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

(11) BR 112012006931-4 B1

(22) Data do Depósito: 04/10/2010

(45) Data de Concessão: 15/02/2022

(54) Título: MÉTODO DE EXPLORAÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO INTERIOR DE VOLUME PREDETERMINADO DA TERRA CONTENDO CARACTERÍSTICAS ESTRUTURAIS E ESTRATIGRÁFICAS CONDUCENTES À GERAÇÃO, MIGRAÇÃO, ACUMULAÇÃO OU PRESENÇA DOS REFERIDOS HIDROCARBONETOS

(51) Int.Cl.: G01V 1/28.

(30) Prioridade Unionista: 02/10/2009 US 61/248,222.

(73) Titular(es): BP CORPORATION NORTH AMERICA INC..

(72) Inventor(es): UWE ALBERTIN; OLE JORAN ASKIM; MARIANA GHERASIM.

(86) Pedido PCT: PCT US2010051321 de 04/10/2010

(87) Publicação PCT: WO 2011/041782 de 07/04/2011

(85) Data do Início da Fase Nacional: 28/03/2012

(57) Resumo: Métodos de Exploração de Hidrocarbonetos no Interior de Volume Predeterminado da Terra Contendo Características Estruturais e Estratigráficas Conducentes à Geração, à Migração, à Acumulação ou à Presença dos Referidos Hidrocarbonetos. De acordo com um aspecto preferido da presente invenção, é aqui proporcionado um sistema e um método para estender a análise de iluminação de equação de onda de desvio zero ou empilhada num domínio de reunião de ângulos, em que ele se torna uma ferramenta apropriada para avaliar os efeitos de sobrecargas complexas sobre a resposta de AVA. Um método preferido para fazer isto envolve primeiro criar uma reunião de ângulos que tem uma resposta de AVA perfeita (isto é, uma amplitude constante como função de ângulo). Esta reunião é, então, de preferência, usada como um mapa de refletividade que é alimentado num processo de migração que cria dados modelados que por construção levam com eles uma assinatura de refletividade completamente plana. A migração deste conjunto de dados resulta, então, numa reunião sobre a qual qualquer variação de amplitude tem mais probabilidade de ser uma medida dos efeitos de iluminação sozinhos. A assinatura de AVA resultante sobre a reunião pode, então, ser usada para avaliar a validade da resposta de (...).

“MÉTODO DE EXPLORAÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO INTERIOR DE VOLUME PREDETERMINADO DA TERRA CONTENDO CARACTERÍSTICAS ESTRUTURAIS E ESTRATIGRÁFICAS CONDUCENTES À GERAÇÃO, MIGRAÇÃO, ACUMULAÇÃO OU PRESENÇA DOS REFERIDOS HIDROCARBONETOS”

RELATÓRIO DESCRITIVO

Caso Relacionado

[001] Este Pedido reivindica o benefício do Pedido de Patente Provisional US, número de série 61/248.222, depositado em 2 de outubro de 2009, e incorpora o dito pedido provisional para referência em sua exposição como se completamente exposto neste ponto.

Campo Técnico

[002] Esta invenção se refere à matéria geral de exploração sísmica e, em particular, a métodos para estimar sinais sísmicos e outros que são representativos da subsuperfície em áreas de complexa estrutura de subsuperfície.

Antecedentes da Invenção

[003] Uma prospecção sísmica representa uma tentativa para formar imagens ou mapear a subsuperfície da terra por enviar energia sonora para baixo para dentro do solo e registrar os “ecos” que retornam a partir das camadas rochosas abaixo. A fonte de a energia sonora que se desloca para baixo poderia provir, por exemplo, de explosões ou vibradores sísmicos sobre a terra ou canhões de ar nos ambientes marinhos. Durante uma prospecção sísmica, a fonte de energia é colocada em vários locais próximos à superfície da terra acima

de uma estrutura geológica de interesse. Cada vez em que a fonte é ativada, ela gera um sinal sísmico que se desloca para baixo através da terra, é refletido, e, em seu retorno, é registrado em uma grande quantidade de muitos locais na superfície. Múltiplas combinações de fonte / registro são então combinadas para criar um perfil aproximadamente contínuo da subsuperfície que pode se estender por muitas milhas. Em uma prospecção sísmica bidimensional (2D), os locais de registro são geralmente estabelecidos ao longo de uma única linha, enquanto em uma prospecção tridimensional (3D) os locais de registro são distribuídos através da superfície em um padrão de grade. Em termos mais simples, uma linha sísmica de 2D pode ser imaginada como proporcionando uma imagem em seção transversal (fatia vertical) das camadas da terra como elas existem diretamente embaixo dos locais de registro. Uma prospecção em 3D produz um "cubo" ou volume de dados que é, pelo menos conceitualmente, uma imagem em 3D da subsuperfície que está situada embaixo da área de prospecção. Na realidade, todavia, ambas as prospecções em 2D e 3D interrogam algum volume da terra situando-se embaixo da área coberta pela prospecção.

[004] Uma prospecção sísmica é composta de um número muito grande de registros ou traços sísmicos individuais. Em uma típica prospecção em 2D, existirão usualmente várias dezenas de milhares de traços, enquanto em uma prospecção em 3D o número de traços individuais pode se estender para os múltiplos de milhões de traços. O Capitulo 1, páginas 9 - 89, de '*Processamento de Dados Sísmicos*' ('*Seismic Data Processing*') por Ozdogan Yilmaz, Society of Exploration Geophysicists, 1987, contém informação geral que se relaciona com o convencional processamento em 2D e esta exposição é incorporada aqui para referência. Informação de Antecedentes Gerais pertencendo à obtenção e processamento de dados de 3D pode ser encontrada no Capítulo 6, páginas 384-427, de Yilmaz, cuja exposição é também

incorporada aqui para referência.

[005] Um traço sísmico é um registro digital da energia acústica que se reflete a partir de heterogeneidades ou descontinuidades na subsuperfície, uma reflexão parcial que ocorre cada vez que existe uma alteração nas propriedades elásticas dos materiais de subsuperfície. As amostras digitais são usualmente obtidas a intervalos de 0,002 segundo (2 milissegundos ou “ms”), embora intervalos de amostragem de 4 milissegundos e 1 milissegundo também sejam comuns. Cada amostra discreta em um traço sísmico digital convencional é associada com uma amostragem discreta do campo de onda acústico refletido no tempo. Muitas variações do arranjo fonte-receptor convencional são usadas na prática, por exemplo, prospecções de VSP (perfis sísmicos verticais), prospecções de fundo do oceano etc. Ainda, o local de superfície de cada traço em uma prospecção sísmica é cuidadosamente trilhado e é geralmente feito uma parte do traço propriamente dito (como parte da informação de cabeçalho de traço). Isto permite que a informação sísmica contida dentro dos traços seja posteriormente correlacionada com locais de superfície e subsuperfície específicos, provendo assim um meio para postagem e contorno de dados sísmicos - e atributos extraídos dos mesmos - em um mapa (isto é, “mapeamento”).

[006] Os dados em uma prospecção em 3D são responsáveis para a observação em um número de diferentes maneiras. Primeiro, “fatias de tempo constantes” horizontais podem ser tomadas extraídas a partir de um volume sísmico empilhado ou não empilhado por coleta de todas das amostras digitais que refletem a partir de um dado local de subsuperfície depois de correção dessas amostras para os efeitos de propagação acústica. Esta operação resulta em um plano de 2D horizontal de dados sísmicos. Por animação de uma série de planos de 2D é possível para o interpretador se deslocar através do volume, dando

a impressão que sucessivas camadas estão sendo arrancadas de forma que a informação que está situada por debaixo pode ser observada. Similarmente, um plano vertical de dados sísmicos pode ser tomado em um azimute arbitrário através do volume por coleta de e exibição dos traços sísmicos que estão situados ao longo de uma linha particular. Esta operação, com efeito, extrai uma linha sísmica de 2D individual a partir de dentro do volume de dados de 3D. Deve ser também notado que um conjunto de dados de 3D pode ser imaginado como sendo feito de um conjunto de dados de 5D que foi reduzido em dimensionalidade por empilhamento dele em uma imagem de 3D. As dimensões são tipicamente tempo (ou profundidade “z”), “x” (por exemplo, Norte-Sul), “y” (por exemplo, Leste-Oeste), deslocamento entre fonte-receptor na direção x, e deslocamento entre fonte-receptor na direção y. Embora os exemplos dados aqui possam focar sobre os casos em 2D e 3D, a extensão do processo para quatro ou cinco dimensões é simples.

[007] Dados sísmicos que foram apropriadamente obtidos e processados podem prover uma riqueza de informação para o explorador, um dos indivíduos dentro de uma empresa de petróleo cuja tarefa da mesma é a de localizar sítios de perfuração potenciais. Por exemplo, um perfil sísmico fornece ao explorador uma ampla visão da estrutura de subsuperfície das camadas rochosas e frequentemente revela importantes características associadas com o aprisionamento e armazenamento de hidrocarbonetos, tais como falhas, dobras, anticlíneos, desconformidades, e cúpulas e recifes de sal de subsuperfície, dentre muitas outras. Durante o processamento por computador de dados sísmicos, estimativas de velocidades de rocha subsuperficial são rotineiramente geradas e heterogeneidades próximas à superfície são detectadas e exibidas. Em alguns casos, dados sísmicos podem ser usados para estimar diretamente porosidade de rocha, saturação de água, e teor de hidrocarboneto. Menos obviamente,

atributos de forma de onda sísmica, tais como fase, amplitude de pico, relação entre pico e vale, e uma série de outros, podem frequentemente ser empiricamente correlacionados com conhecidas ocorrências de hidrocarboneto e esta correlação aplicada a dados sísmicos coletados sobre novos alvos de exploração.

[008] Muitas variações do arranjo fonte-receptor convencional são usadas na prática, por exemplo, prospecções de VSP (perfil sísmico vertical), prospecções de fundo do oceano etc.

[009] Os atributos sísmicos, tais como análises de amplitude *versus* deslocamento ("AVO") ou de amplitude *versus* ângulo de incidência ("AVA") podem produzir importante informação acerca dos conteúdos de formações rochosas subsuperficiais. Embora hidrocarbonetos não possam geralmente ser observados diretamente na subsuperfície usando sísmica, variações em refletividade com ângulo de incidência foram crescentemente usadas como um atributo ou indicador da presença de gás na subsuperfície. Ver, por exemplo, Castagna e Swan, "*Principles of AVO Crossplotting*", The Leading Edge, abril de 1997, cuja exposição é incorporada aqui para referência. Todavia, alvos mais profundos impõem um número de problemas para essa tecnologia, não menos da que é relacionada com a distorção que pode ser introduzida pela estrutura de subsuperfície e/ou os métodos de processamento que são usados para formar a imagem desta estrutura.

[0010] Um dos aspectos principais no contínuo desenvolvimento dessas áreas de complexa geologia é o bom planejamento, que frequentemente deve ser feito nas configurações geológicas onde a obtenção de boas imagens sísmicas pode ser um desafio. Uma vez que AVA é frequentemente usada para determinar o potencial para o local de poço, quaisquer irregularidades na resposta de AVA devidas à

iluminação acústica desuniforme resultando de depósitos estéreis complexos introduzem substancial risco na análise de AVA e poderiam afetar bem adversamente a colocação de poço.

[0011] A formação de imagem da subsuperfície em regiões de complexa estrutura é problemática porque o campo de onda sísmico pode ser distorcido significantemente quando ele passa através de tal complexidade. De particular interesse para a finalidade da presente exposição é formação de imagens na presença de sal de subsuperfície. Prospecções sísmicas que incluem características de sal de subsuperfície (por exemplo, cúpulas de sal) podem produzir dado que é marcado por iluminação desuniforme dos refletores abaixo do sal (ou outra estrutura). Isto, por sua vez, pode fazer com que as análises do tipo de AVA sejam difíceis de serem interpretadas e/ou simplesmente duvidosas. No caso de uma cúpula de sal, a distorção no campo de onda é causada pelo grande contraste de velocidade entre sal e a rocha circundante (isto é, o sal tipicamente tem uma velocidade sísmica que é muito maior que aquela das rochas sedimentares circundantes). Este contraste de velocidade resulta em grandes quantidades de encurvamentos de raio e raios que são normais ao refletor-alvo tenderão a passar de forma crítica na interface de sal de sedimento. Métodos de formação de imagens sísmicas convencionais não compensam apropriadamente esta iluminação desuniforme, que pode distorcer as amplitudes de traço observadas e pode tornar duvidosa a análise de AVO/AVA.

