos diferentes de dados sísmicos passivos para serem utilizados na inversão conjunta são preditos utilizando os modelos iniciais. Na etapa 405 dados sísmicos passivos que correspondem às reuniões de quase tiro a partir da etapa 402 são preditos utilizando os modelos de velocidade atuais. Na etapa 406 o desacordo de dados total entre os dados geofísicos preditos e medidos é calculado. Na etapa 407 o desacordo de dados total é comparado contra um valor pré-ajustado. Se o desacordo de dados total é menor do que o valor pré-ajustado (ou outra condição de interrupção é alcançada), o processo de inversão é interrompido e os modelos de subsuperfície atuais são o resultado final da invenção. Se o desacordo de dados total é maior do que o valor pré-ajustado, os modelos de subsuperfície são atualizados na etapa 408 e o processo de inversão repete o início com as etapas 404 e 408.

[0057] Uma técnica de inversão conjunta que pode ser utilizada em modalidades preferidas da presente invenção como parte da etapa 26 será descrita em mais detalhe a seguir. Contudo, é importante entender que qualquer técnica de inversão conjunta pode ser utilizada na presente invenção para inverter dados de terremoto simultaneamente com um ou mais outros tipos de dados geofísicos como na etapa 26.

Inversão conjunta

[0058] As vantagens da técnica de inversão conjunta descrita aqui não são

limitadas a caso onde dados de terremoto são de um tipo de dados que está sendo invertido conjuntamente, embora esta aplicação seja central para este pedido de patente. Por exemplo, pode-se desejar utilizar ao mesmo tempo as porções de alta e baixa frequência dos dados sísmicos de fonte ativa em uma inversão conjunta com medições de terremoto/CSEM/MT/gravidade e/ou outras medições geofísicas. Um aspecto fundamental da presente técnica de inversão conjunta é o reconhecimento que rochas são sistemas de grãos e poros (secos ou cheios de fluido) contidos dentro de uma matriz. Este sistema articula as propriedades físicas destas rochas (por exemplo, velocidade, resistividade e densidade) a suas propriedades de composto estrutural (por exemplo, porosidade, litologia e saturação com água/hidrocarbonetos). Esta articulação fornece um meio de complementar informação que falta de um conjunto de medições (isto é, sísmica de fonte ativa) com informação de outro conjunto de medições (isto é, em particular CSEM/MT/gravidade). Ela também fornece um meio para construir as médias de meio para transformações de grade que são requeridas em computações de diferenças finitas eficientes. Uma modalidade da presente técnica de inversão conjunta inovadora será descrita em seguida. As figuras 6 e 7 são diagramas esquemáticos que resumem a discussão a seguir de uma máquina inovadora de inversão conjunta.

[0059] Inversão conjunta destes diferentes tipos de dados pode ser realizada por meio da utilização de técnicas de gradiente não linear ou um esquema híbrido que envolve a utilização de métodos baseados em gradiente bem como métodos livres de derivada. (Audet e outros, “Mesh Adaptive Direct search Algorithms for Constrained Optimization”, SIAM Journal on Optimization, 17, 188-217 (2006)). Um problema genérico inverso pode ser formulado como a minimização de erro funcional (ψ) que contém um termo erro de dados e um ou mais termos de amortecimento e/ou suavização e restrições adicionais:

$$\psi = \frac{1}{2} \{D(d^{obs} - d^{pred})\}^T \{D(d^{obs} - d^{pred})\} + \frac{1}{2} \lambda \{Wm\}^T \{Wm\} \quad (1)$$

onde m é o vetor modelo, d^{obs} são as medições de dados, D é uma matriz de ponderação que pondera estas medições, d^{pred} são os valores de dados preditos

utilizando o modelo, os dados medidos que são invertidos, d^{obs} são os dados observados, W é uma matriz de suavização (ou amortecimento) que reduz curvatura de modelo (ou dimensão de perturbações) em três dimensões, λ é um parâmetro de escala que equilibra a suavidade /aspereza do modelo contra erro de dados, e T indica a matriz transposta. No caso de inversão conjunta um erro funcional tal como descrito pela equação (1) pode ser definido para cada tipo de dado separadamente, seguida por uma formulação multi-objetivos do problema de inversão conjunta. Ferramentas de otimização de multi-objetivos fornecem a capacidade para solucionar problemas onde diversas funções objetivo são utilizadas de maneira simultânea (Steuer, "Multiple Criteria Optimization, Theory, Computations and Applications", John Wiley & Sons (1986); Das e outros, "Normal-Boundary Intersection: A New Method for Generating the Pareto Surface in Nonlinear Multicriteria Optimization Problems", SIAM Journal on Optimization 8, 631-657 (1998). O erro funcional conjunto total pode ser definido como um vetor funcional:

$$\psi^{total} = [\psi_1(m) \quad \psi_2(m) \quad \dots \quad \psi_n(m)]^T \quad (2)$$

onde m é o número de tipos de dados envolvidos na formulação da inversão conjunta. Abordagens possíveis para solucionar tal problema incluem minimizar uma combinação ponderada linear ou não linear dos componentes da função vetor ou minimizar qualquer componente e restringir o restante para estar dentro de certos limites. Esta última abordagem torna o problema inverso um problema de otimização restringida, onde as restrições definem um conjunto ou conjuntos de combinações de parâmetros de modelo que são permitidos no intervalo de levantamento de inversão. Outras restrições nos parâmetros de modelo podem ser impostas para assegurar que os resultados da inversão são fisicamente significativos, ou poderiam ser matemáticos em natureza - para fazer a inversão numericamente estável.

[0060] Os parâmetros de modelo são a litologia (por exemplo, o conteúdo de volume de xisto em uma rocha clássica ou o conteúdo de dolomita ou carbonato de cálcio em uma rocha de carbonato), a saturação de água do fluido de poro (S_w), a

porosidade (ϕ) e um segundo parâmetro de litologia se requerido (V_{lito}), respectivamente, são definidos em uma grade de escala fina. Equações de física de rocha são utilizadas para transformar as propriedades de modelo nas propriedades físicas de condutividade (σ), módulos elásticos (C_{ijkl}) e densidade (ρ) que são então utilizadas para solucionar equações de Maxwell, a equação de onda elástica (ou acústica) ou a equação de Kirchhoff como uma aproximação de alta frequência, e a equação de potencial gravitacional. Uma faixa de relações aproximada foi desenvolvida para articular a formação de rocha e/ou propriedades de reservatório a propriedades físicas de rocha tais como propriedades elásticas e elétricas. (Xu e outros, "A New Velocity Model for Clay-Sand Mixtures (Geophysical Prospecting 43, 91-118 (1995); Archie, "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics", Transactions of the AIME 146, 54-62 (1942). O Pedido de Patente Internacional PCT número US 2008/075920, inventores Deffenbaugh e outros descrevem um método para determinar relações para utilização em exploração de hidrocarboneto, entre sísmica, elétrica e propriedades de reservatório de uma formação de rocha de subsuperfície. O método permite que estas relações sejam determinadas utilizando tão pouco como uma amostra de rocha. O problema para diante é solucionado em uma grade de diferenças finitas escalonada. Para acelerar a computação, as propriedades físicas são escalonadas para cima sobre grades maiores, de acordo com a frequência dos dados correspondentes.

[0061] A diferença entre os dados preditos d^{pred} e os dados observados d^{obs} a partir de cada um dos tipos de dados formam o termo erro no erro funcional da equação 1. Estes erros são propagados de volta para a micro-grade de propriedade de rocha por meio do algoritmo de média de meio e a regra de cadeia (para escalonar para baixo a partir das grades maiores utilizado pela simulação para diante para grades menores):

$$\frac{\partial \psi}{\partial prop\ de\ rocha} = \frac{\partial erro}{\partial macro} \frac{\partial macro}{\partial micro} \frac{\partial micro}{\partial prop\ de\ rocha} + \frac{\partial parte\ de\ suavização}{\partial prop\ de\ rocha} \quad (3)$$

[0062] Ele inclui o gradiente no erro de ajustamento de dados e a parte de suavização para uma das propriedades físicas

$$(\vec{\sigma}, \vec{C}_{ijkl}, \text{ou } \rho), \text{ e } \frac{\partial macro}{\partial micro}$$

transforma a propriedade física de uma macro grade para uma micro grade e

$$\frac{\partial micro}{\partial prop \text{ de rocha}}$$

computa a derivada com relação a uma das propriedades de rocha (V^{sh} , S_w , ϕ ou V_{lito}) utilizando um modelo de física de rocha apropriado tal como o modelo Xu-White (Xu and White, "A Physical Model for Shear-Wave Velocity Prediction", Geophysical Prospecting 44, 687-717 (1996)).

[0063] Uma vez que os dados sísmicos de fonte ativa têm três tipos de incógnitas:

1. velocidades de intervalo de fundamento suave (macro-modelo) (V_p , V_s , etc;
2. variações de propriedades elásticas dentro do espectro das ondulações fonte; e
3. ondulação fonte

que são relacionadas em uma maneira altamente não linear, existe algum risco que erros no escalonamento de ondulações venha provocar efeitos não lineares em cálculos subsequentes de tempo de viagem que poderiam finalmente desestabilizar a inversão. Portanto, nesta modalidade da invenção, estes dois pedaços são separados. Os tempos de viagem são calculados em uma grade grossa (suave). As variações de parâmetro elástico que criam as amplitudes de reflexão e ondulações são calculadas em uma escala mais fina, grade.

[0064] Um aspecto principal com mínimos quadrados, inversão sísmica de fonte ativa de pré pilha de reuniões "brutas" (dado sem correções de velocidade) para velocidades de intervalo de macro-modelo está sendo aprisionado em diversos mínimos. Este problema ocorre se o modelo inicial estiver muito afastado da resposta correta uma vez que o gradiente de mínimos quadrados não contém energia discernível em comprimentos de onda espaciais verticais maiores do que

$V_0/2f_{\min}$, onde V_0 é a velocidade do intervalo de onda sísmica de reaterro e f_{\min} é a frequência de ondulação mínima. Para reduzir o problema de diversos mínimos duas estratégias podem ser empregadas: (1) melhorar o modelo de partida e (2) modificar a abordagem de otimização.

[0065] A qualidade do modelo de partida pode ser melhorada invertendo conjuntamente informação de terremoto/CSN/MT/gravidade, juntamente com a informação de tempo de viagem de sísmica de baixa frequência velocidades (NMO). A inversão de terremoto/CSEM/MT/gravidade produz volumes de velocidade de macro-modelo de onda P e onda S que se apóiam em mais do que apenas a informação de tempo de viagem mas, ao invés disso, inclui informação que é extraída dos dados não sísmicos (CSEM/MT/gravidade) por meio de relações de física de rocha. Para reduzir ainda mais o problema de diversos mínimos, diversas técnicas de otimização, tais como otimização por semelhança diferencial podem ser utilizadas. Ver, por exemplo, Leewen e Mulder, "Data Correlation for Velocity Inversion", 77° Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts 26, 1800-1804 (2007); e Symes e Carrazzone, "Velocity Inversion by Differential Semblance Optimization", Geophysics 56, 654-663 (1991). Esta abordagem relaxa de maneira efetiva a função erro adicionando uma variável espacial que então é forçada a desaparecer. Contudo, uma suposição deste método é que diversas reflexões não obscurecem a informação primária de tempo de chegada. Se múltiplos não foram suprimidos de maneira adequada nos dados, o método tem menos probabilidade de ter sucesso. Inversão do modelo inicial melhor com as reuniões sísmicas irá ajustar ainda mais as velocidades de onda sísmica do intervalo de macro-modelo para predizer completamente o movimento de saída primário e recuperar as variações nos parâmetros elásticos dentro da banda de passagem sísmica.

[0066] O cálculo para diante de sísmica de fonte ativa pode ser realizado como a seguir. Primeiro os tempos de viagem são computados por meio de traçado de raio através do modelo de velocidade do intervalo de macro-modelo. Segundo, a reflexividade dependente de deslocamento das reuniões sísmicas pré-pilha são invertidas para encontrar as variações de parâmetro elástico utilizando uma

aproximação convolucional ou outra aproximação apropriada. Terceiro, a penalidade DSO é aplicada para descobrir o modelo de velocidade que achata todos os dados nas reuniões. Quarto, o parâmetro de escalonamento de ondulação é atualizado se existirem múltiplos nos dados que podem ser utilizados para restringir esta informação. Este conjunto de computações forma uma malha interior dentro da estrutura maior da inversão conjunta que pode ser repetida diversas vezes até que convergência seja alcançada.

[0067] O pedaço sísmico de fonte ativa foi separado em dois pedaços, isto é, a separação de dependência de dados sísmicos de maneira não linear na informação de velocidade de macro-modelo que controla a informação de tempo de viagem e dependência dos dados sísmicos mais ou menos de maneira linear nas variações em propriedades elásticas que controlam amplitudes de reflexão. Devido a esta separação existem dois gradientes de erro separados a serem computados e propagados para a grade de física de rocha. O primeiro conjunto é relativo ao parâmetro macro-modelo V_p (ou ambos V_p e V_s). Ele é derivado da parte tempo de viagem da computação e é similar aos gradientes de erro computados na equação 3 para os ajustes de dados CSEM/MT/gravidade. O segundo conjunto de gradientes de erro é com relação ao pedaço AVO:

$$\frac{\partial \psi}{\partial \text{prop de rocha}} = \frac{\partial \text{erro}}{\partial \frac{\Delta V_p}{V_{p_{macro}}}} \frac{\partial \frac{\Delta V_p}{V_{p_{macro}}}}{\partial \text{prop de rocha}} \quad (4)$$

[0068] Uma vez que a grade de simulação para o pedaço AVO está na mesma escala fina que a grade de inversão, nenhum escalonamento para cima/para baixo entre estes dois é requerido.