[0012] Assim, o que é necessário é um método de compensar coletas sísmicas para irregularidades de iluminação causadas pela estrutura, os efeitos do espaço disponível de obtenção, e efeitos de propagação de onda em áreas estruturais complexas enquanto simultaneamente preservando A assinatura de refletividade de AVA.

[0013] Até agora, como é bem conhecido nas artes de processamento sísmico e interpretação sísmica, existiu uma necessidade de um método de obtenção de melhores estimativas do efeito de AVA em áreas com uma estrutura geológica complexa da subsuperfície. Por conseguinte, deve ser, agora, reconhecido, como foi reconhecido pelo presente inventor, que existe, e tem existido por algum tempo, uma necessidade muito real de um método de processamento de dados sísmicos que abordaria e solucionaria os problemas acima descritos.

[0014] Antes de prosseguir com a descrição da presente invenção, todavia, deve ser notado e relembrado que a descrição da invenção que segue, conjuntamente com os desenhos anexos, não deve ser entendida como limitando a invenção aos exemplos (ou modalidades preferidas) mostrados e descritos. Isto é assim porque aqueles especializados na técnica à qual invenção pertence serão capazes de conceber outras formas desta invenção dentro do âmbito das Reivindicações anexas.

Sumário da Invenção

[0015] De acordo com um aspecto preferido da presente invenção, é provido aqui um sistema e método para estender análise de iluminação de deslocamento zero ou de equação de onda empilhada para o domínio de agrupamento de ângulos, onde ele se torna uma ferramenta eficaz para avaliar os efeitos de depósitos estéreis complexos sobre resposta de AVA. Um método preferido para realizar isto envolve primeiro criar um agrupamento de ângulos (ver, por exemplo, a USPN 4.646.239, cuja exposição é incorporada para referência) que tem uma perfeita resposta de AVA (isto é, uma amplitude constante como uma função do ângulo).

[0016] Este agrupamento é então preferivelmente usado como um

mapa de refletividade que é usado em um processo de desfiguração ou modelagem da saída a partir da qual é modelado dado que, por construção, porta com ele próprio uma assinatura de refletividade completamente plana. “Desfiguração” é um processo pelo qual um conjunto de dados migrado pela profundidade é usado para calcular uma estimativa de uma seção de deslocamento comum original, a partir da qual ela poderia ter sido obtida. Note que para finalidades da presente exposição, os termos “modelagem” e “modelagem de refletor unitário” devem ser entendidos para ser um processo pelo qual um conjunto de dados sísmicos sintético é produzido a partir de um modelo da terra porta uma assinatura de refletividade plana (isto é, uma na qual não existe nenhuma variação em amplitude de reflexão com ângulo de incidência variável).

[0017] Note que esta definição deve ser amplamente interpretada para incluir o tipo de refletor de amplitude unitária discutido acima, bem como modelos são gerados que onde refletores de densidade são usados na modelagem de tempo de duas vias acústica.

[0018] Aqueles de conhecimento comum na técnica irão reconhecer que o adjunto do operador de migração pode ser definido como desfiguração. Naturalmente, a operação de desfiguração pode ser usada para converter uma seção migrada em profundidade em um conjunto de dados de domínio de tempo que se aproxima aos dados obtidos originais.

[0019] Assim, a reemigração de um conjunto de dados desmigrado ou modelado produzido de acordo com a presente invenção então produz um agrupamento sobre o qual qualquer variação de amplitude é mais provável que seja uma medida de efeitos de iluminação sozinhos. A assinatura de AVA resultante sobre o agrupamento pode então ser usada para ajudar a distinguir se variação de amplitude sobre os

agrupamentos de ângulo é devida aos efeitos de iluminação durante a propagação, ou propriedades de rocha atuais. Esta proposta também preferivelmente produz uma análise de confiança de AVA que pode ajudar o explorador a determinar quando as assinaturas de AVA são relativamente livres dos efeitos de iluminação.

[0020] O precedente delineou em termos amplos as características mais importantes da invenção exposta aqui de forma que a descrição detalhada que segue pode ser mais claramente entendida, e de forma que a contribuição do presente inventor à técnica pode ser mais bem tida em consideração. A presente invenção não deve ser limitada, em sua aplicação, aos detalhes da construção e aos arranjos dos componentes expostos na seguinte descrição ou ilustrados nos desenhos. Ao contrário, a invenção é capaz de outras modalidades e de ser praticada e executada de várias outras maneiras não especificamente enumeradas aqui. Finalmente, deve ser entendido que a fraseologia e terminologia empregadas aqui são para a finalidade de descrição e não devem ser consideradas como limitativas, a menos que a especificação limite especificamente a invenção.

Breve Descrição dos Desenhos

[0021] Outros objetivos e vantagens da invenção tornar-se-ão evidentes na leitura da seguinte descrição detalhada e na referência aos desenhos, nos quais:

[0022] A **FIG. 1** ilustra o ambiente geral da presente invenção;

[0023] A **FIG. 2** ilustra uma sequência de processamento sísmico apropriado para uso com a presente invenção;

[0024] A **FIG. 3** contém uma ilustração esquemática de como a presente invenção poderia ser usada em uma configuração de

exploração;

[0025] A **FIG. 4** é uma lógica de operação preferida, apropriada para uso com a presente invenção;

[0026] A **FIG. 5** é uma continuação da lógica de operação preferida a partir da Figura 4 com detalhes adicionais com relação ao enlace de retro projeção;

[0027] As **FIGS. 6A-6C** contêm uma representação esquemática do processo de migração/desfiguração/modelagem da presente invenção.

Descrição Detalhada

[0028] Embora esta invenção seja susceptível de modalidade em muitas formas diferentes, são mostradas nos desenhos e serão descritas daqui em diante, em detalhe, algumas modalidades específicas da presente invenção. Deve ser entendido, todavia, que a presente exposição deve ser considerada uma exemplificação dos princípios da invenção e não pretende limitar a invenção às modalidades ou algoritmos específicos aqui descritos.

Ambiente Geral da Invenção

[0029] A Figura 1 ilustra o ambiente geral em que a presente invenção seria tipicamente usada. Uma prospecção sísmica é projetada em 110 pelo explorador para cobrir uma área de interesse econômico. Os parâmetros de obtenção de campo (por exemplo, espaçamento de tiro, espaçamento de linha, dobra etc.) são tipicamente selecionados em conjunção com esta etapa, embora seja comum modificar os parâmetros de projeto ideais ligeiramente (ou substancialmente) no campo para acomodar as realidades de condução da prospecção.

[0030] Os dados sísmicos são coletados no campo 120 sobre um alvo de subsuperfície de potencial importância econômica e são

tipicamente enviados em seguida para um centro de processamento 150 onde eles serão processados para uso na exploração. Em alguns casos, pode ser feito algum processamento de dado inicial realizado no campo e isto está se tornando mais comum e possível dada à capacidade de computação que é disponível às equipes de campo.

[0031] No centro de processamento, uma variedade de processos preparatórios 130 é aplicada aos traços sísmicos para torná-los prontos para uso pelos métodos expostos daqui em diante. Os traços processados seriam então disponibilizados para uso pela presente invenção e poderiam ser armazenados, somente a título de exemplo, em disco rígido, fita magnética, disco magneto-óptico, disco DVD, ou outros dispositivos de armazenamento em massa.

[0032] Os métodos expostos aqui seriam mais bem implementados na forma de um programa de computador 140 que foi carregado em um computador programável de finalidade geral150 onde ele é acessível por um interpretador ou processador sísmico. Note que um computador de finalidade geral 150 iria tipicamente incluir, em adição a unidades de processamento central e estações de trabalho, computadores que provêm computações paralelas e maciçamente paralelas, em que a carga computacional é distribuída entre dois ou mais processadores. Como é também ilustrado na Figura 1, no arranjo ilustrado algum tipo de modelo digitalizado de zona de interesse 160 pode ser especificado pelo usuário e provido como alimentação para o programa de computador de processamento. No caso de uma seção sísmica em 3D, o modelo de zona de interesse 160 iria tipicamente incluir especificidades quanto à extensão e espessura laterais (que poderiam ser variáveis e poderiam ser medidas no tempo, profundidade, frequência etc.) de um alvo de subsuperfície. Os meios exatos pelos quais tais zonas criadas, captadas, digitalizadas, armazenadas e posteriormente lidas durante

execução do programa não são importantes para a presente invenção e aqueles especializados na técnica irão reconhecer que isto poderia ser feito em qualquer número de maneiras.

[0033] Um programa 140 incorporando a presente invenção poderia ser transportado para o computador que deve executá-lo por meio de, por exemplo, um disco flexível, um disco magnético, uma fita magnética, um disco magneto-óptico, um disco óptico, um CD-ROM, um disco DVD, um cartão RAM, RAM flash, um cartão RAM, um chip PROM, ou carregado sobre uma rede. Em um ambiente de processamento tipicamente sísmico, os métodos da presente invenção seriam tornados parte de um maior pacote de módulos de software, que é projetado para realizar muitas das etapas de processamento listadas na Figura 2. Depois do processamento pelos presentes métodos, os traços resultantes seriam então tipicamente classificados em agrupamentos, empilhados, e exibidos ou em um monitor de computador colorido de alta resolução 170 ou na forma de cópia impressa como uma seção ou um mapa sísmico impresso 180. O interpretador sísmico usaria então as imagens exibidas para assistir na identificação das características de subsuperfície conclusivas para a geração, migração, ou acumulação de hidrocarbonetos.

[0034] Como foi indicado previamente, a presente invenção será feita de preferência separada e incorporada numa sequência de processamento sísmico convencional do tipo geralmente descrito na Figura 2. Aqueles de conhecimento comum na técnica irão reconhecer que as etapas de processamento ilustradas na Figura 2 são somente amplamente representativas dos tipos de processos que poderiam ser aplicados a tais dados, e a escolha e ordem das etapas de processamento e os algoritmos particulares envolvidos podem variar marcantemente na dependência do processador sísmico individual, da

fonte de sinal (dinamite, vibrador etc.), do local de prospecção (terra, mar etc.) dos dados, da companhia que processa os dados etc.

[0035] Como uma primeira etapa, e como é geralmente ilustrada na Figura 2, uma prospecção sísmica de 2D ou 3D é conduzida sobre um volume particular da subsuperfície da terra (etapa 210). Os dados coletados no campo consistem de traços sísmicos não empilhados (isto é, não somados) que contêm informação digital representativa do volume da terra que está situado embaixo da prospecção. Métodos, pelos quais tais dados são obtidos e processados em uma forma apropriada para uso por processadores sísmicos e interpretadores são bem conhecidos por aqueles de conhecimento comum na técnica.

[0036] A finalidade de uma prospecção sísmica é a de obter uma coleção de traços sísmicos relacionados espacialmente sobre um alvo de subsuperfície de alguma importância econômica potencial. Dados que são apropriados para a análise pelos métodos expostos aqui poderiam consistir de, somente para finalidades de ilustração, uma linha sísmica de 2-D não empilhada, uma linha sísmica de 2-D não empilhada extraída de uma prospecção em 3D sísmica ou, preferivelmente, uma parte de 3D não empilhada de uma prospecção em 3D sísmica, ou uma prospecção em 4D ou 5D etc. A invenção exposta aqui é mais eficaz quando aplicada a um grupo de traços sísmicos que têm uma relação espacial subjacente com relação a alguma característica geológica subsuperficial. De novo, somente para finalidades de ilustração, a discussão que segue será baseada em termos de traços contidos em uma prospecção em 3-D (empilhados ou não empilhados, como garante a discussão), embora qualquer grupo de traços sísmicos instalado, relacionados espacialmente, possa ser concebivelmente usado.

[0037] Depois de os dados sísmicos serem obtidos (etapa 210), eles são tipicamente levados para um centro de processamento onde

algumas etapas de processamento iniciais ou preparatórias são aplicadas aos mesmos. Como é ilustrada na Figura 2, uma etapa prévia comum 215 é projetada para editar os dados sísmicos de entrada na preparação para o processamento subsequente (por exemplo, demux, recuperação de ganho, conformação de pequena onda, remoção de traço deficiente etc.). Isto poderia ser seguido pela especificação da geometria da prospecção (etapa 220) e armazenamento de número de tiro / receptor e um e um local de superfície como parte de cada cabeçalho de traço sísmico. Uma vez quando a geometria foi especificada, é costumeiro realizar uma análise de velocidade consistindo de análise de NMO se o processamento é processamento de tempo, ou NMO seguido por RMS para conversão de velocidade de intervalo, seguida por migração de profundidade e tomografia para obter um modelo de velocidade inicial para migração de profundidade.

[0038] Depois do processamento de pré-empilhamento inicial ser completado, é costumeiro condicionar o sinal sísmico sobre os traços sísmicos não empilhados antes da criação de volumes de dados empilhados (ou somados) (etapa 230). Na Figura 2, a etapa 230 contém uma típica sequência de processamento “Processamento de Sinal / Condicionamento / Formação de Imagens”, mas aqueles especializados na técnica irão reconhecer que muitos processos alternativos poderiam ser usados em lugar daqueles listados na figura. Em qualquer caso, a meta final do ponto de vista do explorador é a produção de um volume sísmico ou, no caso de dados de 2D, uma linha sísmica para uso na exploração para hidrocarbonetos dentro da subsuperfície da terra.

[0039] Em alguns arranjos preferidos, a presente invenção poderia ser mais bem utilizada em conexão com a etapa 230. Sendo isto dito, aqueles de conhecimento comum na técnica reconhecerão que existem muitos outros pontos em uma sequência de processamento típica que

poderia ser aperfeiçoada através do uso da presente invenção.

[0040] Como é ainda sugerido na Figura 2, qualquer amostra digital dentro de um volume sísmico é unicamente identificada por um vetor (X, Y, OFFSETX,OFFSETY,TIME), com as coordenadas de X e Y representando alguma posição sobre a superfície da terra, as coordenadas OFFSETX e OFFSEDADE especificando a distância entre fonte e receptor, e a coordenada de tempo medindo um tempo de chegada registrado dentro do traço sísmico (etapa 240). Para finalidades de especificidade, será assumido que a direção X corresponde à direção "em linha", e a medição Y corresponde à direção "linha transversal", pois os termos "em linha" e "linha transversal" são geralmente entendidos na técnica.Embora tempo seja uma unidade de eixo vertical preferida e mais comum, aqueles especializados na técnica entendem que outras unidades são certamente possíveis que poderiam incluir, por exemplo, profundidade ou frequência. Adicionalmente, é bem conhecido por aqueles especializados na técnica que é possível converter traços sísmicos a partir de uma unidade de eixo (por exemplo, tempo) para outra (por exemplo, profundidade) usando técnicas de conversão matemáticas padrão. Em adição, dependendo de se o volume tem as imagens formadas ou não imageado, uma amostra no volume pode ser determinada por deslocamento de superfície (isto é, OFFSETX e OFFSETY) se o volume é não imageado ou imageado na forma de agrupamentos deslocados, ou alternativamente por ângulo de abertura de reflexão e azimute, se o volume tem as imagens formadas no modo de agrupamentos de ângulo.

[0041] Depois do empilhamento de um volume de imagem, o explorador pode fazer uma interpretação inicial 250 do volume empilhado resultante, em que ele ou ela localiza e identifica os refletores e falhas principais quando eles ocorrem no conjunto de dados. Isto

poderia ser seguido por melhoria de dados adicionais 260 dos dados sísmicos empilhados ou não empilhados e/ou geração de atributo (etapa 270) a partir dos mesmos. Em muitos casos, o explorador revisitará sua interpretação original à luz da informação adicional obtida a partir da melhoria de dados e etapas de geração de atributo (etapa 280). Como uma etapa final, o explorador tipicamente usará informação adquirida a partir dos dados sísmicos conjuntamente com outros tipos de dados (prospecções magnéticas, prospecções de gravidade, dados de LANDSAT, estudos geológicos regionais, perfilagem de poços, núcleos de poço etc.) para localizar características estruturais ou estratigráficas da subsuperfície, conclusivas para a geração, acumulação, ou migração de hidrocarbonetos (isto é, geração de prospecto 290).

Modalidades Preferidas

[0042] De acordo com um primeiro aspecto preferido da presente invenção, é provido um sistema e método para estender análise de iluminação de deslocamento zero ou de equação de onda empilhada para o domínio de agrupamento de ângulos, que se tornam uma ferramenta apropriada para avaliar os efeitos de depósitos estéreis complexos na resposta de AVA. Um método preferido para realizar isto envolve criar primeiro um agrupamento de ângulos que tem uma perfeita resposta de AVA (isto é, uma resposta onde os eventos sísmicos refletidos têm uma amplitude constante como uma função do ângulo de incidência com relação às camadas de subsuperfície). Este agrupamento “perfeito” será então usado como um mapa de refletividade em um processo de desfiguração ou modelagem que cria dado modelado, o qual, por construção, porta consigo uma resposta completamente de flatAVA. A reemigração desse conjunto de dados resultará então em um agrupamento no qual qualquer variação de

amplitude é mais provável que seja uma medida de efeitos de iluminação sozinha. A assinatura de AVA resultante sobre o agrupamento pode então ser usada para determinar a validade da resposta de AVA sobre os dados modelados ou atuais, resultando em uma útil análise de risco de AVA.

[0043] A guisa de antecedentes gerais, a quantidade de energia sísmica que é refletida de um refletor de subsuperfície em um ângulo subcrítico varia na dependência (pelo menos em parte) de seu ângulo de incidência com relação ao refletor. Ainda, a magnitude deste efeito é muito mais pronunciada na interface entre uma formação que contém gás e outra que não contém gás. Este efeito tem tornado possível usar técnicas de AVA para estimar parâmetros elásticos de subsuperfície a partir de dados sísmico. Assim, é costumeiro incluir este efeito em traços sísmicos sintéticos que são produzidos por programas de modelagem convencionais. Todavia, deve ser notado que o presente método especificamente exclui tais computações na formação de seus traços sísmicos modelados.

[0044] A modalidade preferida da presente invenção pode ser geralmente entendida como segue. Assuma que os dados sísmicos observados podem ser representados pela familiar equação conceitual

Dados sísmicos = propagação para frente * refletividade,

ou

$$\boldsymbol{D = FR.}$$

Conceitualmente, o operador F representa todos dos efeitos da propagação atual através da terra. Na prática comum de formação de imagens de dados sísmicos, este operador não pode ser encontrado diretamente, e é, em vez disso, aproximado com um operador de

modelagem ***M*** mais simples, de forma que

$$\boldsymbol{D \sim MR.}$$

É comum então fazer uma segunda aproximação para obter uma imagem sísmica. Porque o operador ***M*** não pode ser facilmente invertido, a imagem sísmica é frequentemente obtida pela aplicação de um adjunto M***** do operador M ao invés de seu inverso. Aqueles de conhecimento comum na técnica reconhecerão que o "adjunto" de uma matriz quadrada é definido para ser sua transposta conjugada. Em geral, o processo de migração pode ser imaginado como o processo de aplicação do operador adjunto ***M**** aos dados sísmicos.

[0045] Dado o precedente, o processo de migração para obter uma imagem da refletividade de subsuperfície pode ser escrito como:

$$\boldsymbol{I = M^{*}D.}$$

A fim de melhorar esta aproximação, uma proposta seria a de tratar o problema como um problema de quadrados mínimos, em lugar de usar o operador ***M**** para migrar os dados. Usando esta proposta, uma migração melhorada será obtida:

$$\boldsymbol{I = (M^{*}M)^{-1}M^{*}D}$$

[0046] Assim, o que é necessário é um meio para comutar o inverso de ***M*M***. O inverso de ***M*M*** contém informação combinada acerca de iluminação em todos os declives e ângulos de abertura bem como resolução de migração e fidelidade de amplitude. Adicionalmente, se aumentado com a geometria de obtenção, ele contém informação relacionada ao espaço disponível de obtenção.

[0047] A quantidade ***M*M*** contém informação relacionada com três aspectos de dados sísmicos registrados, isto é, iluminação, fidelidade de amplitude de formação de imagens e espaço disponível de obtenção.

Todavia, por simplicidade, o termo “informação de iluminação” será usado aqui para se referir a todos os três tipos de informação. Note que, mesmo se o operador ***(M*M)*** fosse conhecido em its totalidade, o cálculo de seu inverso seria dispendioso em termos de recursos computacionais e, assim, desfavorável na maioria dos casos.

[0048] ***M*** será referido aqui como um operador de desfiguração, uma vez que ***M**** representa um operador de migração. Uma proposta de força bruta para encontrar ***(M*M)*** é uma proposta difícil, uma vez que as matrizes envolvidas são muito grandes (por exemplo, elementos *nxm*nym*nh*nt*nx*ny*nz* onde *nxm* é o número de locais de ponto central na direção x, *nym* é o número de locais de traço na direção y, *nh* é o número de deslocamentos em uma geometria de azimute estreito, *nt* é o número de amostras de tempo, e (*nx,ny,nz*) são as dimensões do modelo de refletividade).

[0049] Como consequência, as seguintes técnicas serão preferivelmente empregadas para implementar o presente método.

[0050] Uma aproximação para ***(M*M)*** pode ser obtida por aplicação deste operador para apropriados subconjuntos de amplitude unitária do modelo de refletividade. A informação de espaço requerido para iluminação obtida desta maneira depende da natureza do conjunto de dados usado. O produto final é obtido a partir do conjunto de dados desmigrado / reemigrado é um agrupamento de abertura-ângulo, obtido ou diretamente a partir do processo de migração, ou via empilhamento inclinado no caso de um processo de migração que fornece agrupamentos deslocados de subsuperfície. Um produto alternativo é um agrupamento de deslocamento de superfície para no caso de uma migração que fornece agrupamentos de deslocamento de superfície. Aqueles de conhecimento comum na técnica reconhecerão que uma “pilha inclinada” (transformada de Radon, transformada de tau-p etc.) é

um método de decomposição de onda plana sísmica. Ele pode ser calculado pela aplicação de uma série de saídas lineares a um agrupamento sísmico não empilhado e somando cada saída sobre deslocamento. Naturalmente, existem meios computacionalmente eficientes de calcular a pilha inclinada que o deslocamento / soma de força bruta e aqueles de conhecimento comum na técnica serão familiares com o mesmo.

[0051] A título de explicação, suponha que uma única amostra de amplitude unitária representando um difrator de ponto é colocada em algum local (*x,y,z,h*) no modelo de refletividade como uma função das três dimensões espaciais (*x,y,z*) e um deslocamento de subsuperfície (*h*), e é então desmigrado e reemigrado (isto é, o operador ***(M*M)*** é aplicado). Por meio do uso desta proposta, informação de iluminação é obtida para todos declives e ângulos de abertura, uma vez que a pilha inclinada de um difrator de ponto em todas as dimensões (*x,y,z,h*) gera os componentes de declive e ângulo de abertura do difrator de ponto.