[0069] Nesta modalidade da invenção a informação de amplitude a partir da sísmica é separada do pedaço de tempo de viagem da sísmica. A informação de amplitude não está incluída na função objetivo de inversão conjunta até depois que as partes de baixa frequência do modelo tenham convergido. Uma vez que os componentes de baixa frequência do modelo tenham convergido, o modelo de velocidade implicado é fixado (para traçado de raio) e apenas a informação de

amplitude a partir da sísmica é invertida com os outros tipos de dados (por exemplo, gravidade, CSEM, MT, terremoto) até que a solução para aquele conjunto de tipos de dados modificado tenha convergido.

[0070] Revendo as etapas no fluxograma da figura 2 uma vez mais, a etapa 21 envolve projeto de um levantamento de monitoramento sísmico passivo que é projetada para ajustar a escala de exploração de hidrocarboneto. Experimentos precedentes de fonte passiva típica foram objetivados para a escala da crosta e manta da Terra com espaçamento de receptor da ordem de quilômetros. Um levantamento da presente invenção objetiva o caso de exploração de hidrocarboneto, e o projeto de levantamento, portanto, não irá apenas levar em consideração o alvo mais raso, mas também as fontes e seus azimutes e distâncias associadas que podem ser esperadas. Embora o espaçamento de receptor será aquele adequado para prospecção de hidrocarboneto, isto é, o mesmo como poderia ser utilizado em levantamentos de hidrocarboneto sísmicos de fonte ativa, os receptores devem ser sismógrafos de terremoto ou detectores acústicos similares com resposta de frequência que se estende para baixo até aproximadamente 1 Hz ao invés do hidrofone típico ou geofone utilizado em trabalho sísmico de fonte ativa que tem resposta de frequência até somente 5 - 6 Hz.

[0071] Na etapa 21 os tipos de sismógrafos utilizados para aquisição de dados são selecionados de acordo com as faixas de frequência dos sinais sísmicos passivos que precisam ser registrados. A faixa de frequência está relacionada à distância fonte-receptor, isto é, geralmente eventos de distância maior entre o evento e a estação de registro têm conteúdo de frequência mais baixo. Terremotos que ocorrem em distâncias telesísmicas (ângulo subentendido no centro da Terra igual a 30 ° até 90 ° da estação de registro) contém o conteúdo de frequência o mais baixo, da ordem de 1 - 3 Hz, eventos regionais (distâncias menores do que 30 ° ou aproximadamente 3000 quilômetros) e terremotos locais (dentro de 100 quilômetros da estação de registro) produzem sinais de conteúdo de frequência o mais elevado (uma vez que as altas frequências não são filtradas por um longo trajeto de propagação) que pode se superpor com a banda de frequência sísmica ativa.

[0072] Diversos tipos de sismógrafo, com diferentes características de resposta em frequência, podem ser desenvolvidos para registrar as bandas de frequência desejadas. A área de cobertura de superfície de receptor e espaçamento é preferivelmente projetada de acordo com a faixa de frequência e área de subsuperfície a serem cobertas. Por exemplo, receptores de resposta de baixa frequência podem ser colocados de maneira mais esparsa do que aqueles de resposta de alta frequência. O espaçamento de receptor requerido pode ser determinado como uma função da frequência máxima desejada, mergulho máximo da frente de onda que chega, e velocidade de subsuperfície, em uma maneira que é conhecida daqueles familiarizados com o campo técnico da aquisição de dados sísmicos de fonte ativa. Por exemplo, o espaçamento de receptor é feito tipicamente proporcional ao inverso da frequência. O espaçamento de receptor para aquisição sísmica passiva (exceto para micro- terremotos muito locais) é usualmente maior do que o levantamento sísmico ativo normal devido ao conteúdo de frequência mais baixo dos dados sísmicos passivos que se tenta adquirir.

[0073] Na etapa 22 este sistema de monitoramento passivo é utilizado em uma base contínua ou disparada, para registrar as chegadas de todas as fontes, tais como terremotos e atividades feitas pelo homem, não projetadas como fontes sísmicas. Por exemplo, em um ambiente costa afora, um sistema de cabo de fundo de oceano ou pacotes de sensores independentes com geofones capazes de registrar sinais até 0,5 Hz, poderia ser desenvolvido por um período de tempo prolongado na área de levantamento. Em um ambiente na costa, um sistema denso de receptores de banda larga poderia estar registrando de maneira contínua ou disparada durante um período de tempo predeterminado. Um tempo de desenvolvimento contínuo ou longo permite registrar mais dados a partir de mais fontes fornecendo uma relação sinal para ruído maior nos dados sísmicos passivos processados, enquanto um mecanismo de disparo poderia ser utilizado para fazer com que registro comece somente quando um evento é detectado, reduzindo a quantidade de memória requerida para armazenar os dados.

[0074] Na etapa 23 os dados são processados para extrair os sinais a partir do

registro contínuo ou disparado. O processamento é de acordo com a maneira na qual os dados sísmicos passivos devem ser utilizados na etapa 26. Algumas modalidades da invenção utilizam sinais de todas as fontes passivas, isto é, naturais e feitas pelo homem, não empregadas de propósito em um programa de aquisição sísmica (tal como fontes de atividade de mineração, etc.), todas as magnitudes (tão pequenas quanto micro sismologia), todas as faixas de distância (incluindo, porém, não limitadas a locais, regionais e telesísmicas), e todos os tipos de onda (ondas de corpo e ondas de superfície). Todas estas fontes fornecem pedaços de informação que conjuntamente permitem que a faixa de frequência seja expandida para uma banda larga entre 0 Hz e 10 Hz. Estes sinais isolados são utilizados em conjunto com técnicas de processamento conhecidas tais como tomografia de tempo de viagem (incluindo ambas, tomografia de onda de corpo e de superfície) tomografia de frequência finita, tomografia de ruído ambiente, análise de dispersão de onda de superfície, análise de função de receptor, interferometria e inversão de forma de onda, parcial ou total.

[0075] Na etapa 26, os sinais sísmicos extraídos podem ser utilizados conjuntamente com outros tipos de dados geofísicos para obter estrutura de subsuperfície e propriedades de rocha. Aqui, ao mesmo tempo, dados sísmicos passivos e os dados geofísicos adicionais são utilizados conjuntamente para derivar imagens de subsuperfície e modelos de propriedade de rocha, seja utilizando técnicas de inversão conjunta, ou aplicando métodos de inversão e/ou de formação de imagem nos conjuntos de dados individuais, de maneira sequencial. Preferivelmente, esta etapa é implementada dentro de uma inversão conjunta ou simultânea, na qual um modelo de subsuperfície é obtido minimizando a diferença entre os dados preditos e medidos. Implementações alternativas também são possíveis. Por exemplo, pode-se derivar as propriedades de rocha de subsuperfície e/ou imagem estrutural a partir dos primeiros dados sísmicos passivos e então utilizar os outros dados geofísicos para refinar os resultados. Os dados geofísicos diferentes de dados sísmicos passivos podem, por exemplo, ser ou um de, ou uma combinação de dados sísmicos ativos, CSEM, MT, gravidade, magnéticos e dados

de registro de poço.

[0076] Para modalidades da invenção que incluem inversão conjunta como uma etapa de processamento, a inversão conjunta pode ser realizada em qualquer dos domínios de tempo ou frequência. Diferentes aspectos dos dados sísmicos passivos podem ser utilizados com técnicas apropriadas no processo de inversão conjunta. Por exemplo, os tempos de chegada nos dados sísmicos passivos podem ser utilizados para restringir por meio de tomografia de tempo de viagem o modelo de velocidade de onda sísmica de subsuperfície na inversão conjunta, ou dados sísmicos de reflexão similares a dados sísmicos ativos podem ser gerados a partir dos dados sísmicos passivos utilizando a técnica de correlação cruzada (ver Artman, obra citada (2006)).

[0077] Similar à inversão conjunta de dados sísmicos passivos e outros tipos de dados geofísicos como descrito acima, outras técnicas também podem ser aplicadas aos dados sísmicos passivos em tal inversão. Alguns dos exemplos incluem: 1) o método de função de receptor (Shen e outros, “Mantle discontinuity Structure Beneath the Southern East Pacific Rise from P-to-S Converted Phases”, Science 280, 1232-1235 (1998)), que utiliza os modos convertidos de algumas discontinuidades para fazer a imagem da estrutura de subsuperfície, e 2) utilizar as chegadas de onda de superfície de terremotos e suas características de dispersão de velocidade para derivar modelos de subsuperfície. A dispersão da velocidade de onda de superfície contra frequência fornece resolução da profundidade de velocidade da onda na subsuperfície. A variação de velocidade de onda de subsuperfície na direção horizontal fornece a resolução lateral. A utilização do método de função de receptor na etapa 26 é discutida em seguida

Funções de receptor

[0078] A fonte passiva, técnicas de função de receptor (por exemplo, Langston e Phinney, obra citada) serão em seguida estendidas para as escalas menores de interesse para exploração de hidrocarboneto. Em adição a documentos que utilizam funções de receptor ou dados sísmicos passivos, existe pelo menos uma publicação sobre funções de receptor calculadas para um conjunto de dados multi-componente

de fonte ativa. Esta referência é “Receiver Function Method in Reflection Seismology”, Edme and Singh, *Geophysical Prospecting* 56, 327-340 (2008). O documento discute a aplicação da técnica de função de receptor em dados sísmicos ativos de multi-componente um ângulo amplo, em uma tentativa de ilustrar as fases convertidas P para S que podem então ser utilizadas para amplitude contra lentidão, ou análise de deslocamento. Como descrito anteriormente, a presente invenção utiliza um projeto de levantamento com um espaçamento significativamente menor entre os receptores do que é normalmente empregado em sismologia global. A densidade aumentada de receptores é projetada para permitir que profundidades alvo típicas de exploração de hidrocarboneto sejam resolvidas. Um longo deslocamento com registro contínuo será usualmente necessário e irá fornecer dados de eventos de todas as faixas de distância que irão fornecer uma relação aumentada de sinal para ruído no processamento e formação de imagem dos dados sísmicos de fonte passiva.

[0079] A técnica de função de receptor remove os efeitos de fonte e propagação; seu resultado é uma forma de onda que reflete o meio na vizinhança da estação de registro. Funções de receptor são calculadas desconvolvendo ou correlacionando de maneira cruzada o sismógrafo de componente vertical a partir do sismógrafo de componente horizontal. Tipicamente eventos na faixa de distância telesísmica são utilizados para esta divisão de domínio de frequência, uma vez que raios sísmicos chegam na estação de registro em um ângulo próximo de vertical. O sismógrafo de componente vertical de um evento telesísmico terá de maneira predominante energia de onda P registrada, enquanto o sismógrafo de componente horizontal inclui ambas as energias de onda P e onda S. Nos casos mais simples a desconvolução remove os efeitos da função fonte tempo do sismógrafo de componente horizontal e assim ilustra a energia de outra maneira mascarada convertida de onda S. A forma de onda de função de receptor resultante (figura 8) contém informação a respeito da estrutura na vizinhança do receptor. As fases sísmicas esperadas são a fase convertida P para S e suas reverberações PpPs e PsPs + PpSs; contudo, a técnica também pode ser modificada para ilustrar fases

convertidas de S para P. As figuras 9A-D mostram uma ilustração simplificada das fases sísmicas da fase convertida P para S (9A) e suas reverberações (PpPs em 9B, PsPs em 9C, e PpSs em 9D) que podem ser esperadas da análise de função de receptor.

[0080] Os tempos de chegada diferenciais que podem ser esperados da forma de onda (figura 8) estão entre a chegada de onda P direta e a fase convertida S no refletor de interesse (no caso mais simples $\Delta t_{Ps} = t_s - t_p$), bem como suas reverberações $\Delta t_{PpPs} = t_s + t_p$, e $\Delta t_{PsPs+PpSs} = 2t_s$. Os tempos de chegada diferenciais podem ser utilizados para construir a profundidade do refletor de interesse e podem ser integrados com outros conjuntos de dados geofísicos, tais como conjuntos de dados sísmicos de fonte ativa, gravidade, CSEM, MT, etc. Se informação de tempo de viagem a partir dos conjuntos de dados de fonte ativa multi-componentes está disponível, os tempos de chegada diferenciais a partir do método de função de receptor podem ser utilizados juntamente com o conjunto de dados de fonte ativa. Em adição a utilizar a informação de tempo de viagem de maneira independente, pode ser feita utilização da informação de amplitude a partir das funções de receptor, o que pode ser realizado por uma inversão de forma de onda completa. Nesta abordagem modelos iniciais da terra e de fonte são assumidos, o que permite computação de dados iniciais solucionando a equação de onda apropriada com um espectro de fonte de banda suficientemente larga. Além disto, estes modelos iniciais podem ser modificados por um algoritmo de inversão que é ajustado para a ambos o meio terra e parâmetros fonte. Este procedimento pode ser realizado em qualquer domínio de tempo ou de frequência. A principal vantagem de uma realização de função erro no domínio de frequência é que valores de frequência específicos faltantes ou valores de frequência baixos de sinal para ruído não irão afetar bons valores de dados, como poderiam com uma função erro no domínio de tempo.