[0052] Na modalidade preferida, um método de mapeamento de confiança de AVA é ensinado. De acordo com esta modalidade, informação de iluminação como uma função de ângulo de abertura é obtida pela extensão do difrator de ponto discutido previamente para formar uma superfície embutida no volume de refletividade (*xyz*). Assim, se, por exemplo, o difrator de ponto é substituído por uma superfície plana de um dado em linha e declive em linha transversal, mas permanece um difrator de ponto posicionado no deslocamento zero na direção de deslocamento de subsuperfície, o efeito de estender o objeto para um plano em quantidades de (*x,y,z*) para a seleção de informação de iluminação para um único componente de pilha inclinada, ou um único declive, no espaço de refletividade (*x,y,z*). Uma vez que o conjunto de dados de entrada é ainda um difrator de ponto na direção de

deslocamento de subsuperfície, todavia, iluminação para todos os ângulos de abertura são retidos. Se esta superfície plana é, agora, deformada para seguir estrutura geológica, segue que a informação de iluminação derivada será informação de iluminação de ângulo de abertura específica para a estrutura geológica atual. Em outra modalidade preferida, refletores de densidade de amplitude apropriada são colocados na subsuperfície em um modelo de densidade para ser usado em modelagem acústica ou elástica de duas vias. Modelagem à frente é então realizada, e o dado resultante é então migrado para formar agrupamentos de ângulos, ou diretamente, ou via empilhamento inclinado, como indicado acima.

[0053] Como é geralmente sugerido nas Figuras 6A, 6B e 6C, a presente invenção preferivelmente começa por criar um modelo de refletividade de subsuperfície ou de densidade/velocidade. Como descrito na seção prévia, uma refletividade ou superfície de densidade que segue a estrutura interpretada será preferivelmente criada no espaço (*x,y,z*).O modelo será então desmigrado, ou a modelagem à frente será aplicada ao modelo para dados modelados gerados (figura 6B) de acordo com métodos bem conhecidos por aqueles de conhecimento comum na técnica e então reemigrados para dentro da subsuperfície (figura 6C) para formar um agrupamento de ângulos. Este conjunto de dados resulta em informação de iluminação como uma função de ângulo de abertura. A informação usada na desfiguração ou processo de modelagem corresponde a um agrupamento de ângulos "perfeito", por exemplo um agrupamento com nenhuma marca de amplitude como uma função de ângulo de abertura (isto é, ângulo de incidência). Depois de remirarão, o resultante marca de amplitude sobre o agrupamento de ângulos será assim uma função de iluminação variável devido à propagação através da estrutura complexa, o tratamento de amplitude do algoritmo de migração propriamente dito e

do espaço disponível de obtenção.

[0054] A modalidade preferida descrita acima é apropriada para aqueles processos de migração que produzem naturalmente agrupamentos de deslocamento de subsuperfície, tais como migração de equação de onda, ou migrações que produzem agrupamentos de ângulos diretamente para outros algoritmos de formação de imagens, tais como migração de Kirchhoff, a saída preferida é um agrupamento no qual cada faixa de deslocamento de vetor de superfície é imageada independentemente, resultando em um agrupamento cujos traços representam imagens independentes a partir de cada deslocamento de vetor, ou um "deslocamento" em oposição a um agrupamento de "ângulo". Para este tipo de processo de formação de imagens, a refletividade de entrada será preferivelmente escolhida para ser a superfície geológica da amplitude unitária no espaço de refletividade (*xyz*). A modalidade preferida da invenção é para então desmigrar e reemigrar esta refletividade de entrada para cada deslocamento de vetor independentemente. Variação de amplitude através do agrupamento resultante é então uma indicação direta de variação de iluminação. Note que, no caso de dados à frente, modelados a partir de refletores de densidade, a saída de dado migrado pode tomar a forma de um agrupamento de deslocamento de superfície. O agrupamento de deslocamento de superfície contendo a informação de iluminação pode então ser convertido para um agrupamento de ângulo de abertura usando deslocamento de superfície padrão para técnicas de ângulo de subsuperfície.

[0055] Esses conceitos podem ser estendidos para uma análise de AVA da marca de iluminação como segue:

- Selecionar um evento de subsuperfície.

- Criar um agrupamento sintético perfeito. Para processos de migração, para os quais a saída de agrupamento natural é deslocamento de subsuperfície, o agrupamento perfeito é uma superfície geológica de amplitude unitária embutida no espaço de refletividade (x,y,z,h), com um pico posicionado no deslocamento de subsuperfície zero (h). A pilha inclinada desse agrupamento contém nenhuma variação de amplitude como uma função do ângulo de incidência. No caso de modelagem à frente, um experimento de reflexão não contendo nenhuma variação em amplitude, como uma função de ângulo de abertura, pode ser criado por inserção de horizontes de alguma amplitude de densidade apropriada. Aqueles de conhecimento comum na técnica compreenderão como criar tais modelos. Para processos de migração, para os quais o agrupamento de saída natural é deslocamento de superfície de vetor, o agrupamento perfeito é a superfície geológica de amplitude unitária embutida no espaço de refletividade (*x,y,z*), duplicado para todos os deslocamentos de vetor de superfície.

- Desmigrar o agrupamento perfeito ou realizar a modelagem à frente, e então reemigrar o dado resultante de volta para o volume de refletividade. Este agrupamento perfeito, agora, tem todos os efeitos de propagação de onda, iluminação desuniforme, geometria de obtenção etc., contido no mesmo. Para finalidades da presente exposição , tal conjunto de dados sísmicos sintéticos “perfeito” será referido aqui como um conjunto de dados sísmicos de calibração.

– Realizar análise de amplitude de AVO/AVA neste novo agrupamento de calibração para obter a marca de amplitude de AVO/AVA da iluminação, e usar os resultados para “renormalizar” amplitudes no agrupamento sísmico atual.

[0056] De acordo com a modalidade preferida, uma desfiguração

de equação de onda de uma via para modelar os dados ou, alternativamente, uma modelagem de duas vias de um modelo de subsuperfície apropriado será usada. Consequentemente, é útil contrastar esta proposta com outras opções de modelagem que são convencionalmente disponíveis. A Tabela 1 contém uma tal comparação.

Tabela 1: Opções de modelagem de iluminação.

	Velocidade	Precisão no sal	Múltiplos	Complexidade do modelo	Controle de assinatura de refletividade de
Traçagem de Raios	++	-	Não	Simples	Sim
“Feixe”	++	-	Não	Simples	Sim
Diferença Finita Acústica (“FD”) 1 via	+	+	Não	Simples	Sim
Densidade variável de 1 via acústica FD	+	+	Não	Moderada	Sim
Densidade variável de 2 vias acústica FD	-	+	Sim	Moderada	Via parâmetros
FD elástica 1 via	-	+	Não	Complexa	Via parâmetros
FD elástica 2 vias	- -	+	Sim	Complexa	Via parâmetros

[0057] A primeira coluna da matriz indica de uma maneira geral (desde "++" / relativamente rápida para "-" / relativamente lenta) a velocidade computacional relativa do algoritmo associado. A segunda coluna indica geralmente quão acurado é o algoritmo associado na presença de uma velocidade de subsuperfície anormalmente, tal como um corpo de sal, com "-" indicando "relativamente impreciso". A coluna de "Múltiplos" indica se o algoritmo associado pode acomodar múltiplos. A próxima coluna (isto é, "Complexidade de modelo") indica quão complexo pode realisticamente ser o modelo de velocidade de subsuperfície de entrada.

[0058] Finalmente, a última coluna indica qual controle (se algum) o usuário do algoritmo associado tem sobre a assinatura de ângulo-*versus*-amplitude que é inerente a um método de modelagem particular. Na maioria dos métodos de modelagem de tempo de duas vias, a assinatura de AVA é inerente no processo, e é controlada pelos parâmetros de modelo. Nesses métodos, reflexões são criadas como um resultado direto de aplicação de operadores de diferenciação no espaço e no tempo. Este não é o caso para métodos que são baseados em dispersão de Born ou Kirchhoff. Aqui, o usuário tem controle sobre a assinatura de AVA inerente do método de modelagem, que deve ser descrito em mais detalhe abaixo. Um aspecto importante da proposta de modelagem preferida é que é possível evitar a mistura de efeito de AVA de iluminação com características de AVA inerentes no refletor devido às propriedades físicas de rocha ou hidrocarbonetos. Isto sendo dito, qualquer uma das técnicas acima mencionadas poderia provar ser útil em uma situação particular e a tabela prévia é destinada a indicar de uma maneira geral as vantagens e desvantagens de cada técnica, e não é pretendido a excluir qualquer proposta particular.

[0059] Voltando a seguir para uma discussão detalhada de um

algoritmo preferido, seja ***M*** um operador de modelagem que se aproxima do experimento sísmico à frente, para o qual o dado coletado é dado sísmico $\psi(s, r, \omega)$ como uma função de fonte, receptor e frequência.

[0060] A migração é tipicamente definida como o adjunto ***M**** de Modelagem à frente na aproximação de Born ou Kirchhoff. Esses tipos de métodos de migração criam um mapa de refletividade $\alpha(x, \theta)$ que é uma função de espaço e ângulo de abertura, θ. A correção de quadrados mínimos de primeira ordem para a formação de imagens é então dada por

$$\alpha = (M^*M)^{-1} M\psi$$

Para finalidades da presente exposição, uma aproximação para o operador ***M*M*** será usada, que provê informação de iluminação para AVA. No que segue, a matemática será entendida para ser somente ilustrativa, e os detalhes das derivações que são bem conhecidas para aqueles especializados na técnica serão omitidos por finalidades de clareza. Na aproximação de Born, a equação que descreve dispersão à frente pode ser escrita esquematicamente como segue:

$$\psi(s,r,\omega) \approx \int dx d\theta S[\alpha(x,\vartheta)] G(r,r',\omega) G(s,s',\omega)$$

onde *s'* e *r'* são escolhidos para ser perto do ponto de reflexão *x*, α é a refletividade dependente de ângulo, e S é um operador que converte a refletividade dependente de ângulo para um operador de matriz que coloca em escala a contribuição para o dado modelado nos pontos (*s'*, *r'*) no processo de reflexão. O adjunto da equação de modelagem é a equação de migração

$$\alpha(x,\theta) \approx S^* \int ds dr\, G^*(s,s',\omega) \psi(s,r,\vartheta) G^*(r,r',\omega)$$

O operador $\boldsymbol{S^*}$ isola energia como uma função de ângulo de abertura, e para migração de equação de onda de uma via, isto é frequentemente implementado como um operador de pilha inclinada que converte deslocamento de subsuperfície em ângulo de abertura. Para aquelas migrações que geram informação de agrupamento de ângulos diretamente, o operador S pode ser omitido.

[0061] Em um processo de inversão típico, normalmente se tentaria solucionar para a refletividade dependente de ângulo α, para a qual o dado modelado matches ao dado atual. No presente caso, todavia, somente informação de iluminação é procurada, que sugere que a assinatura de refletividade deve ser eliminada do cálculo de modelo, e, em vez desta, a refletividade que é independente do ângulo na equação de modelagem de Born deve ser usada. Uma vez que $\boldsymbol{S^*}$ é, com efeito, uma pilha inclinada na modalidade preferida, segue-se que S é uma pilha inclinada adjunta. Percebendo que a pilha inclinada de ângulo adjunta de uma quantidade independente de ângulo fornece uma função de delta no deslocamento de subsuperfície zero, a seguinte prescrição para computar a iluminação dependente de ângulo pode ser obtida.

[0062] Em suma e de acordo com outra modalidade preferida, a presente invenção preferivelmente operará como segue:

- Uma prospecção sísmica será conduzida sobre uma região de subsuperfície de interesse.

- Um modelo de profundidade (estrutural, estratigráfico etc.) da subsuperfície será preferivelmente construído, que inclui uma melhor configuração de referência dos refletores de subsuperfície e suas respectivas velocidades (e densidades, se disponível). Velocidades, densidades etc., que corresponderiam à presença de hidrocarbonetos na

subsuperfície serão excluídas deste modelo, uma meta sendo a de determinar a resposta de AVA/AVO na ausência de tais hidrocarbonetos. Neste estágio, o modelo não precisará ser excessivamente detalhado, mas, em vez disso, irá preferivelmente pelo menos refletir as características principais da subsuperfície.