[0081] Em adição à maneira tradicional de calcular funções de receptor de telesísmica, o presente método inovador pode utilizar eventos a partir de faixa de distância local e regional para a desconvolução. A vantagem de incluir estes eventos

em uma vizinhança mais próxima à estação de registro é a oportunidade para aumentar a banda de frequência para uma faixa larga de aproximadamente 1 Hz até frequências comparáveis com aquelas de exploração sísmica ativa, e assim reduzir o intervalo de frequência 10 mostrado na figura 1 e discutido aqui anteriormente. A dificuldade em adicionar estes eventos é que as suposições feitas para funções de receptor telesísmicas podem não ser mais válidas, uma vez que a desconvolução pode não remover completamente os efeitos da função fonte-tempo. A presente invenção pode lidar com este problema (1) calibrado a resposta de terra com algumas fontes feitas pelo homem (tais como atividades de mineração ou outras fontes ativas) que têm funções fonte-tempo simples ou conhecidas e (2) perseguindo uma abordagem de inversão de forma de onda completa que então irá possibilitar a determinação dos efeitos fonte remanescentes.

[0082] Uma técnica de função de receptor de inversão de forma de onda adequada para utilização no presente método inovador será descrita em seguida em mais detalhe.

[0083] O objetivo é uma técnica para recuperar parâmetros geofísicos de subsuperfície tais como velocidade de onda P e onda S, densidade, coeficientes de anisotropia elástica (ϵ e δ), fatores de qualidade de atenuação de onda P e onda S, etc., com base em medições de banda larga de vetor de superfície de diversos componentes (ou superfície próxima) (isto é, três componentes), deslocamento acústico (ou visco-acústico) ou elástico (ou visco-elástico), velocidade bem como aceleração e tensor tensão superficial (ou próximo à superfície) elástico (ou visco-elástico) (isto é, nove componentes), (coletivamente chamado dados de terremoto de multi-componentes de banda larga) e formando relações de multi-canais dos dados de terremoto de multi-componentes de banda larga (no espírito de funções de receptor) para reduzir os efeitos desconhecidos da fonte de terremoto de banda larga, aspectos de terra próximos ao detector, e alguns aspectos intrínsecos também do próprio sistema de detecção. As relações multi-canais resultantes dos dados de terremoto multi-componentes de banda larga irão obedecer a equações que são obtidas a partir das equações apropriadas acústicas, elásticas, visco-acústicas,

visco- elásticas. A complexidade das equações específicas selecionadas irá depender de objetivos de levantamento, cobertura de dados e diversos outros fatores. Para ser específico, os modelos podem ser de uma, duas, duas e meia ou três dimensões, e podem envolver propagação acústica elástica ou visco-elástica de onda e ser isotrópica, VTI ou conter vinte e um módulos completamente genéricos (complexos) mais densidade variável em todas as três dimensões. Existem, contudo, pelo menos quatro condições que as relações multi- canal dos dados de terremoto de multi-componentes de banda larga preferivelmente satisfazem:

1. A aproximação de uma única fonte de terremoto como responsável por todos os componentes de dados de terremoto significativos pelo menos dentro de uma janela de tempo previsível de comprimento adequado deveria ser justificada até uma ordem razoável de aproximação para os objetivos de levantamento.

2. As medições deveriam ser de banda suficientemente larga, isto é, as medições deveriam conter conteúdo de sinal útil até frequências muito pequenas e serem significativos até alguma frequência máxima de interesse.

3. A fonte de terremoto isolada dentro de cada janela de tempo deveria ser suficientemente distante das observações para justificar tratar a fonte de terremoto como bem localizada em intervalo tridimensional, de modo que a dependência de fonte de terremoto sobrevivente nas relações multi-canais possa ser parametrizada de maneira efetiva com um número modesto de parâmetros desconhecidos (tais como localização tridimensional, orientação, função fonte-tempo residual, padrão de radiação, par tensor, etc.).

4. O número, qualidade, vetor ou componente tensor e distribuição espacial do conjunto completo de observações úteis, deveria efetivamente possibilitar a determinação de ambas as propriedades do meio até o nível desejado e os parâmetros desconhecidos sobreviventes descrevendo a dependência de fonte de terremoto nas relações multi-canal. Claramente, dados de relação a partir de uma fonte de terremoto distante e isolada irá determinar no máximo somente certas médias do volume de terra entre a fonte de terremoto e os pontos de observação ao longo dos trajetos tomados por ondas P na aproximação acústica ou raios de onda

P e onda S na aproximação elástica ou visco-elástica ou na onda qP, onda qSV e onda qSH (onda quase compressional, onda quase de cisalhamento vertical e onda quase de cisalhamento horizontal no modelo uni-dimensional VTI, etc. Observar também que informação em princípio será obtida ao longo de trajetos de raio criados por conversões P para S etc., reflexões e diversas reflexões desde que a análise de dados seja capaz de incluir a física relevante.

[0084] A análise de dados ou inversão nesta modalidade da presente invenção então envolve uma inversão em mínimos quadrados baseada em um erro ou função objetivo (incluindo possível suavização e termos de penalidade) que contém a diferença ponderada e quadrada entre relações medidas e computadas construídas a partir de dados reais e computados adequadamente em janela de tempo. Vantagens de uma expressão em domínio de frequência da função erro foram mencionadas: funções erro em domínio de frequência são mais robustas na presença de frequências faltantes. Novamente, o processo de janela de tempo é preferido para assegurar que somente um terremoto fonte significativo (ou outro passivo) é responsável por uma porção significativa dos eventos observados nos dados da janela. Uma vez que os dados de terremoto são assumidos serem de banda larga, convergência da família de algoritmos baseada em gradiente de mínimos quadrados para mínimos locais falsos não é prevista como um problema, diferentemente do problema de inversão sísmica de reflexão de fonte ativa que inevitavelmente sofre de contaminação com mínimos falsos locais na ausência de um modelo de velocidade inicial quase perfeito. Computacionalmente, um modelo de terra inicial e um modelo fonte inicial são admitidos, e dados iniciais são computados utilizando um espectro de fonte suficientemente de banda larga com amplitude arbitrária que utiliza diferenças finitas ou outros métodos no domínio de tempo ou de frequência, como requerido pela abordagem numérica selecionada. Em adição, derivados dos dados computados são obtidos para permitir que o algoritmo de inversão ajuste ambos os parâmetros de meio terra (velocidades, densidades, etc.) e parâmetros de fonte de terremoto, para diminuir o erro de ajuste inicial. O método de alternância entre meio terra e parâmetros de fonte de terremoto, amplamente

empregado em métodos de otimização baseados em gradiente com parâmetros não homogêneos, pode ser empregado. Uma alternativa é o método de interação de sub-intervalo que agrupa incógnitas de inversão em classes fisicamente não heterogêneas para evitar as pequenas quedas de otimização rígida, nos quais variáveis de escala numérica amplamente diferentes aparecem nas equações normais. O procedimento de inversão iterativo continua ajustando o meio do e parâmetros meio e fonte até que um ajuste satisfatório para os dados medidos e na janela sejam alcançados. Teste de modelo subsequente pode ser utilizado para ajudar a determinar parâmetros bem restringidos contra pobremente restringidos.

[0085] Resultados da função de receptor obtidos ou por meio de um método de inversão tal como está descrito acima, ou pela abordagem padrão de modelagem para adiante iterativa manual, podem então ser utilizados para criar um modelo de baixa frequência ou de fundamento para inversão AVO de dados de reflexão sísmica de fonte ativa para obter avaliações de impedância P e S ou mesmo propriedades de rocha, tais como a porosidade, litologia e conteúdo de fluido de rochas de subsuperfície (por exemplo, Saltzer, *Leading Edge* 24, 732-736 (2005)). Alternativamente, os resultados de onda dispersos podem ser utilizados para melhorar o modelo de velocidade utilizado para migração de profundidade de dados de reflexão sísmica de fonte ativa. Finalmente, os dados sísmicos registrados de maneira passiva podem ser invertidos de maneira conjunta com outros dados geofísicos tais como dados de reflexão sísmica de fonte ativa, CSEM, MT, gravidade e radiometria de gravidade para obter avaliações mais robustas de propriedades elásticas e/ou de rocha.

[0086] Etapas básicas de um exemplo de modalidade da presente invenção que utiliza uma técnica de função de receptor preferida estão ilustrados no fluxograma da figura 10. Na etapa 41 o levantamento é projetado para objetivos apropriados para os alvos hidrocarboneto. Isto leva em consideração (1) a distribuição de fonte de terremoto esperada, (2) profundidade alvo e estilo estrutural para determinar duração do levantamento, esboço, espaçamento de detector e outros aspectos. Na etapa 42 os dados são registrados e na etapa 43 informação de evento é reunida de

catálogos padrão tais como CMT, USGS, ou relocação independente (tempo e localização de fonte em intervalo tridimensional) de eventos locais/regionais, por exemplo, Waldhauser and Ellsworth, "A Double-Difference Earthquake Location Algorithm: Method and Application to the Northern Hayward Fault", Bull. Seism. Soc. Am. 90, 1352-1368 (2000)). Na etapa 44 a informação de evento reunida da etapa anterior é utilizada para cortar os registros em janelas de tempo com um evento por janela. Para cada evento identificado todos os dados de receptor são coletados e uma reunião de evento é criada, e ruído é suprimido filtrando e empilhando (etapa 45). Todas as reuniões de evento são coletadas e na etapa 46 relações de funções de receptor são calculadas. Uma inversão tomográfica é calculada (etapa 47) utilizando as funções de receptor, que deve incluir um modelo de partida de onda P determinado a partir de outra fonte de dados (tal como um experimento de fonte sísmica ativa). Na etapa 48 um modelo de velocidade inicial é construído com base na inversão tomográfica e possivelmente outros dados, e uma inversão de forma de onda completa para o modelo inicial e parâmetros fonte é realizada até que a resposta de resolução máxima seja conseguida, isto é, até que a largura de banda da inversão seja estendida até um limite de frequência superior que seja alto o suficiente para ser julgado aceitável. Os resultados são verificados para racionalidade geológica e a etapa 48 é iterada como necessário depois de ajustar o modelo de velocidade e/ou os parâmetros fonte.

[0087] A aplicação precedente é direcionada para modalidades particulares da presente invenção, para a finalidade de ilustrá-la. Será evidente, contudo, para alguém versado na técnica que diversas modificações e variações para as modalidades descritas aqui são possíveis. Todas tais modificações e variações são projetadas para estarem dentro do escopo da presente invenção, como definida nas reivindicações anexas.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para detecção de hidrocarboneto em uma região de subsuperfície que utiliza dados sísmicos de fonte passiva em conjunto com pelo menos um outro tipo de dado geofísico, caracterizado pelo fato de compreender:

(a) obter dados de levantamento sísmico de fonte passiva para a região de subsuperfície onde os receptores de levantamento eram sismógrafos localizados geralmente sobre a dita região de subsuperfície, espaçados para prospecção de hidrocarboneto, ditos sismógrafos sendo adequados para detecção de sismologia global de terremoto, e no qual ditos dados sísmicos de fonte passiva foram coletados por um período de tempo determinado para incluir pelo menos um evento identificado em um catálogo publicado de localizações globais de terremoto e avaliado como tendo uma frequência dominante na região de subsuperfície em uma faixa de 0 a 8 Hz com base em dita pelo menos uma magnitude e distância de evento da região de subsuperfície;

(b) obter pelo menos um outro tipo de dado geofísico para a região de subsuperfície, selecionado dentre um grupo que consiste em sísmico de fonte ativa, eletromagnético de fonte controlada, magneto telúrico, magnético e de gravidade;

(c) derivar um modelo de propriedades físicas fornecendo valores de pelo menos uma propriedade física em localizações diferentes na região de subsuperfície, utilizando simultaneamente os ditos dados sísmicos de fonte passiva e o pelo menos um outro tipo de dado geofísico; e

(d) utilizar o modelo de propriedades físicas para predizer potencial de hidrocarboneto para a região de subsuperfície.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de os sismógrafos terem largura de banda de frequência que cobre pelo menos 1-6 Hz.

3. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de os dados de levantamento sísmico de fonte passiva incluírem dados de pelo menos um terremoto regional ou dados de pelo menos um terremoto local, no qual *regional* significa um terremoto com seu hipocentro dentro de uma faixa de 10 graus até 30 graus da região de subsuperfície de interesse, e *local* significa um terremoto com

hipocentro dentro da faixa de 1 grau até 10 graus da região de subsuperfície de interesse.

4. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de os dados de levantamento sísmico de fonte passiva incluírem dados de pelo menos um terremoto telesísmico, no qual *telesísmico* significa um terremoto com seu hipocentro a mais do que 30 graus de distância da região de subsuperfície de interesse.

5. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de “espaçados para prospecção de hidrocarboneto” significar um intervalo de receptor de menos do que aproximadamente um quilômetro.

6. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de compreender adicionalmente:

identificar um ou mais segmentos de tempo nos dados sísmicos de fonte passiva chamados “eventos de janela” e associar cada um com um dos terremotos listados em um catálogo de terremoto ou outra fonte de informação de terremoto, e obter informação de localização de fonte para tais terremotos a partir do catálogo ou outra fonte de informação; e

incluir o um ou mais eventos de janela e localizações de fonte associadas em pelo menos parte dos dados sísmicos de fonte passiva na etapa (c).

7. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de um modelo de propriedades físicas ser um modelo de pelo menos uma propriedade física de subsuperfície selecionada dentre o grupo que consiste em porosidade, litologia, tipo de fluido de poro, fração de volume de hidrocarboneto, velocidade de onda P, velocidade de onda S, densidade, e impedância acústica, no qual litologia inclui pelo menos um parâmetro selecionado dentre um grupo que consiste em uma fração de volume de xisto V_{SH} , uma fração de volume de sal V_{SAL} , uma fração de volume de basalto $V_{basalto}$, uma fração de volume de calcário $V_{calcário}$ e uma fração de volume de dolomita $V_{dolomita}$.

8. Método de acordo com reivindicação 1, caracterizado pelo fato de utilizar de maneira simultânea os dados de levantamento sísmico de fonte passiva e o pelo menos um outro tipo de dado geofísico para derivar um modelo de propriedades físicas

compreender simultaneamente modelar direto os dados de levantamento sísmico de fonte passiva juntamente com o pelo menos um outro tipo de dado geofísico, então atualizar manualmente o modelo, então iterar para otimizar o modelo de propriedades físicas da região de subsuperfície.

9. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de utilizar de maneira simultânea pelo menos parte dos dados de levantamento sísmico de fonte passiva e o pelo menos um outro tipo de dado geofísico para derivar um modelo de propriedades físicas compreender inversão automatizada da pelo menos parte dos dados de levantamento sísmico de fonte passiva juntamente com o pelo menos um outro tipo de dado geofísico para obter o modelo de propriedades físicas da região de subsuperfície.

10. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de a inversão conjunta automatizada ser realizada utilizando técnicas de gradiente não linear, multi objetivas restringidas ou não restringidas, ou técnicas híbridas que envolvem métodos de gradiente ou métodos livres derivados.

11. Método de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de a inversão conjunta ser ou poder ser expressa como um problema multiobjetivo, restringido ou não restringido, onde o vetor ou o erro funcional multiobjetivo a ser minimizado pode ser expresso como (ψ^{total}):

$$\Psi^{\text{total}} = [\psi_1(m) \ \psi_2, \dots, \psi_n(m)]^T$$

onde cada termo na função acima é ou pode ser expresso utilizando formulação em matriz como:

$$\psi = 1/2\{D(d^{\text{obs}} - d^{\text{pred}})\}^T \{D(d^{\text{obs}} - d^{\text{pred}})\} + 1/2\lambda\{Wm\}^T \{Wm\}$$

onde m é um vetor modelo, d^{obs} são os dados medidos que são invertidos, d^{pred} são valores de dados correspondentes preditos utilizando o modelo, D é uma matriz de ponderação que pondera os dados medidos, W é uma matriz de asperização ou suavização que reduz curvatura ou dimensão de modelo de perturbações em três dimensões, e λ é um parâmetro de escala que equilibra a suavidade ou aspereza do modelo contra erro de dados, o dito erro de dados sendo a diferença entre d^{obs} e d^{pred} .

12. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de o

pelo menos um outro tipo de dado geofísico ser selecionado dentre um grupo que consiste de eletromagnético de fonte controlada, magneto telúrico, magnético, e de gravidade, e no qual relações físicas de rocha subjacente são utilizadas para relacionar propriedades de densidade para quaisquer propriedades elétricas ou propriedades elásticas ou ambas, com isto possibilitando a inversão ser realizada de maneira conjunta.

13. Método de acordo com a reivindicação 12, caracterizado pelo fato de as relações físicas de rocha subjacente serem equações baseadas em modelos ou empíricas que relacionam propriedades de rocha uma à outra.

14. Método de acordo com a reivindicação 11, caracterizado pelo fato de parâmetros do modelo físico de rocha, isto é, componentes do vetor m , serem representados em uma grade de computação de escala mais fina que é utilizada para modelagem direta, para obter valores de dados preditos, e os erros de dados serem dimensionados para baixo a partir da grade de modelagem direta de volta para a micrograde de propriedade de rocha.

15. Método de acordo com a reivindicação 11, caracterizado pelo fato de dito erro de dados conter um desacordo que foi computado dos dados de levantamento sísmico de fonte passiva para pelo menos um sismógrafo de levantamento como a diferença de subtração entre uma função de receptor observada e uma função de receptor predita.

16. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de computar funções de receptor e utilizar as funções de receptor para determinar o desacordo de erro de dados de um ou mais refletores de subsuperfície compreender:

(i) girar dados sísmicos de multicomponentes de um sistema de coordenadas vertical e horizontal no qual os dados foram registrados, para um domínio radial e transversal no qual o componente radial aponta no sentido da fonte de dados sísmicos passivos e o componente transversal é perpendicular a ele;

(ii) desconvoluir o componente radial do componente vertical de movimento;

(iii) utilizar os componentes desconvoluídos e identificar um ou mais refletores na região de subsuperfície no qual energia de onda P foi convertida para

energia de onda S e seus múltiplos ou o inverso;

(iv) determinar tempos de chegada diferenciais a partir dos refletores identificados; e

(v) computar a diferença entre a função de receptor predita e a função observada.

17. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de (d) compreender obter velocidade de propagação de ondas sísmicas de subsuperfície a partir da inversão conjunta dos dados de levantamento sísmico de fonte passiva e o pelo menos um outro tipo de dado geofísico, e utilizar as velocidades para a migração de profundidade de dados de reflexão sísmica de fonte ativa obtidos a partir da região de subsuperfície.

18. Método de acordo com a reivindicação 11, caracterizado pelo fato de dito erro de dados incluir um desacordo computado a partir dos dados de levantamento sísmicos de fonte passiva medindo atrasos de tempo de viagem e computando a diferença de subtração matemática entre o atraso de tempo de viagem medido e um atraso de tempo de viagem predito para uma fase de chegada de terremoto selecionada em um sismógrafo selecionado.

19. Método de acordo com a reivindicação 11, caracterizado pelo fato de dito erro de dados incluir um desacordo computado a partir dos dados de levantamento sísmico de fonte passiva medindo dispersão entre pelo menos dois sismógrafos de levantamento e computando a diferença matemática entre a dispersão medida e uma dispersão predita.

20. Método de acordo com a reivindicação 11, caracterizado pelo fato de dito erro de dados incluir um desacordo computado a partir dos dados de levantamento sísmico de fonte passiva para pelo menos um sismógrafo de levantamento computando a diferença de subtração matemática entre um cálculo interferométrico observado e um cálculo interferométrico predito.

21. Método de acordo com a reivindicação 11, caracterizado pelo fato de dito erro de dados incluir um desacordo computado a partir dos dados de levantamento sísmico de fonte passiva para pelo menos um sismógrafo de levantamento

computando a diferença de subtração matemática entre uma forma de onda parcial ou completa registrada no pelo menos um sismógrafo de levantamento e uma forma de onda predita, sintética, parcial ou completa.

22. Método para detecção de hidrocarboneto em uma região de subsuperfície, que utiliza dados sísmicos de fonte passiva, caracterizado pelo fato de compreender:

(a) obter dados de levantamento sísmico de fonte passiva para a região de subsuperfície, no qual os receptores de levantamento eram sismógrafos localizados geralmente sobre dita região de subsuperfície espaçados para prospecção de hidrocarboneto, ditos sismógrafos sendo adequados para detecção de sismologia global de terremoto;

(b) determinar um ou mais terremotos a partir de catálogos publicados de localizações globais de terremoto, cujos terremotos podem ser identificados nos dados de sismógrafos, e obter informação de localização de fonte para os ditos terremotos a partir dos catálogos publicados de terremoto, e no qual o dito um ou mais terremotos incluem pelo menos um evento identificado no catálogo publicado de terremoto como sendo de uma magnitude e distância suficiente para conter uma frequência dominante em uma faixa de 0-8 Hz;

(c) recuperar segmentos de tempo a partir dos dados de sismógrafo que correspondem a registros de cada um de ditos terremotos identificados;

(d) inverter os segmentos de dados de sismógrafo e informação de localização de fonte de terremoto para inferir um modelo de propriedades físicas que fornece valores de pelo menos uma propriedade física em diferentes localizações na região de subsuperfície; e

(e) utilizar o modelo de propriedades físicas para prever potencial de hidrocarboneto para a região de subsuperfície.

23. Método para produzir hidrocarboneto a partir de uma região de subsuperfície, caracterizado pelo fato de compreender:

(a) obter dados de levantamento sísmico de fonte passiva para a região de subsuperfície, no qual os receptores de levantamento eram sismógrafos localizados

geralmente sobre dita região de subsuperfície, espaçados para prospecção de hidrocarboneto, os ditos sismógrafos sendo adequados para detecção de sismologia global de terremoto;

(b) determinar um ou mais terremotos a partir de catálogos publicados de localizações globais de terremoto, cujos terremotos podem ser identificados nos dados do sismógrafo, e obter informação de localização de fonte para os ditos terremotos a partir do catálogo publicado de terremoto, e no qual dito um ou mais terremotos incluem pelo menos um evento identificado em um catálogo publicado de terremoto para ser de uma magnitude e distância suficiente para conter uma frequência dominante em uma faixa de 0-8 Hz;

(c) recuperar segmentos de tempo a partir dos dados de sismógrafo que correspondem a registros de cada um dos ditos terremotos identificados;

(d) obter pelo menos um outro tipo de dado geofísico para a região de subsuperfície, selecionado dentre um grupo que consiste em sísmico de fonte ativa, eletromagnético de fonte controlada, magneto telúrico; magnético e de gravidade;

(e) derivar um modelo de propriedades físicas fornecendo valores de pelo menos uma propriedade física em diferentes localizações na região de subsuperfície, utilizando maneira simultânea os segmentos de dados de sismógrafos e informação de localização de fonte de terremoto, e o pelo menos um outro tipo de dado geofísico;

(f) utilizar o modelo de propriedades físicas para prever potencial de hidrocarboneto para a região de subsuperfície; e

(g) em resposta a uma predição positiva, perfurar um poço em uma região de subsuperfície e produzir hidrocarbonetos.

24. Método para detecção de hidrocarboneto em uma região de subsuperfície utilizando dados sísmicos de fonte de terremoto em conjunto com dados sísmicos de fonte ativa, caracterizado pelo fato de compreender:

(a) obter dados de levantamento sísmico de fonte de terremoto para a região de subsuperfície, na qual os receptores de levantamento eram sismógrafos localizados geralmente sobre dita região de subsuperfície e espaçados para prospecção de hidrocarboneto, os ditos sismógrafos sendo adequados para detecção

de sismologia global de terremoto e nos quais os ditos dados sísmicos de fonte de terremoto foram coletados foram coletados por um período de tempo determinado para incluir pelo menos um evento identificado em um catálogos publicados de localizações globais de terremoto como sendo de uma magnitude suficiente para conter uma frequência dominante em uma faixa de 0-8 Hz;

(b) obter dados de levantamento sísmico de fonte ativa para região de subsuperfície;

(c) inverter conjuntamente os dados de levantamento sísmico de fonte de terremoto com os dados de levantamento sísmico de fonte ativa para derivar um modelo de velocidade da região de subsuperfície; e

(d) utilizar o modelo de velocidade para predizer potencial de hidrocarboneto para a região de subsuperfície.