- Um modelo de refletor de amplitude unitária da subsuperfície será preferivelmente construído pela conversão da informação de modelo estrutural em um modelo de refletividade de amplitude unitária que segue os horizontes interpretados em profundidade. Alternativamente, refletores de densidade de uma amplitude apropriada serão criados em um modelo de densidade a ser usado em modelagem à frente elástica ou acústica de duas vias.

- O modelo de refletor de amplitude unitária será em seguida preferivelmente desmigrado usando um modelo de velocidade de fundo e a geometria de obtenção. Alternativamente, modelagem à frente usando os refletores de densidade será executada usando modelagem acústica ou elástica de duas vias. Isto produzirá uma estimativa dos dados sísmicos não migrados que poderiam ter originado os refletores construídos artificialmente.

- Em seguida, os dados a partir da etapa prévia serão preferivelmente migrados (isto é, reemigrados). Em conjunção com esta etapa, os agrupamentos de deslocamento continuado para baixo (DCO) (usando, por exemplo, CAWE (equação de onda de azimute comum) ou algoritmos de disparo-registro para NATS (cabo sismográfico flutuante rebocado, de azimute estreito) e WATS (cabo sismográfico flutuante rebocado, de azimute largo) serão preferivelmente calculados e salvos. Note que, preferivelmente, os agrupamentos de DCO terão amplitude unitária no deslocamento zero e amplitude zero no deslocamento não zero. Isto corresponde a agrupamentos de ângulos planos com

amplitude unitária em todos os ângulos. Preferivelmente, a saída tomará a forma de agrupamentos sísmicos sintéticos não empilhados que representam características sísmicas que seriam esperadas se a subsuperfície não contivesse hidrocarbonetos.

- Devido aos efeitos de iluminação, migração, e obtenção, todavia, na prática, os agrupamentos de DCO de saída não serão picos perfeitos (filtrados), e, consequentemente, depois do empilhamento inclinado para obter agrupamentos de ângulos, os dados não mais têm amplitude constante como uma função do ângulo. Todavia, esses dados, agora, representam os melhores dados sísmicos que podem ser obtidos, assumindo, naturalmente, que o modelo de velocidade / modelo de subsuperfície provido é preciso e a configuração de obtenção foi corretamente especificada.

- A seguir, os dados de DCO serão preferivelmente convertidos em agrupamentos de ângulos.

- Alternativamente, no caso de migração de uma via ou de tempo reverso, onde saída de agrupamento de ângulo reto é possível, a formação de agrupamentos de DCO pode ser saltada, e saída de agrupamentos de ângulos diretamente.

- Por outro lado, no caso de modelagem à frente a partir de refletores de densidade, um modelo contendo horizontes com apropriados contrastes de densidade pode ser construído. Modelagem à frente é então realizada para criar dados sintéticos, que são então migrados para formar agrupamentos de ângulos contendo informação de iluminação.

[0063] Os agrupamentos de ângulos produzidos pelo processo acima provêm uma linha de base contra a qual se pode comparar os dados sísmicos observados. Mais particularmente, até a extensão em

que os dados sísmicos produzidos de acordo com o método discutido acima diferem dos dados sísmicos observados, esta diferença poderia possivelmente ser atribuída à presença de hidrocarbonetos na subsuperfície, uma vez que os efeitos disto teriam preferivelmente sido excluídos do modelo. Por outro lado, onde os conjuntos de dados sintéticos e atuais são comparáveis, que é uma indicação que as variações de amplitude entre o modelo e dados sísmicos atuais não são devidas a hidrocarbonetos, mas, em contraste, são mais prováveis que sejam devidos aos efeitos de iluminação, migração ou obtenção.

[0064] Naturalmente, existem outras teorias que poderiam levar em conta as discrepâncias observadas (por exemplo, ruído, imperfeições no modelo de subsuperfície original, absorção, conversão de modo etc.). Todavia, uma diferença sistemática conhecida entre o dado atual e o dado desmigrado/migrado será a exclusão de refletividades do tipo de hidrocarboneto e velocidades a partir dos dados de modelo.

[0065] Voltando a seguir para a discussão de como o presente método poderia ser implementado na prática, como foi indicado previamente, um modelo que contém refletores sintéticos que seguem a estrutura de subsuperfície e têm refletividade zero em todos os deslocamentos, exceto no deslocamento de subsuperfície zero será preferivelmente criado. Alternativamente, um conjunto de refletores de densidade será criado.

[0066] A seguir e preferivelmente, o modelo sintético de refletividade será desmigrado usando a equação de dispersão de Born, ou, alternativamente, o modelo de densidade será modelado à frente para criar dados sintéticos. Em ambos os casos, o dado é então reemigrado para obter agrupamentos de ângulos. Uma vez que o dado modelado foi projetado para ter uma assinatura de AVA, que é independente de ângulo, qualquer variação em amplitude sobre o

agrupamento resultante deve ser devida à iluminação desuniforme sozinha. Aqueles de conhecimento comum na técnica reconhecerão que para dados de 3D, “agrupamento de ângulos” será entendido para incluir a noção tradicional do mesmo, bem como agrupamentos de ângulos que são uma função de azimute de subsuperfície, agrupamentos de ângulos obtidos por empilhamento, subempilhamento ou captação sobre azimute de subsuperfície etc.

[0067] Com base no precedente, o fluxo algorítmico preferido deve ser iniciado com um modelo de refletividade unitária filtrada com declives que imitam, de uma maneira geral, aqueles atualmente encontrados na subsuperfície, ou alternativamente refletores de densidade de amplitude apropriada. Preferivelmente, o modelo de refletividade ou densidade será um que geralmente honra a estrutura de subsuperfície atual, como indicado pelos dados sísmicos. Métodos de criação de tais modelos a partir de dados sísmicos, perfis de poço, dados de gravidade e magnéticos etc., são bem conhecidos por aqueles de conhecimento comum na técnica.

[0068] Através da aplicação da desfiguração/reemigração ou esquema de modelagem à frente/migração ensinado aqui, o conjunto de dados de modelo/referência será sujeito aos efeitos de transmissão dos depósitos estéreis (tipicamente) complexos representados pelo modelo. Uma vez que o conjunto de dados resultante é multidimensional, pode ser útil exibir sua informação usando uma variedade de esquemas de exibição incluindo fatias de tempo horizontais, seções transversais verticais, agrupamentos de ângulos, várias versões melhoradas de pseudo-cor dos mesmos etc.

[0069] Os presentes inventores determinaram que alterações abruptas de declive na subsuperfície (por exemplo, unidades de rocha próximas à base de uma cúpula de sal), e particularmente nos casos

onde a base se torna íngreme em relação ao topo, têm o potencial para criar significantes alterações em iluminação como uma função do ângulo. Isto pode potencialmente criar pontos em branco nos agrupamentos de ângulos onde nenhuma energia refletida está presente.

[0070] Mais interessante para um interpretador de AVA, todavia, é a assinatura espacial da marca de iluminação como uma função de ângulo de abertura. Frequentemente, certas subpilhas de ângulo são melhores que a pilha total, e no caso onde informação de azimute é disponível, isto é, certos azimutes podem ser preferidos em diferentes áreas. Em alguns casos, é instrutivo examinar exibições de iluminação como uma função de ângulo de abertura que pode preferivelmente ser obtido por amplitudes de captação ao longo de eventos criados por empilhamento parcial de agrupamentos de ângulos e coloração dos eventos de acordo com amplitude. Áreas de forte iluminação podem então ser vistas em, por exemplo, branco, enquanto áreas que têm deficiente iluminação serão inferiores em amplitude e poderiam ser designadas para ser pretas na exibição. A partir desses tipos de mapas de iluminação, o interpretador pode frequentemente determinar qual pilha parcial tem a melhor interpretabilidade espacialmente, e que terá o maior êxito no mapeamento do poço. A exibição da variabilidade em iluminação de refletor de subsuperfície usando imagens, tais como aquelas descritas acima, pode prover uma base para uma discussão objetiva concernente a qual conjunto de dados poderia potencialmente ser o melhor para mapear a estrutura complexa. Em um complexo trabalho de exploração, o interpretador pode ser confrontado com o uso de vários diferentes volumes de subpilha a fim de mapear completamente o entorno de uma complexa estrutura de sal, e exibições, tais como as precedentes, poderiam ajudar a selecionar tais volumes para incorporação no conjunto de dados de exploração ativo.

[0071] Depois da fusão da interpretação estrutural a partir de diferentes volumes, a próxima etapa preferida é frequentemente a avaliação de alvos de perfuração com base em amplitudes sísmicas. Aqueles de conhecimento comum na técnica reconhecerão que cautela deve ser tomada no uso do volume fundido para amplitudes, todavia, porque amplitudes no volume fundido tenderá, no nível de alvo, a uma contribuição de ângulo heterogêneo espacialmente. Em um tal caso, o interpretador seria bem aconselhado a tomar cautela quando da análise pontos brilhantes. Por exemplo, em uma área onde ângulos muito deslocados têm forte iluminação em comparação com os deslocamentos próximos, amplitudes podem ser fortes sobre deslocamentos longas em comparação com os próximos, conduzindo o interpretador a possivelmente classificar o evento como uma anomalia de AVA da classe III, quando, de fato, nenhuma de tal anomalia existe.

[0072] A título de explicação, aqueles de conhecimento comum na técnica compreenderão que respostas de AVA são amplamente caracterizadas no tipo com uma resposta de AVA da Classe I sendo uma onde o topo do reservatório é representado por um aumento em impedância (isto é, um pico sísmico). Esses tipos de areias com gás tendem a mostrar “obscurecimentos” nos dados de pilha. Uma AVA de Classe III é uma que é caracterizada por uma reflexão onde o topo do reservatório tem uma diminuição em impedância (vala) em comparação com a rocha acima dele. Esses tipos de reservatórios tendem a produzir os clássicos “pontos brilhantes” da Costa do Golfo. Finalmente, uma resposta de AVA de Classe II é uma onde o topo do reservatório é representado por um pico que diminui em amplitude, alterando-se para uma vala em deslocamentos/ângulos longes. Em uma seção sísmica empilhada, esses tipos de areias com gás podem ser quase que invisíveis devido a cancelamentos de amplitude causados por soma conjuntamente dos deslocamentos próximos e longínquos.

[0073] Em vista do precedente, os presentes inventores acreditam que é prudente conceber um fluxo de trabalho de avaliação de AVA que quantitativamente analisa como problemas de iluminação impactam sobre uma detalhada resposta de reservatório sísmico. Em geral, uma vez quando o conjunto de dados de iluminação foi obtido, diferentes métodos podem ser concebidos, que integram a resposta de iluminação com fluxos de trabalho de modelagem de reservatório padrão, dependendo do objetivo de análise sísmica.

[0074] Por exemplo, em uma modalidade preferida, uma modelagem elástica de reservatório inicial pode ser realizada para determinar a resposta de AVA na ausência de quaisquer efeitos de iluminação. Uma vez que o volume de iluminação contém somente os efeitos de iluminação, esses efeitos podem ser transferidos para a resposta de modelo de reservatório através do uso de, por exemplo, um filtro de correspondência. O filtro será preferivelmente projetado de uma tal maneira que sua aplicação a um agrupamento perfeito ou de calibração (isto é, um com nenhuma assinatura de AVA) reproduz a resposta de iluminação. O filtro será então aplicado à resposta modelada ao reservatório, transferindo assim o efeito de iluminação para a resposta modelada. Consequentemente, por ter um conjunto de dados “perfeito”/de calibração, e um com efeitos prejudiciais a partir da iluminação desuniforme, filtros de correspondência podem ser projetados, que transferirão localmente a degradação de iluminação para um conjunto de dados sistematicamente criado (ou dados reais) de escolha. Note que os termos “filtro correspondente” ou “filtro de correspondência” deve ser entendido para ser um ou mais filtros 1-D, 2-D, 3-D etc., e não deve ser limitado em interpretação para ser um único filtro de 1-D que é aplicado ao conjunto de dados inteiro.