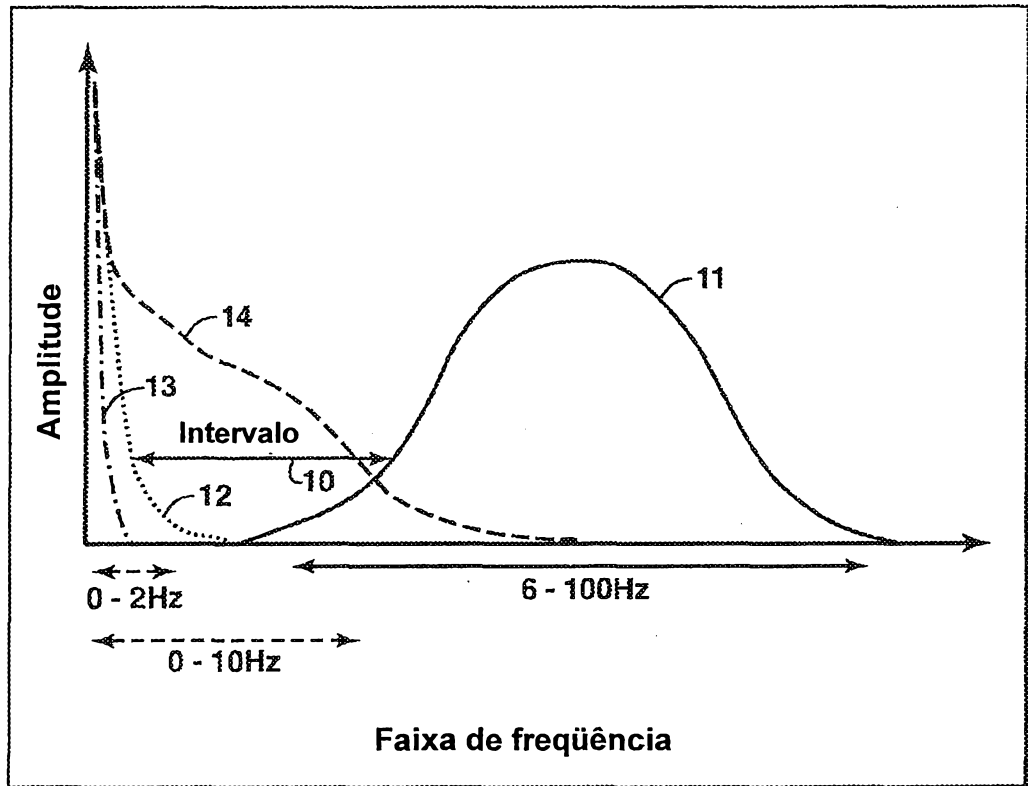


FIG. 1

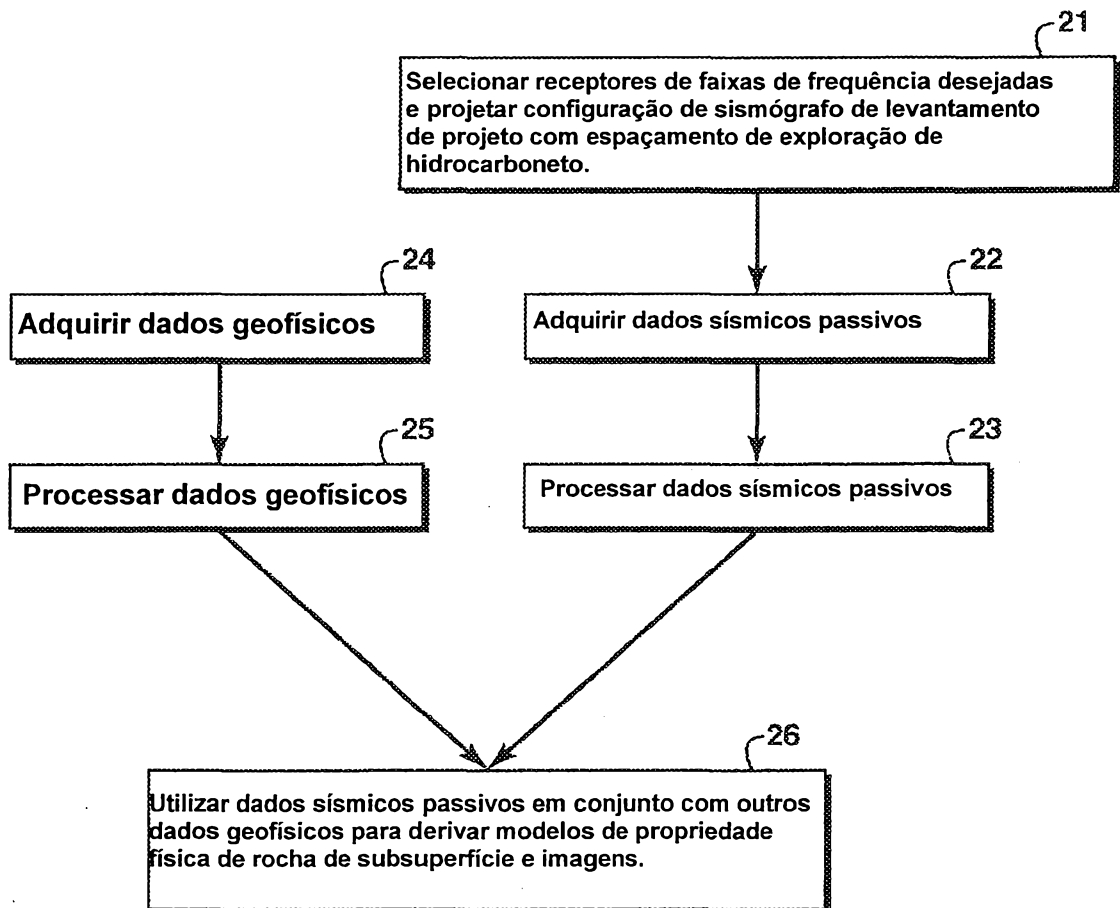


FIG. 2

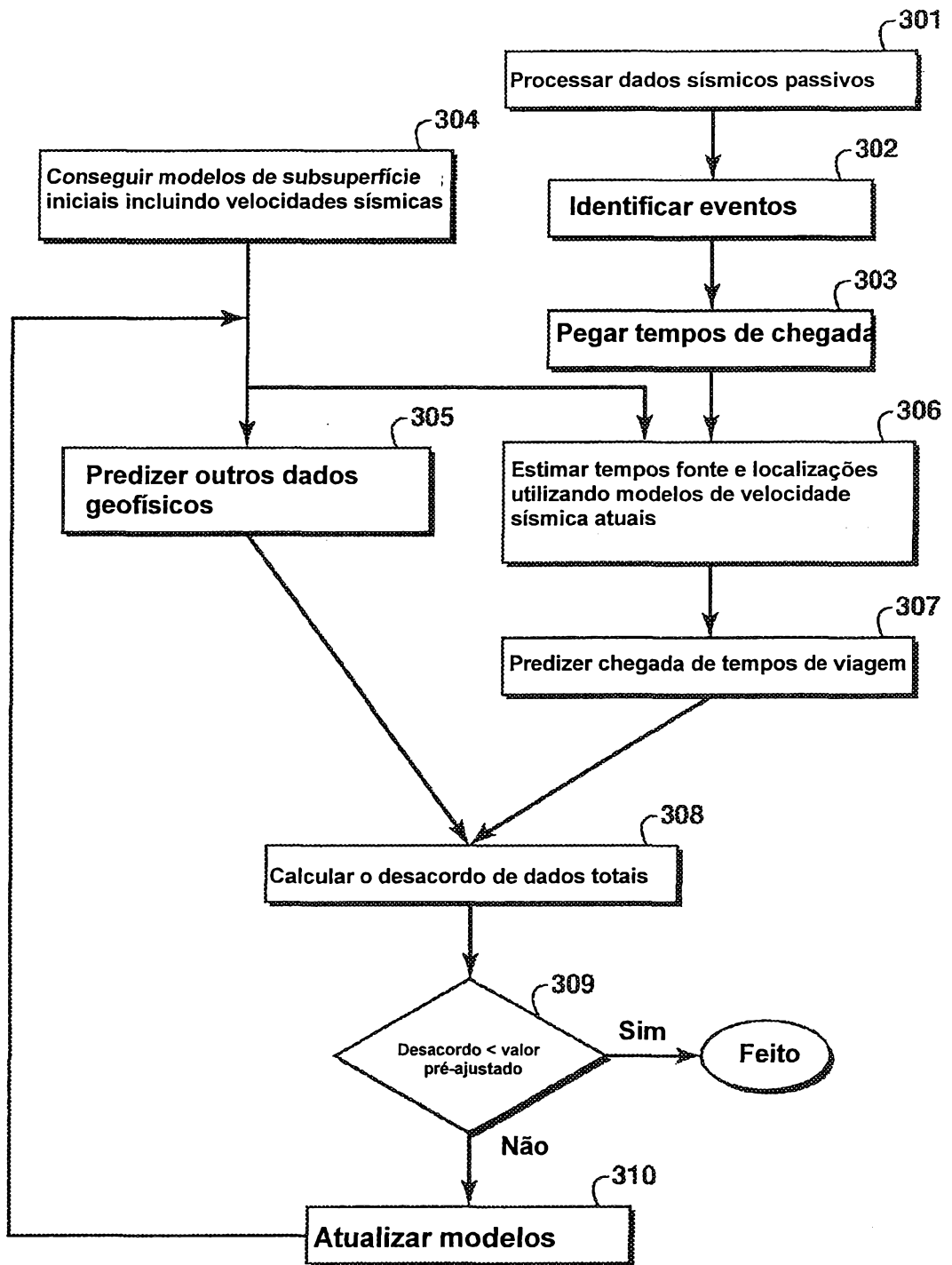


FIG. 3

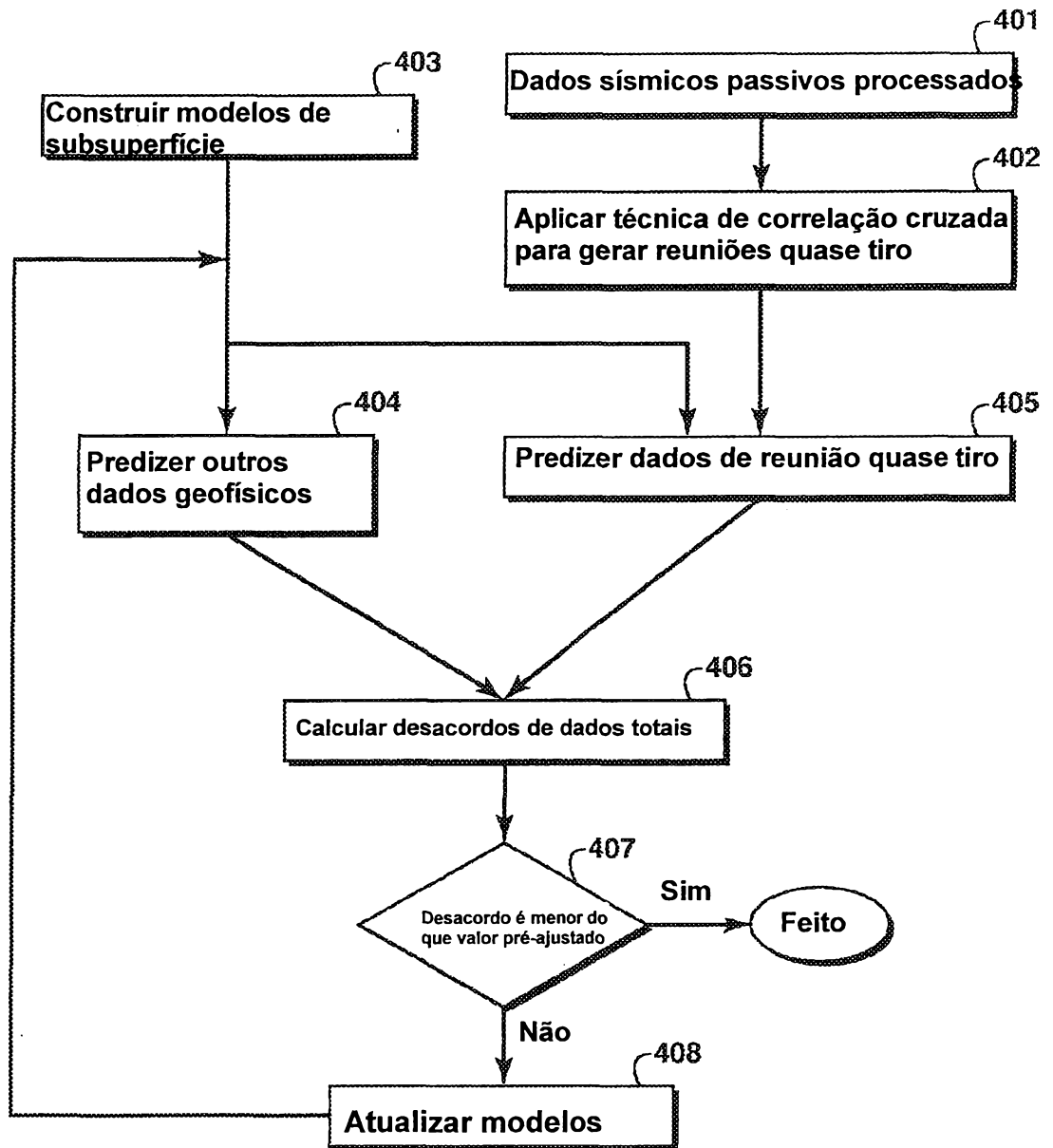


FIG. 4

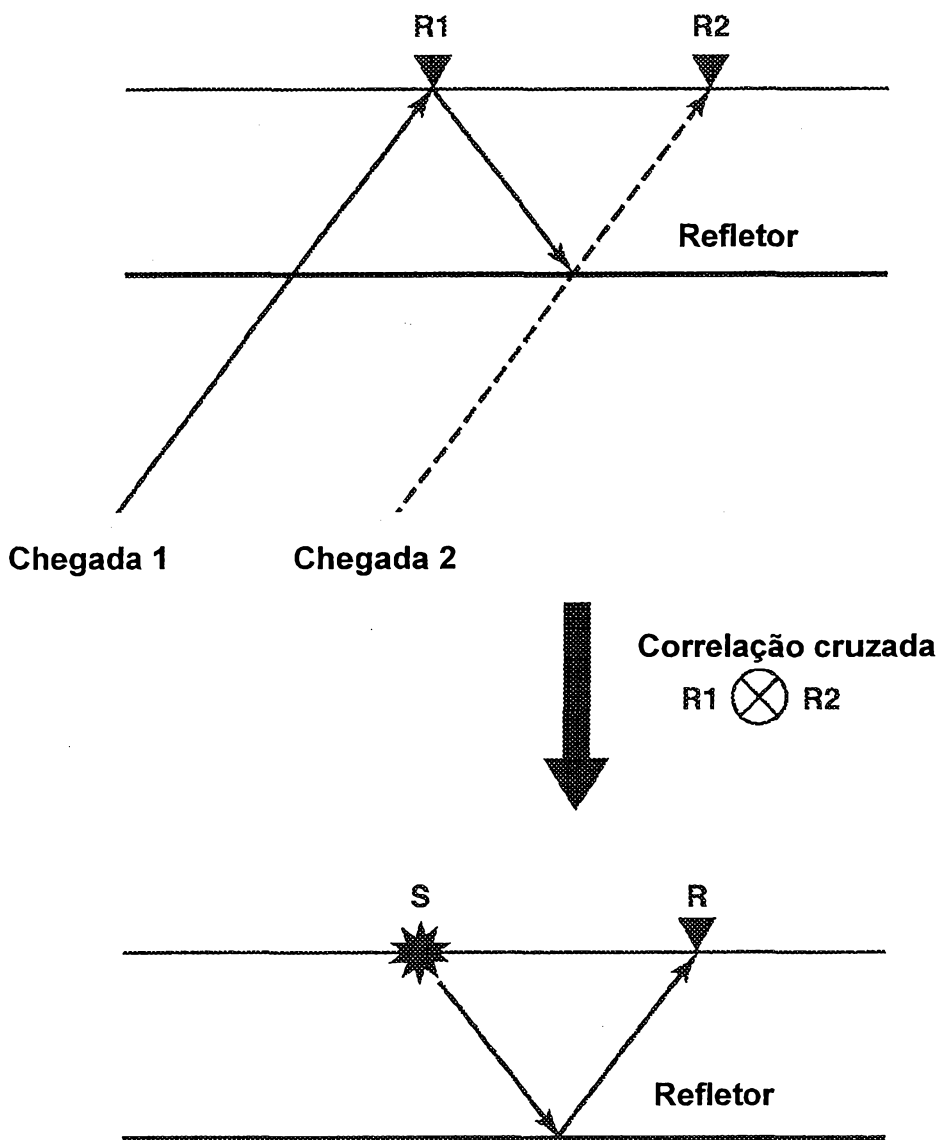


FIG. 5

Esboço do problema de inversão conjunta