[0075] A partir deste tipo de informação, é, agora, possível indicar

regiões (por exemplo, polígonos) dentro dos quais uma inversão de AVO é esperada para refletir acuradamente a litologia ou teor de fluido. Conhecendo isto, será tornado possível determinar melhor aquelas áreas onde o reservatório cheio de petróleo não parecer ser diferente que o reservatório cheio de água salgada. Além disso, com esses tipos de filtros de iluminação de acordo com a presente invenção sendo facilmente disponíveis, diferentes geometrias de reservatório podem ser testadas e investigadas para determinar quão não exclusiva a avaliação e distribuição de pagamento são para uma dada geometria salina.

[0076] Uma similar proposta é também aplicável a dados sintéticos criados diretamente a partir de um modelo de reservatório.

[0077] Por exemplo, suponha que um comportamento de AVO da classe III é observado nos dados modelados de reservatório original. Uma vez quando os filtros de iluminação foram aplicados, é possível que um AVO da classe III poderia ser degradado ou eliminado. Obviamente, se isto é observado, a confiabilidade da resposta sísmica observada poderia ser questionada. Em suma, onde existe boa iluminação sísmica de uma unidade de rocha na subsuperfície, a confiança nos dados sísmicos, e cálculos feitos a partir dos mesmos (por exemplo, AVO/AVA) serão os mais altos em comparação com unidades de rocha com menores graus de iluminação. Naturalmente, onde a confiança nos cálculos é mais alta, o explorador será mais inclinado a colocar crédito e confiança nos resultados.

[0078] Voltando a seguir para a Figura 3, esta Figura ilustra algumas das muitas maneiras que a presente invenção (isto é, “avaliação de iluminação de agrupamento de ângulos” ou “AGILE” nesta figura) poderia ser utilizada em uma configuração de exploração. Falando geralmente, e como é indicado nesta figura, dados que são apropriados para alimentação na e/ou uso com a presente invenção

poderiam tomar uma de duas formas. Em um primeiro caso, dados, tais como a geometria de obtenção de prospecção sísmica, um modelo de velocidade (simples ou complexo) da subsuperfície, picos/profundidades de horizontes importantes etc., serão preferivelmente usados como entrada ou alimentação para a presente invenção. A saída poderia incluir, por exemplo, pesos de iluminação que poderiam ser ainda usados em modelagem de AVA melhorada, superfície/volume de confiança de AVO/AVA, volumes de imagens/agrupamento melhorados a partir dos dados de campo. Todo deste tipo de informação poderia então ser útil em, por exemplo, criar uma caracterização sísmica de um reservatório, olhando para atributos sísmicos que são associados com, ou previsíveis, de um reservatório etc.

[0079] Adicionalmente, e como uma segunda fonte geral de dados, a presente invenção poderia utilizar informação a partir de perfis de poço que foi tomada em poços que estão próximos à prospecção. Adicionalmente, modelos de reservatório e modelos geológicos poderiam ser usados para criar modelos binários, especificar a geometria de reservatório em 3D, e/ou criar modelos de AVA. Modelos de AVA criados a partir de perfis de poço poderiam então ser comparados com modelos de AVA melhorados, obtidos via a presente invenção (por exemplo, onde os efeitos de iluminação foram levados em conta) para determinar (dentre outros fatores) o nível de confiança nas estimativas de AVA que foram calculadas a partir dos dados de campo. Novamente, todo deste tipo de informação irá provavelmente provar que é útil em caracterizar e predizer a ocorrência e extensão de reservatório etc.

[0080] Voltando a seguir para a Figura 4, esta Figura contém uma lógica de operação preferida, que seria apropriada para uso com a presente invenção. Como uma primeira etapa 400, preferivelmente, serão obtidos dados sísmicos sobre um alvo de subsuperfície de

interesse. A seguir, e preferivelmente, os dados brutos serão editados, submetidos a processamento inicial (por exemplo, geometria especificação, filtração etc.), processos estes que são destinados a colocar os dados na condição para uso na formação de imagens.

[0081] Como uma próxima etapa preferida, o explorador conduzirá uma análise de velocidade (ou automática ou manual) e construirá um modelo de velocidade inicial (etapa 410) de acordo com qualquer número de métodos bem conhecidos por aqueles de conhecimento comum na técnica.

[0082] Como uma próxima etapa preferida 450, os dados serão ainda processados para finalidades de formação de imagens, processamento este que poderia incluir desconvolução, remoção múltipla etc.

[0083] A seguir, e preferivelmente, a presente invenção continuará por atualizar o modelo de velocidade usando, por exemplo, tomografia sísmica ou algum outro método de estimativa de velocidade (etapa 420).

[0084] A seguir, a presente invenção irá preferivelmente continuar por inserir complexidade sobrecarregada adicional no modelo de velocidade (etapa 425). Uma vez que o modelo inicial poderia ser relativamente simples (por exemplo, um modelo plano ou de “torta de camadas”), é usualmente desejável modificá-lo para refletir mais precisamente a verdadeira configuração de camada subsuperficial. Obviamente, quanto mais preciso o modelo sobrecarregado, tanto mais confiáveis serão os resultados de modelagem. No caso do modelo sobrecarregado, tal informação adicional poderia prover da análise tomográfica (etapa 420) mencionada previamente ou a partir de perfis de poço, prospecções de VSP, de dados sísmicos propriamente ditos etc.

[0085] Como um exemplo do tipo de atualização que é

contemplado em etapa 425, onde uma cúpula de sal (ou outra estrutura) é esperada ou conhecida que esteja presente abaixo da área de prospecção sísmica, velocidades que são típicas deste tipo de estrutura poderiam ser acrescentadas ao modelo de velocidade inicial, com a ideia que a complexidade adicional irá pelo menos grosseiramente imitar este achado na subsuperfície sob a prospecção. Note que é esperado que esta etapa pudesse ser realizada onde existe conhecimento limitado da configuração e extensão atuais de cúpula de sal ou outra estrutura. Assim, refinamentos adicionais podem ser necessários ou desejáveis.

[0086] Como uma próxima etapa preferida 430, a presente invenção irá obter um modelo de velocidade final, preferivelmente para refinar o modelo atualizado da etapa prévia.

[0087] A seguir, a presente invenção irá preferivelmente continuar por o explorador ter que fornecer uma interpretação dos eventos na seção migrada. A finalidade disto é para obter informação que pode ser usada para refinar ainda mais o modelo de velocidade na preparação para a etapa 440, que é a desfiguração de um agrupamento perfeito / de calibração, ou, alternativamente, modelagem de dados sintéticos

[0088] A seguir, e preferivelmente, a presente invenção continuará por reemigrar o agrupamento desmigrado (etapa 445).

[0089] Como uma próxima etapa preferida, os pesos de agrupamento serão calculados (etapa 450). Preferivelmente, esses pesos serão baseados na quantidade de energia sísmica que ilumina os refletores de subsuperfície que são registrados dentro de um traço. Dito de outra maneira, as amplitudes dentro dos traços produzidas pela migração/modelagem/desfiguração da subsuperfície modelo tenderão a ter maiores valores onde um refletor tem as imagens bem formadas e

menores (ou zero) valores onde existe menos energia sísmica refletida. Isto sugere que traços sísmicos na prospecção original poderiam ser ponderados de acordo com a energia contida nos dados de modelo desmigrados/modelados/migrados, pois tal energia representa a quantidade de iluminação, à qual o traço de modelo foi exposto.

[0090] A seguir, dependendo dos desejos do explorador, a presente invenção poderia continuar ao longo de duas diferentes linhas. Em alguns casos, uma análise de AVO será realizada (etapa 480), como está indicado em maior detalhe na Figura 5.

[0091] Em outras modalidades preferidas, melhoria da invenção 460 será ainda realizada e uma imagem migrada inicial preparada (etapa 465).

[0092] Em algumas modalidades preferidas, uma imagem melhorada será preparada usando o modelo de velocidade final e os pesos de agrupamento calculados a partir da etapa 450 (etapa 470). Naturalmente, a imagem melhorada poderia então ser usada na pesquisa por recursos de subsuperfície de acordo com métodos bem conhecidos por aqueles de conhecimento comum na técnica.

[0093] A Figura 5 contém detalhes adicionais de uma modalidade preferida da etapa 480 da Figura 4. Como uma primeira etapa, os dados a partir da etapa 405 serão preferivelmente migrados com um modelo de velocidade final do tipo obtido da etapa 430. Naturalmente, os dados migrados são úteis sem ulterior processamento neste ponto e os dados a partir da etapa 505 poderiam ser usados em qualquer número de maneiras. As etapas que seguem na Figura 5 são destinadas a serem exemplos, ao invés de limitações dos usos, aos quais esta invenção poderia ser aplicada.

[0094] As etapas 510, 515, 520 (isto é, o ramo esquerdo) ilustram

como dados processados pela presente invenção poderiam ser usados na forma de uma análise de AVA/AVO convencional (etapa 510), em que pesos a partir da etapa 450 poderiam ser usados para criar uma melhorada análise de AVA/AVO (etapa 515) e cálculo de um mapa de confiança de AVA/AVO (etapa 520). Falando geralmente, as etapas 510 - 520 seriam as mais frequentemente usadas na exploração.

[0095] Por outro lado, as etapas 525 - 545 contêm aplicações da presente invenção que seriam more apropriadas quando um reservatório específico ou outro alvo foi selecionado. Por exemplo, as etapas 525 - 535 são concernentes ao uso de dados que foram processados de acordo com a presente invenção na determinação dos atributos de reservatório, formulação de um modelo de reservatório, e modelagem à frente deste modelo de reservatório para criar dados sísmicos sintéticos. Essas etapas são, naturalmente, antigas e bem conhecidas na técnica. Todavia, a etapa 540 utiliza os pesos de agrupamento da etapa 450 para criar conjuntos de dados sísmicos sintéticos melhorados e a etapa 545 poderia entrar no jogo quando o explorador compara os dados de AVA/AVO sintéticos melhorados com a resposta de subsuperfície atual, quando medida pelos dados sísmicos.

[0096] Seria prudente em alguns casos conceber um fluxo de trabalho de avaliação de AVA que quantitativamente analisa como problemas de iluminação impactam sobre uma detalhada resposta de reservatório sísmico. Em geral, uma vez quando o conjunto de dados de iluminação foi obtido, diferentes propostas podem ser utilizadas para integrar a resposta de iluminação com fluxos de trabalho de modelagem de reservatório padrão, dependendo do objetivo de análise sísmica.

[0097] Por exemplo, em algumas modalidades preferidas, um filtro de correspondência de detrimentos poderia ser obtido a partir dos dados de iluminação com o intento que este será aplicado a uma

resposta de reservatório detalhada. Neste fluxo de trabalho, um modelo de reservatório inicial poderia ser criado para determinar a resposta de AVA na ausência de quaisquer efeitos de iluminação. Uma vez que o volume de iluminação contém somente os efeitos de iluminação, esses efeitos podem ser transferidos para a resposta de modelo de reservatório através do uso de um filtro de correspondência. O filtro seria ser projetado de uma tal maneira que sua aplicação para um agrupamento de calibração, tal como aquele ensinado aqui (isto é, com nenhuma assinatura de AVA), seria de reproduzir a resposta de iluminação. O filtro seria então ser aplicado à resposta modelada ao reservatório, transferindo assim o efeito de iluminação para a resposta modelada. Consequentemente, por ter um conjunto de dados “perfeito” / de calibração (isto é, um com nenhuma assinatura de AVA), e um com efeitos prejudiciais a partir da iluminação desuniforme, seria possível projetar filtros de correspondência que transfeririam localmente a degradação de iluminação para a escolha do usuário de conjunto de dados sinteticamente criado.

Conclusões

[0098] A presente exposição apresentou um método para avaliar efeitos de iluminação como uma função de ângulo de abertura abaixo de depósitos estéreis complexos. Através do uso de filtros de correspondência, esses efeitos de iluminação podem ser transferidos para respostas de AVA modeladas, conduzindo a um eficaz método para avaliar os efeitos de iluminação sobre AVA e o risco associado em mapeamento e colocação de poços.

[0099] Embora o termo modelo de “amplitude unitária” (isto é, um que tem refletividade de amplitude unitária em todos os ângulos), tenha sido usado repetidamente aqui para caracterizar o modelo sísmico que é usado para calcular pesos de iluminação, aqueles de conhecimento

comum na técnica reconhecerão que todas das amplitudes de modelo não precisam ser iguais à unidade, embora isto pudesse convencionalmente ser feito. Na generalidade, um modelo de “amplitude unitária” deve ser amplamente entendido para ser um modelo de “igual amplitude”, onde as amplitudes de reflexão em todos os ângulos são todas pelo menos aproximadamente iguais e poderiam ser unitárias ou ter algum outro valor constante dependendo dos desejos e necessidades do processador ou programador. Ainda, aqueles de conhecimento comum na técnica reconhecerão que um modelo de refletividade de amplitude unitária pode ser construído de muitas maneiras

[00100] Adicionalmente, deve ser notado que um aspecto importante da presente invenção é o uso de um conjunto de dados sísmicos de calibração para normalizar dados sísmicos atuais para corrigir imperfeições em iluminação de forma que uma subsequente análise de AVA é mais confiável. Na modalidade preferida, o conjunto de dados de calibração será obtido por migração / desfiguração de um modelo de amplitude unitária ou por inserção de refletores de densidade em um modelo sísmico. Isto sendo dito, o que é importante é a criação de um conjunto de dados sintéticos que tem efeitos de iluminação, mas não tem efeitos de AVO, todavia este conjunto de dados poderia ser calculado.

[00101] Note-se que, quando o termo “AVA” é usado aqui, este termo deve ser amplamente interpretado para incluir também análises de “AVO”, embora tipicamente as mesmas sejam frequentemente consideradas como um subconjunto do primeiro.

[00102] Saída a partir da presente invenção poderia ser usada para imagem melhorada criada ou volumes de agrupamento, calcular superfícies ou volumes de confiança de AVO/ AVA, realizar modelagem de AVA melhorada (preferivelmente usando alimentação a partir do

módulo de modelagem de propriedades de rocha) etc.

[00103] Finalmente, qualquer ou todo do precedente poderia ser usado para caracterizar a expressão sísmica do reservatório-alvo. Atributos sísmicos calculados a partir do modelo de reservatório poderiam então ser procurados e identificados nos dados sísmicos atuais como um meio de mapear a extensão do reservatório e/ou determinar a presença ou ausência de hidrocarbonetos.

[00104] Embora a invenção exposta aqui tenha sido discutida quase que exclusivamente em termos de traços sísmicos que podem ser organizados em agrupamentos de disparo, receptor, ou “CMP”, isto foi feito somente para finalidades de especificidade e não com qualquer intenção de limitar a presente invenção para a operação em somente este tipo de dados sísmicos. Assim, dentro do texto desta exposição, os termos traço sísmico e agrupamento de CMP são usados no sentido o mais amplo possível daqueles termos, e eles são entendidos para aplicar em traços de 2D e 3D convencionais e agrupamentos de CPM convencionais, bem como para outros tipos de agrupamentos que poderiam incluir, sem limitação, agrupamentos de CRP, agrupamentos de CCP (isto é, agrupamentos de “ponto de conversão comum” s), agrupamentos de CACP (“ponto de conversão assintótico comum”), agrupamentos deslocados comuns, agrupamentos de disparo / receptor comuns etc., o aspecto o mais importante de um “agrupamento” sendo que ele representa uma coleção organizada de traços sísmicos não empilhados a partir ou de uma prospecção de 2D ou 3D, todos dos quais têm pelo menos um ponto de imagem de subsuperfície em comum. Note que o termo migração é usado em seu sentido o mais amplo de forma consistente com as metas da presente invenção, que poderiam incluir migração de Kirchhoff de tempo ou profundidade, migração de feixe, migrações de uma via, ou migração acústica ou

elástica de duas vias, com qualquer variação de dados extrapolados, incluindo fonte de ponte, fonte em linha, ou extrapolações de onda de plano.

[00105] Como foi mencionado previamente, prospecções sísmicas típicas podem ser imaginadas como consistindo de cinco dimensões, isto é, tempo (ou z), x, y, deslocamento entre disparo-receptor em x, e deslocamento entre disparo-receptor em y. Este método ensinado aqui pode facilmente ser estendido a partir de duas dimensões para três, quatro, cinco, seis, ou até mesmo mais dimensões por aqueles de conhecimento comum na técnica (por exemplo, uma prospecção em 6D é uma prospecção em 3D de lapso de tempo pré-empilhado). O uso de mais dimensões tipicamente permite um método de interpolação mais preciso e robusto, embora o custo de computação tenda a aumentar com dimensionalidade.

[00106] Ainda, na discussão prévia, a linguagem foi expressa em termos de operações realizadas em dados sísmicos convencionais. Todavia, é entendido por aqueles especializados na técnica que a invenção aqui descrita poderia ser aplicada vantajosamente em outras áreas de objeto, e usada para localizar outros minerais de subsuperfície além de hidrocarbonetos. Somente a título de exemplo, a mesma proposta descrita aqui poderia potencialmente ser usada para processar e/ou analisar dados sísmicos multicomponentes, dados de onda de cisalhamento, dados de modo convertidos, dados de prospecção de poço cruzado, perfis sônicos de forma de onda completa, fonte controlada ou outros dados eletromagnéticos (CSEM, t-CSEM etc.) ou simulações digitais à base de modelo de qualquer do precedente. Adicionalmente, os métodos reivindicados aqui a seguir podem ser aplicados a versões matematicamente transformadas desses mesmos traços de dados incluindo, por exemplo: traços de dado filtrados, traços de dado

migrados, traços de dado transformados no domínio de frequência de Fourier; transformações por transformadas ortogonais discretas; traços de dado de fase instantânea, traços de dado de frequência instantânea, traços de quadratura, traços analíticos; etc. Em suma, o processo exposto aqui pode potencialmente ser aplicado a uma ampla variedade de tios de séries temporais geofísica, mas é preferivelmente aplicado em uma coleção de séries de tempo espacialmente relacionadas. Assim, quando o termo “traço sísmico” ou “traço” é usado aqui, aqueles termos devem ser amplamente interpretados para incluir traços sísmicos tradicionais bem como qualquer dos precedentes.

[00107] Embora o dispositivo inventivo tenha sido descrito e ilustrado aqui com referência a certas modalidades preferidas em relação aos desenhos anexos, várias alterações e outras modificações, à parte daquelas mostradas ou sugeridas aqui, podem ser feitas no mesmo por aqueles especializados na arte, sem fugir do espírito do conceito invento, cujo escopo deve ser determinado pelas seguintes Reivindicações.

REIVINDICAÇÃO

1. **Método de Exploração de Hidrocarbonetos no Interior de Volume Predeterminado da Terra Contendo Características Estruturais e Estratigráficas Conducentes à Geração, Migração, Acumulação ou Presença dos Referidos Hidrocarbonetos**, **caracterizado** por que compreende as etapas de:

a. acessar uma representação digital de uma pesquisa sísmica que forme as imagens de, pelo menos, uma parte do referido volume predeterminado da terra;

b. criar um modelo de subsuperfície que é pelo menos representativo do volume predeterminado da terra;

c. usar pelo menos o referido modelo de subsuperfície para criar um conjunto de dados sísmicos de calibração, o referido conjunto de dados sísmicos de calibração sendo formado a partir de um programa de modelagem sísmica que compreende um cálculo de modelagem de iluminação, em que a criação de um conjunto de dados de calibração compreende: (i) desmigrar (440), ou aplicar modelagem de encaminhamento ao, modelo de subsuperfície para gerar dados modelados com base em dados que compreendem uma assinatura de refletividade plana, em que a assinatura de refletividade plana corresponde a uma assinatura na qual deixa de haver variação na amplitude de reflexão com um ângulo de incidência de mudança e (ii) reemigrar (445) os dados modelados para o modelo de subsuperfície para fornecer o conjunto de dados sísmicos de calibração;

d. usar pelo menos uma parte do referido conjunto de dados sísmicos de calibração para normalizar pelo menos uma parte da referida representação digital do referido levantamento sísmico;

e. conduzir uma análise de ângulo de incidência (AVA) (515)

usando pelo menos uma parte da referida parte normalizada da citada representação digital do dito levantamento sísmico; e

f. utilizar a referida análise AVA para explorar hidrocarbonetos no interior do citado volume predeterminado da terra.

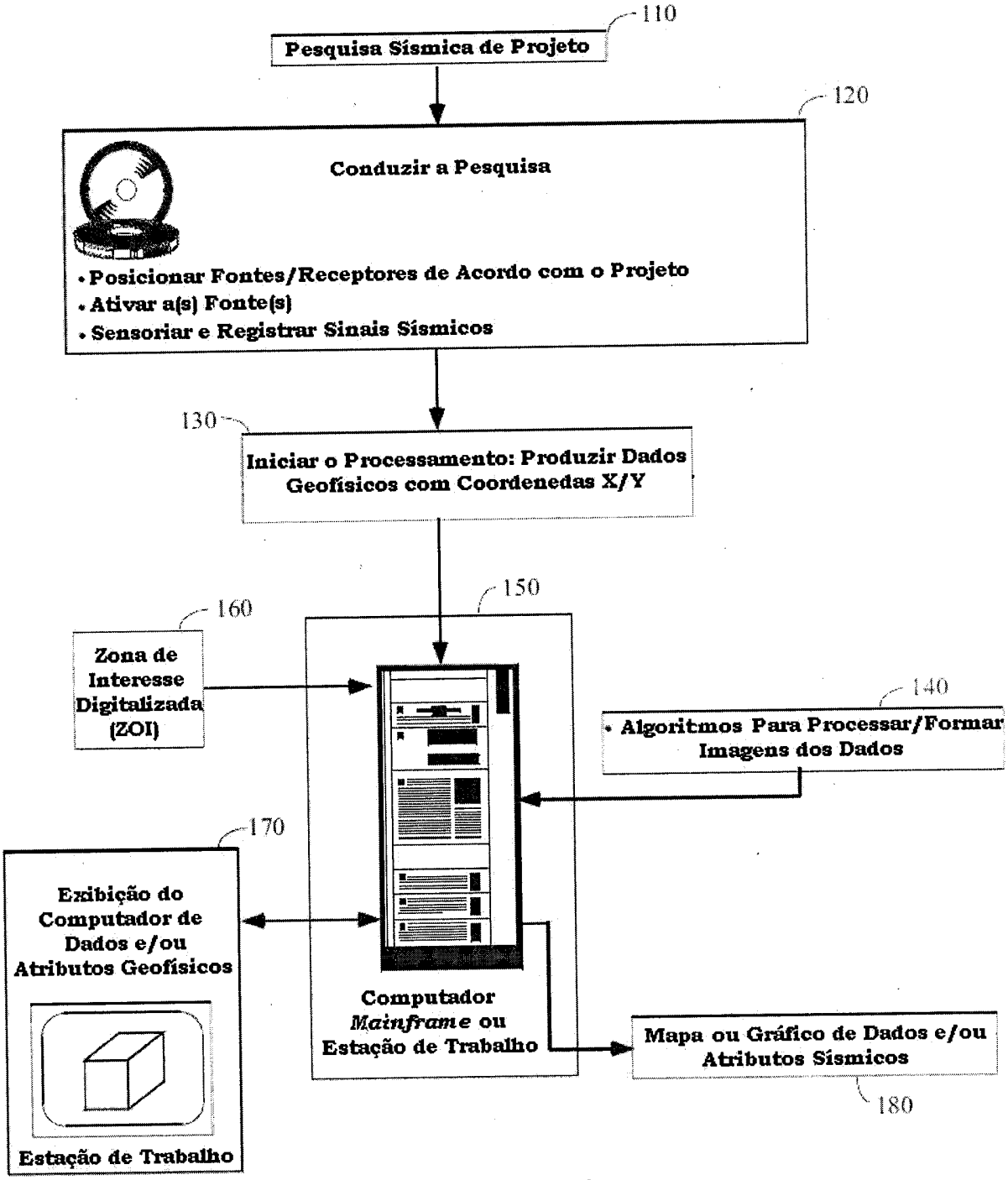

110
Pesquisa Sísmica de Projeto
120
Conduzir a Pesquisa
• Posicionar Fontes/Receptores de Acordo com o Projeto
• Ativar a(s) Fonte(s)
• Sensoriar e Registrar Sinais Sísmicos
130
Iniciar o Processamento: Produzir Dados Geofísicos com Coordenedas X/Y
150
160
Zona de Interesse Digitalizada (ZOI)
140
• Algoritmos Para Processar/Formar Imagens dos Dados
170
Exibição do Computador de Dados e/ou Atributos Geofísicos
Estação de Trabalho
Computador Mainframe ou Estação de Trabalho
Mapa ou Gráfico de Dados e/ou Atributos Sísmicos
180