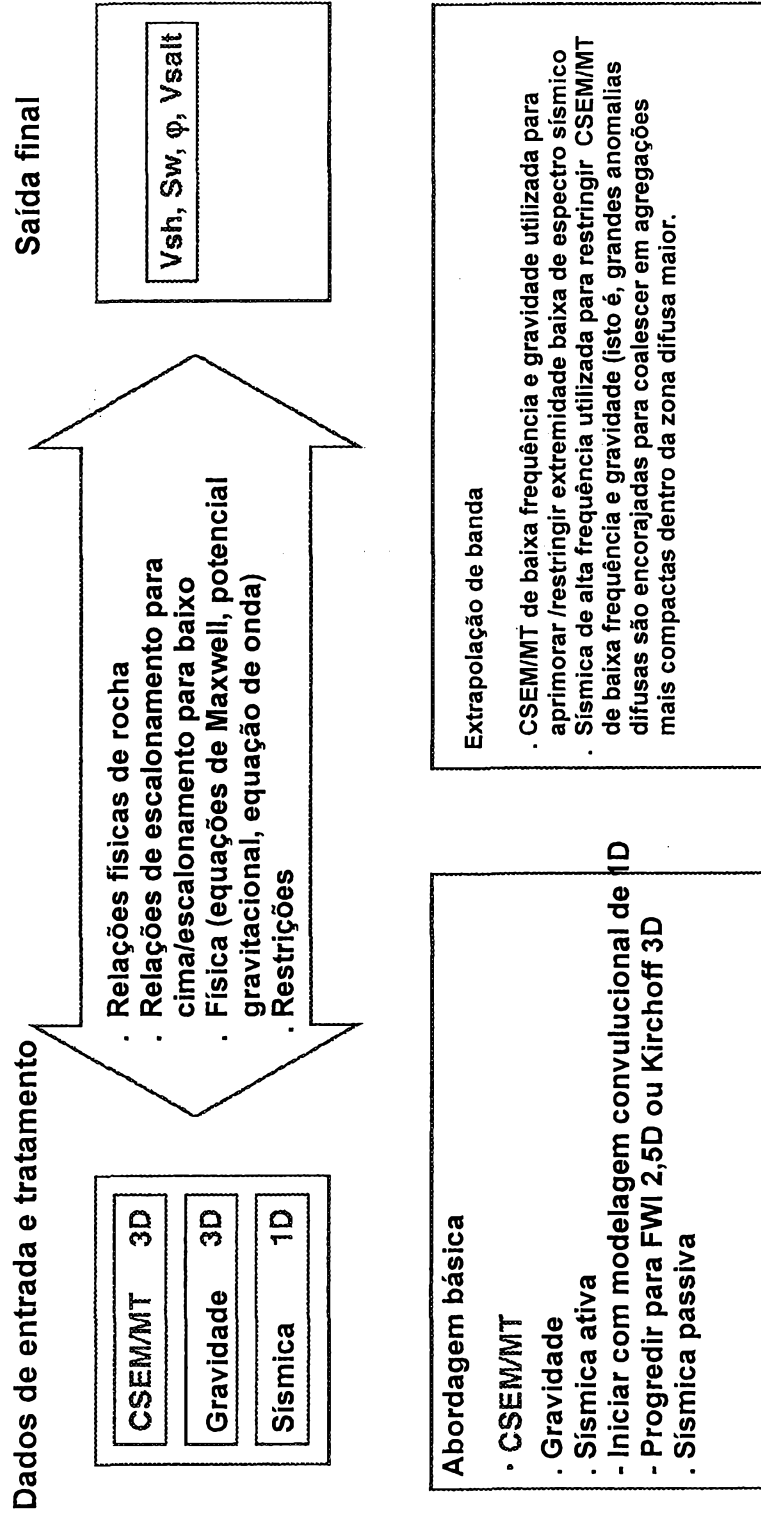


FIG. 6

Atualizar grades de inversão por meio de gradientes

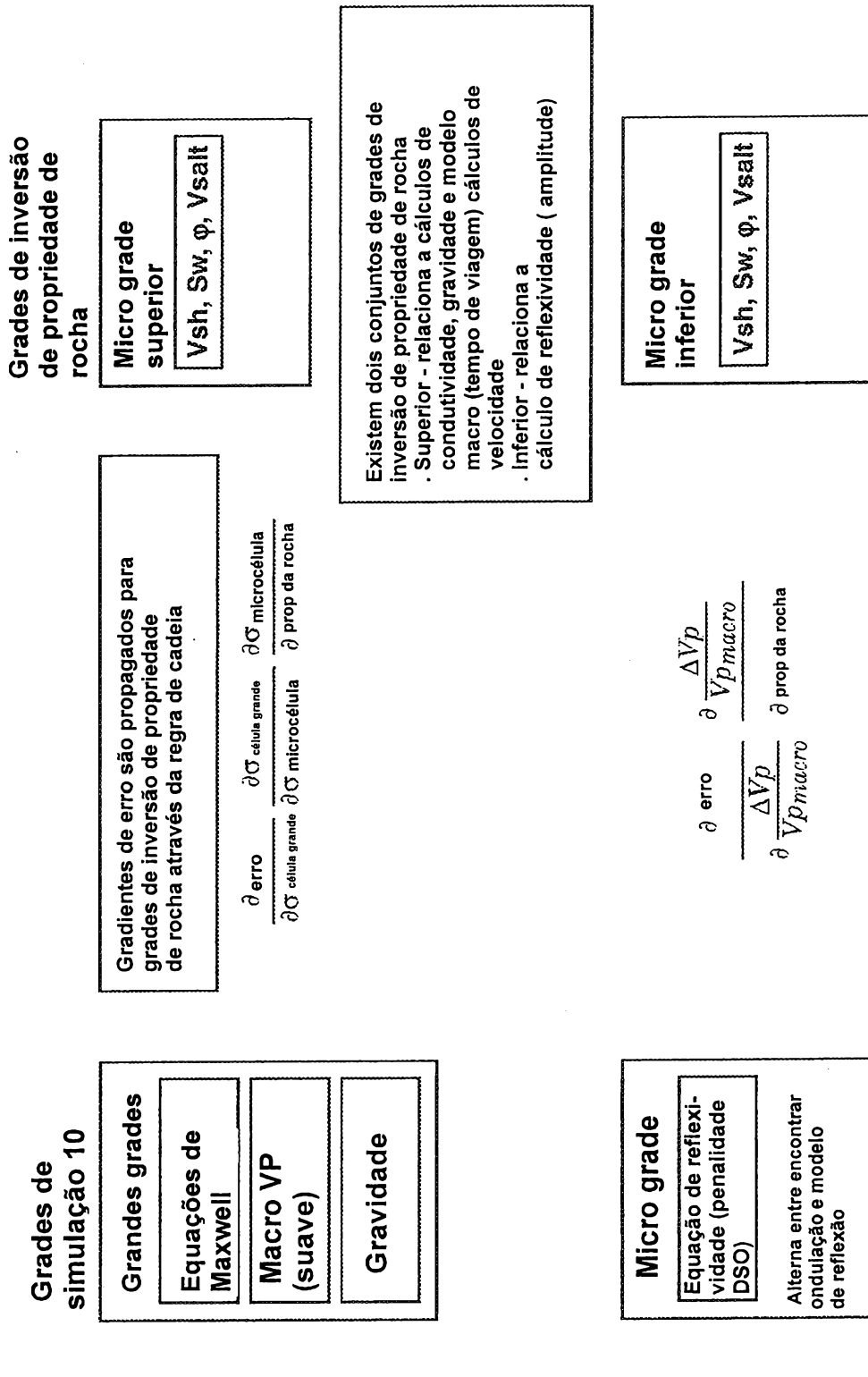


FIG. 7

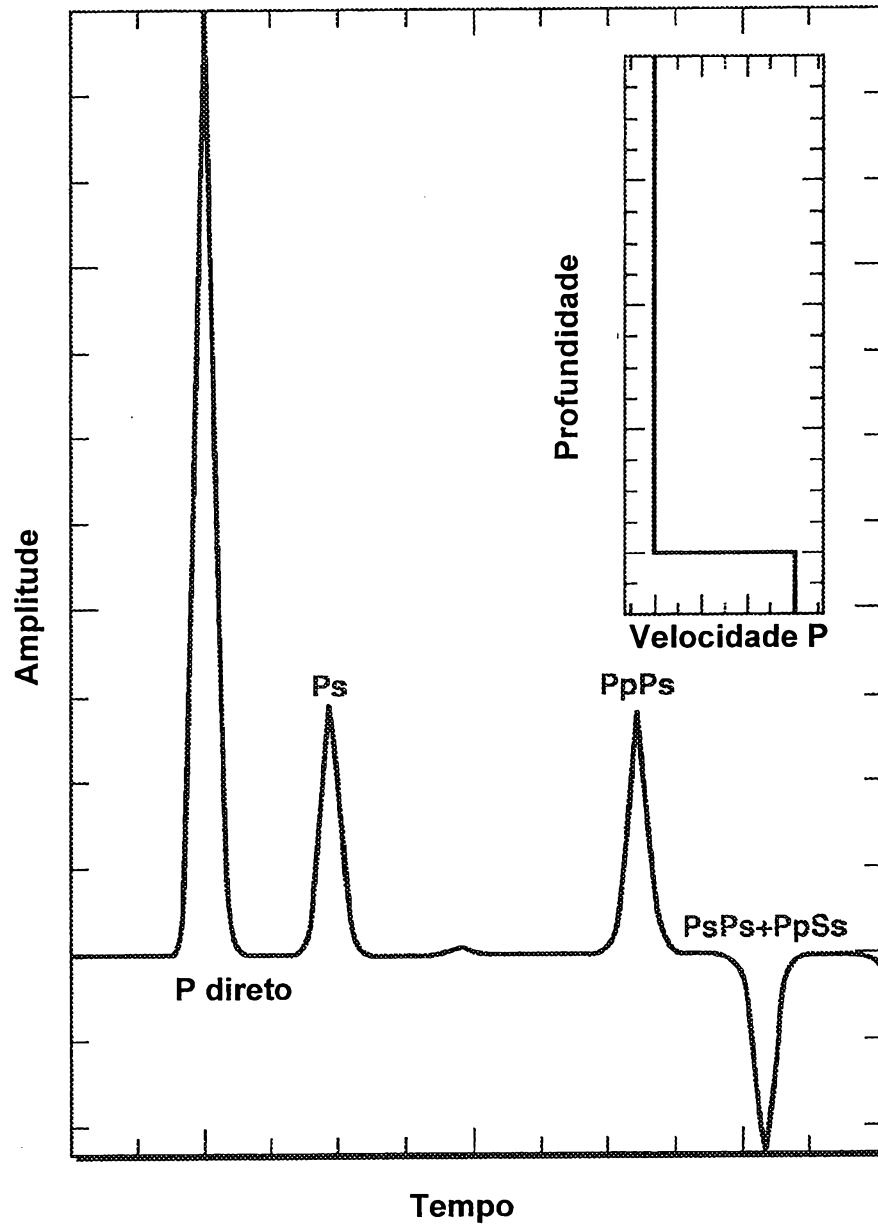


FIG. 8

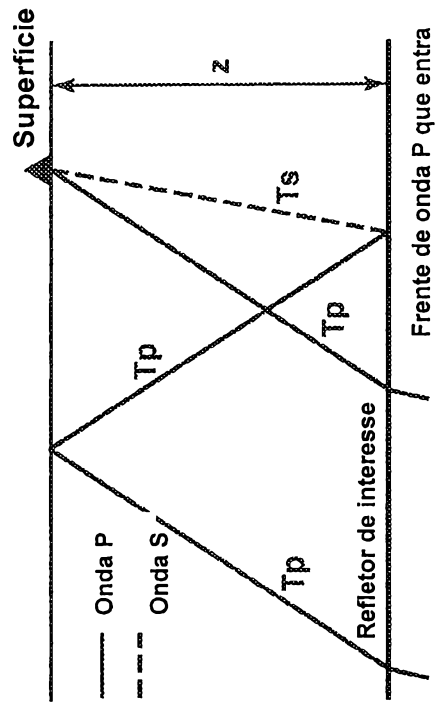


FIG. 9B

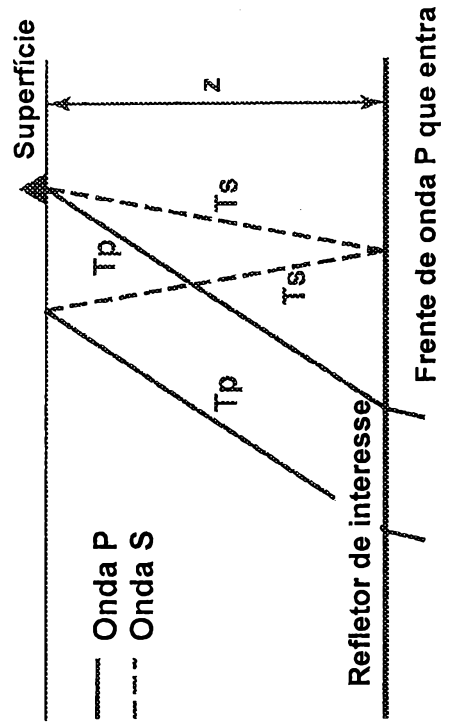


FIG. 9D

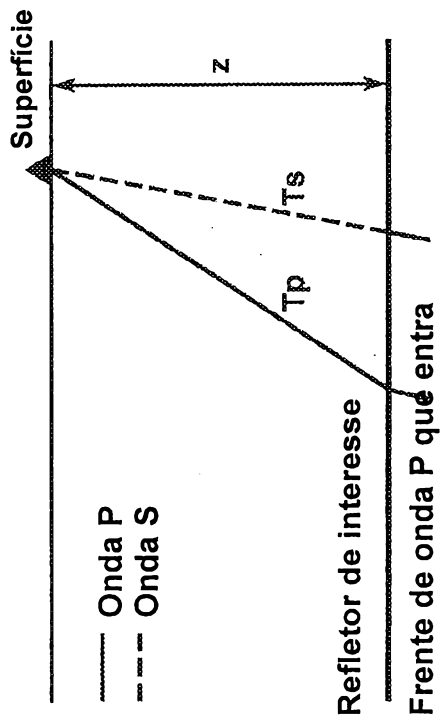


FIG. 9A

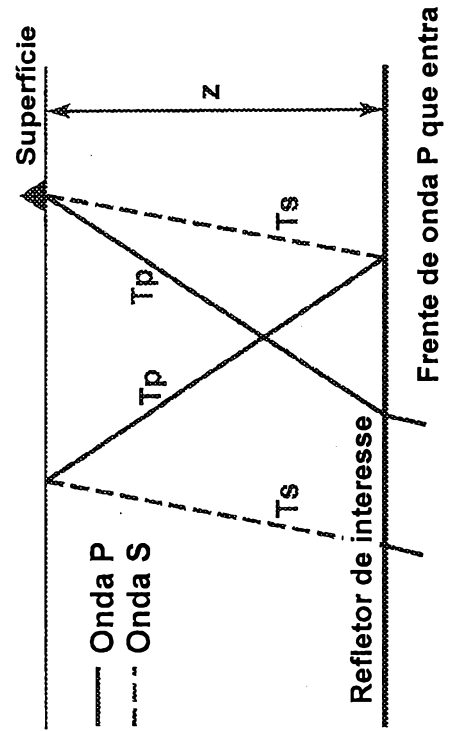


FIG. 9C

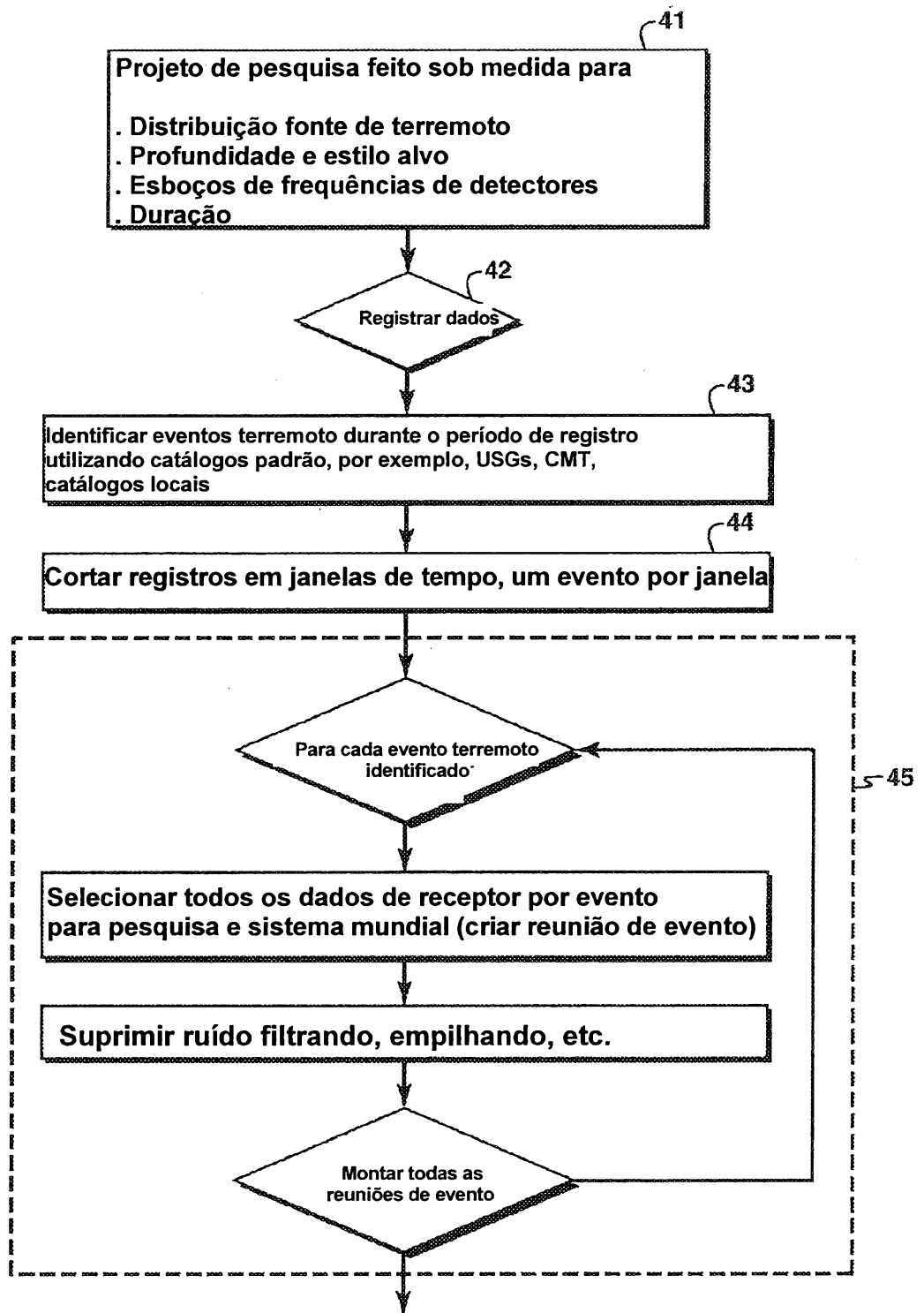


FIG. 10

FIG. 10A

FIG. 10B

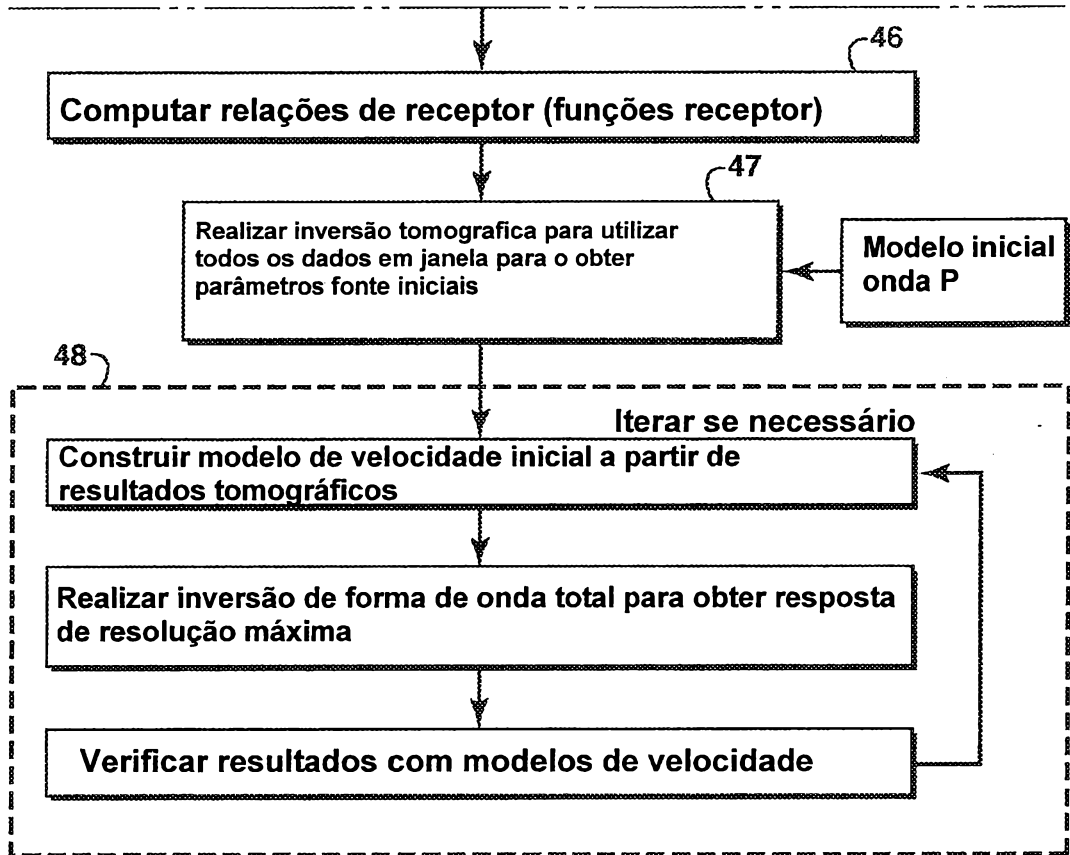


FIG. 10B

Cobertura de raio para onda P - exemplo rasos

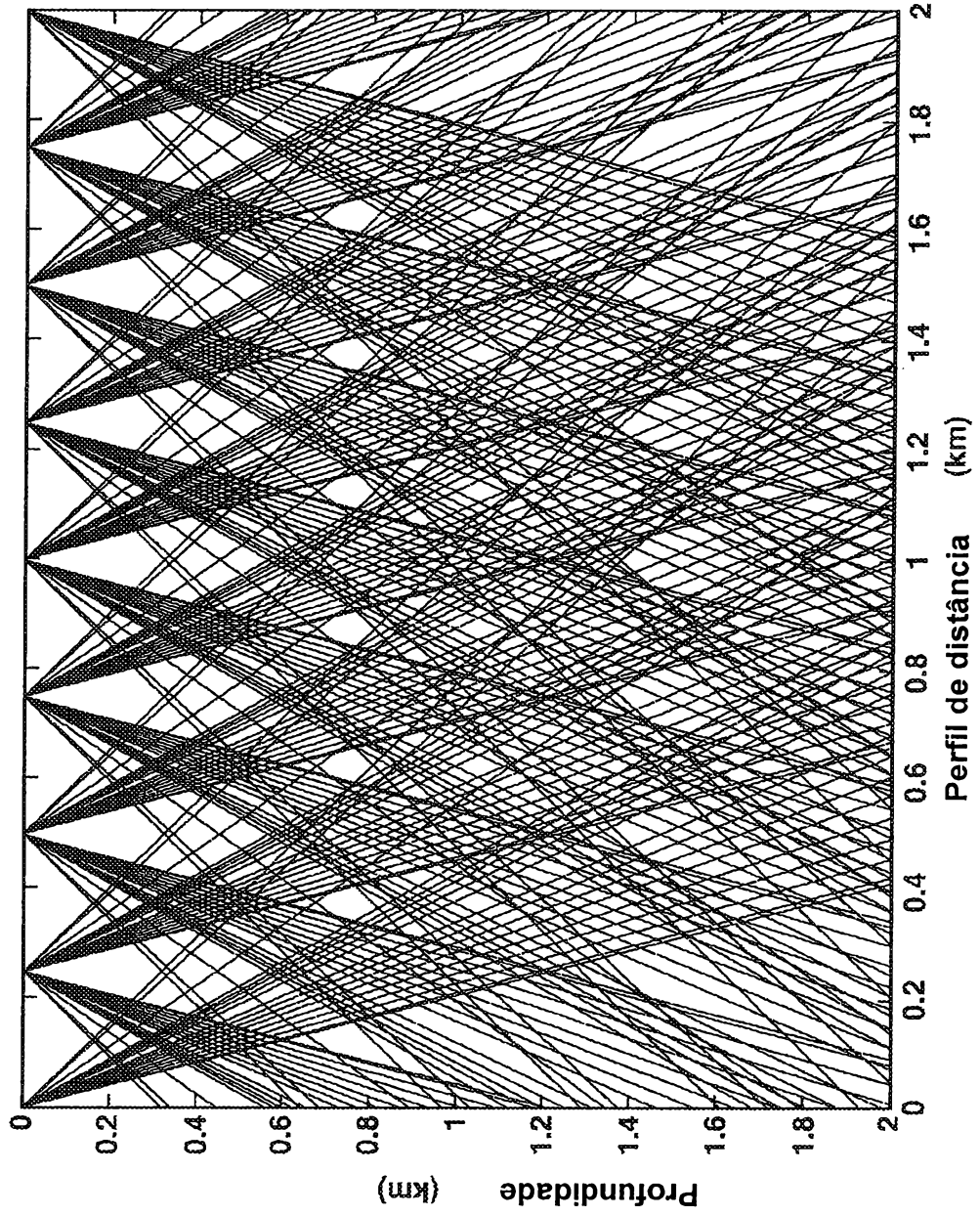


FIG. 11

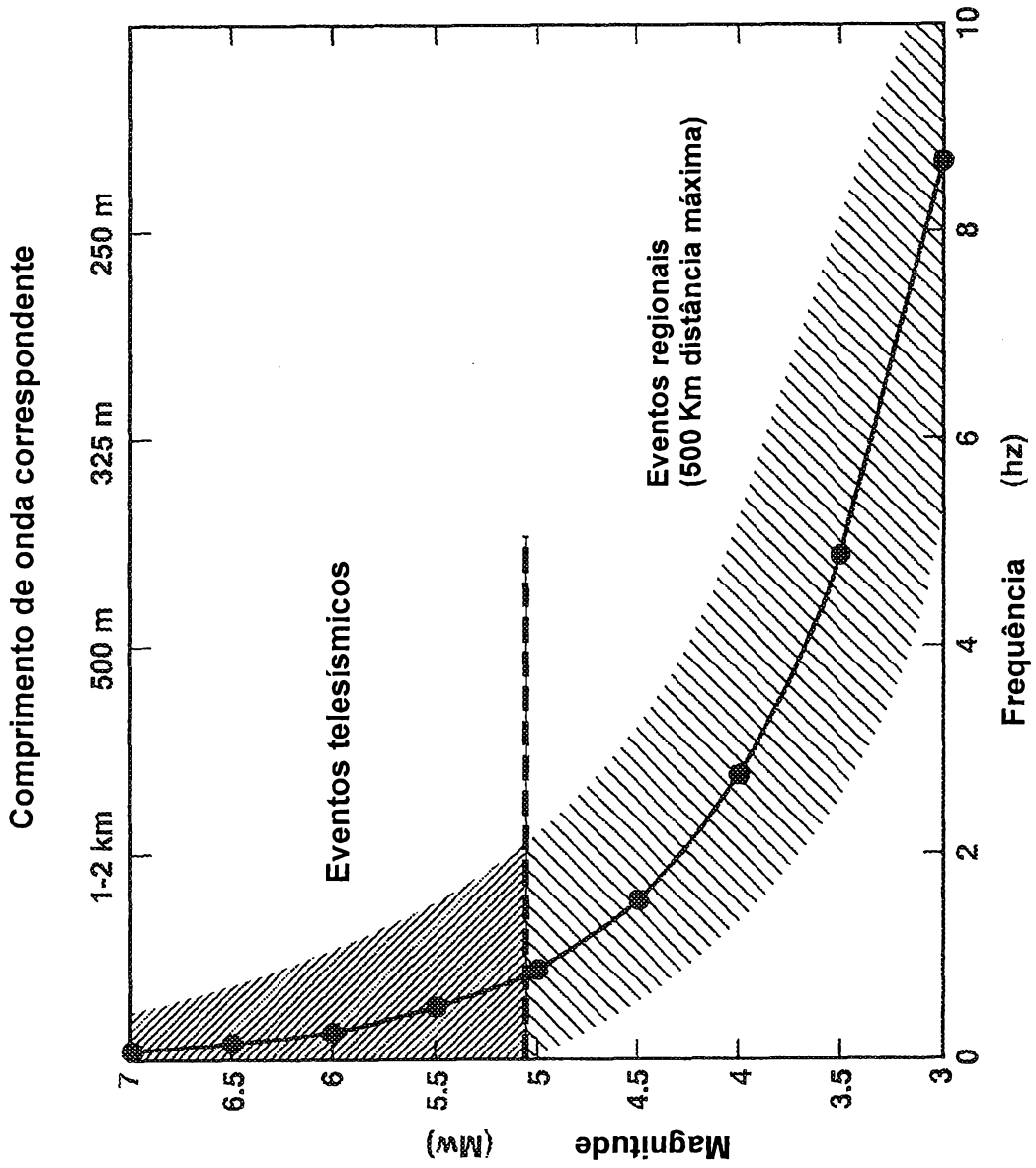


FIG. 12

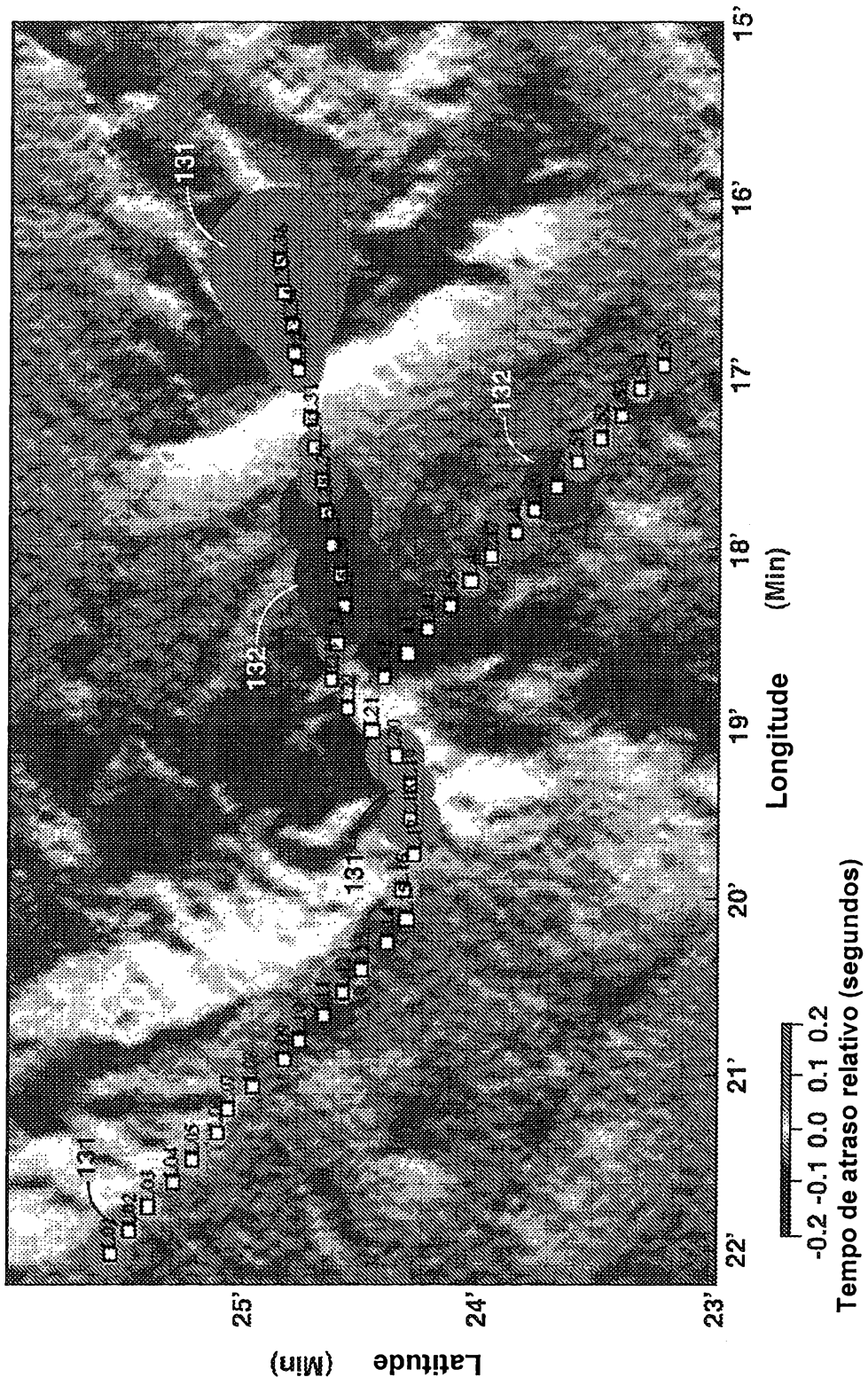
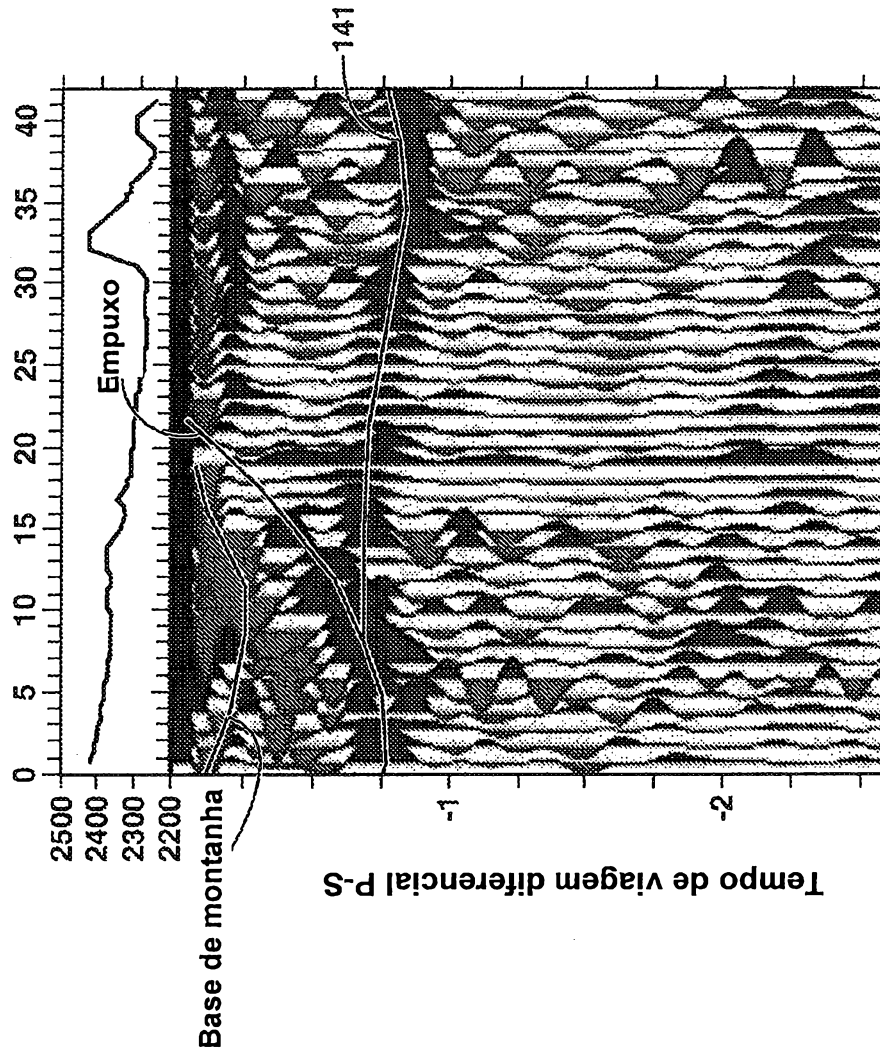


FIG. 13



Número da estação

FIG. 14