Figura 1

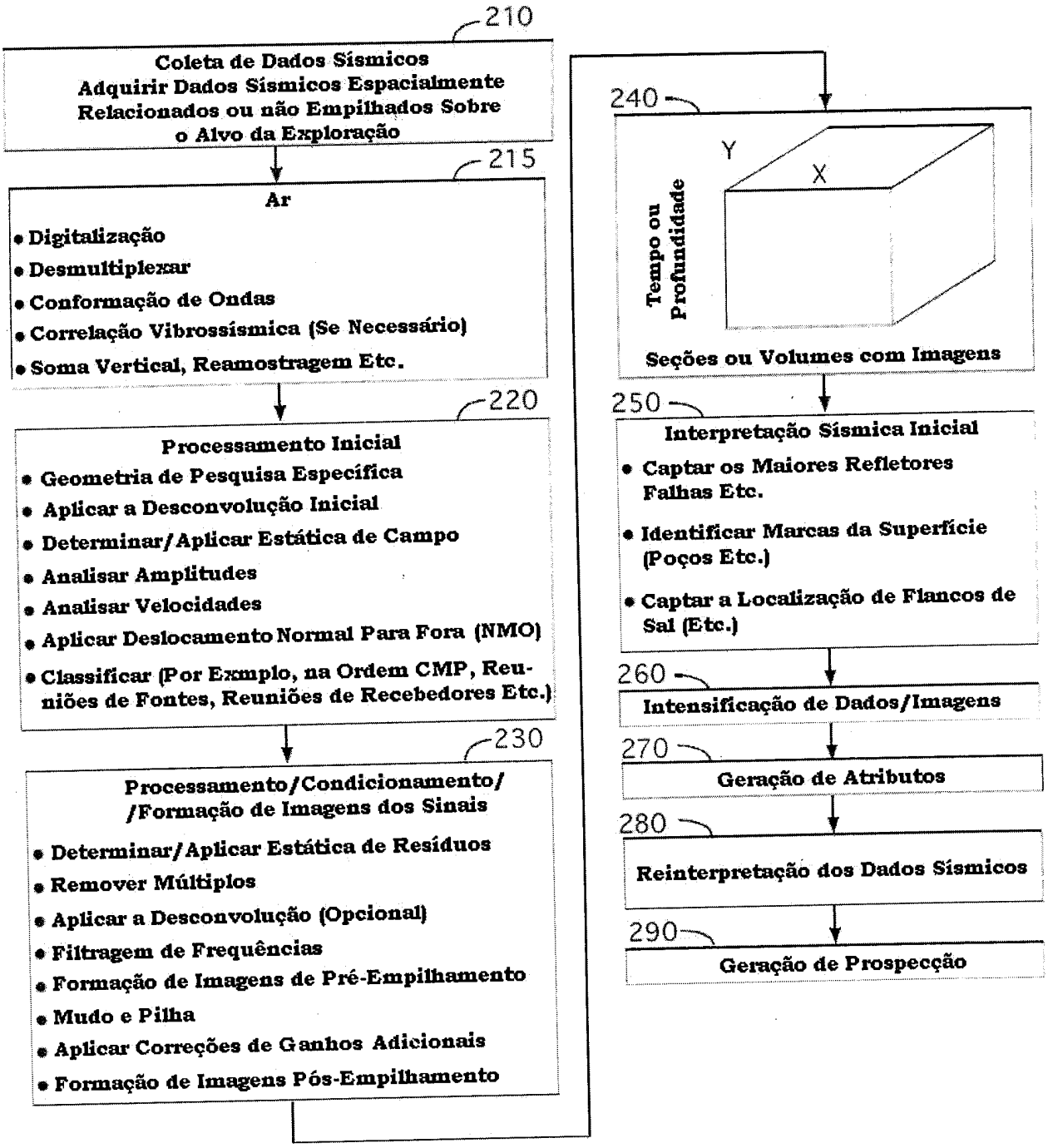

210
Coleta de Dados Sísmicos
Adquirir Dados Sísmicos Espacialmente Relacionados ou não Empilhados Sobre o Alvo da Exploração
215
Ar
• Digitalização
• Desmultiplexar
• Conformação de Ondas
• Correlação Vibrossísmica (Se Necessário)
• Soma Vertical, Reamostragem Etc.
220
Processamento Inicial
• Geometria de Pesquisa Específica
• Aplicar a Desconvolução Inicial
• Determinar/Aplicar Estática de Campo
• Analisar Amplitudes
• Analisar Velocidades
• Aplicar Deslocamento Normal Para Fora (NMO)
• Classificar (Por Exemplo, na Ordem CMP, Reuniões de Fontes, Reuniões de Recebedores Etc.)
230
Processamento/Condicionamento/ /Formação de Imagens dos Sinais
• Determinar/Aplicar Estática de Resíduos
• Remover Múltiplos
• Aplicar a Desconvolução (Opcional)
• Filtragem de Frequências
• Formação de Imagens de Pré-Empilhamento
• Mudo e Pilha
• Aplicar Correções de Ganhos Adicionais
• Formação de Imagens Pós-Empilhamento
240
Y
X
Tempo ou Profundidade
Seções ou Volumes com Imagens
250
Interpretação Sísmica Inicial
• Captar os Maiores Refletores Falhas Etc.
• Identificar Marcas da Superfície (Poços Etc.)
• Captar a Localização de Flancos de Sal (Etc.)
260
Intensificação de Dados/Imagens
270
Geração de Atributos
280
Reinterpretação dos Dados Sísmicos
290
Geração de Prospecção

Figura 2

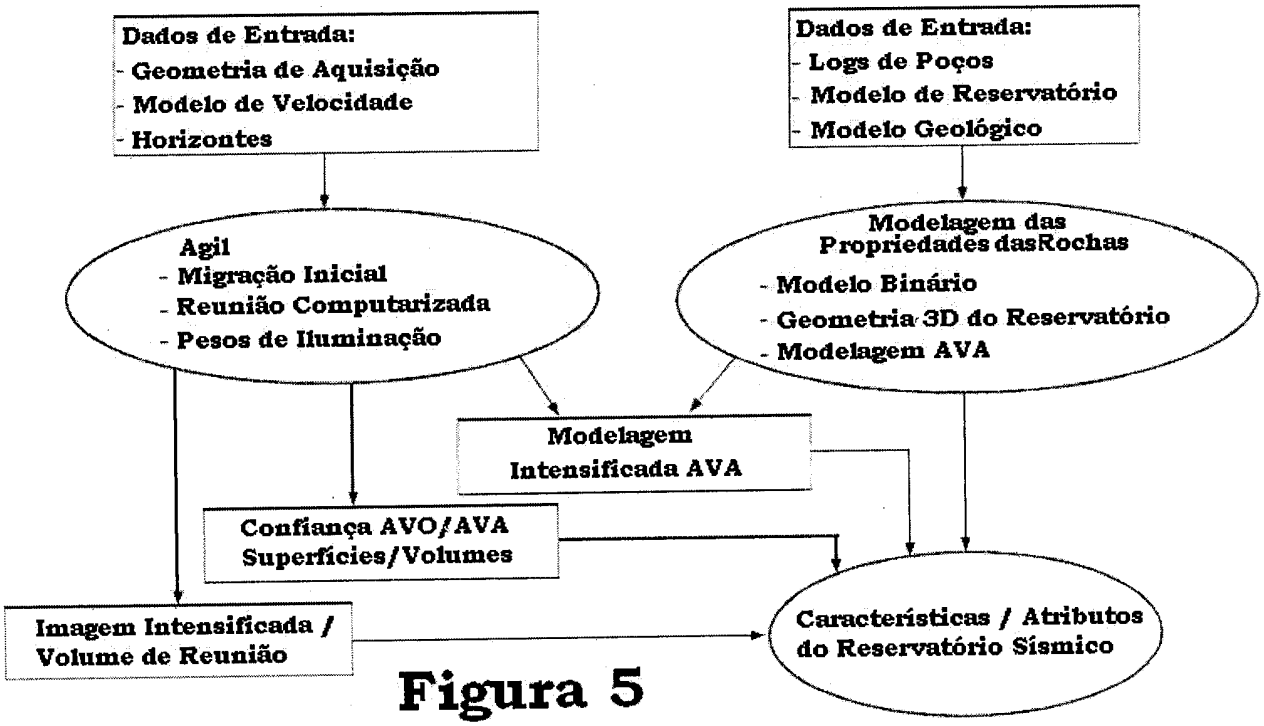


Figura 5

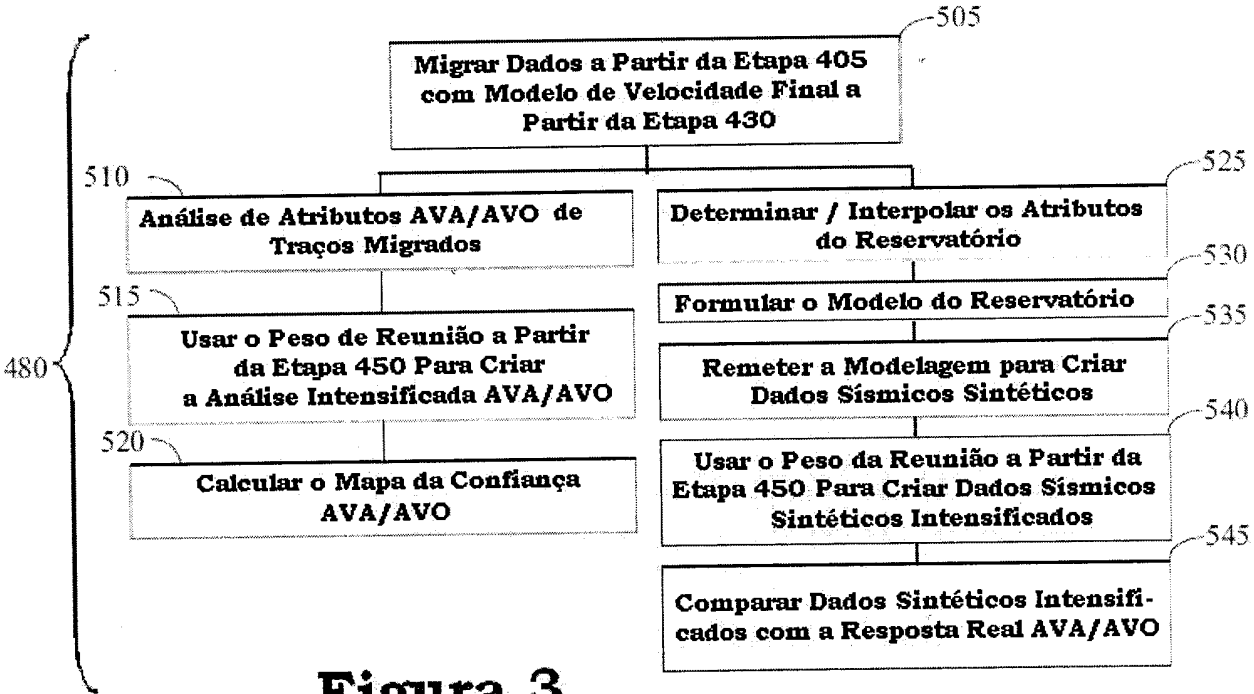


Figura 3

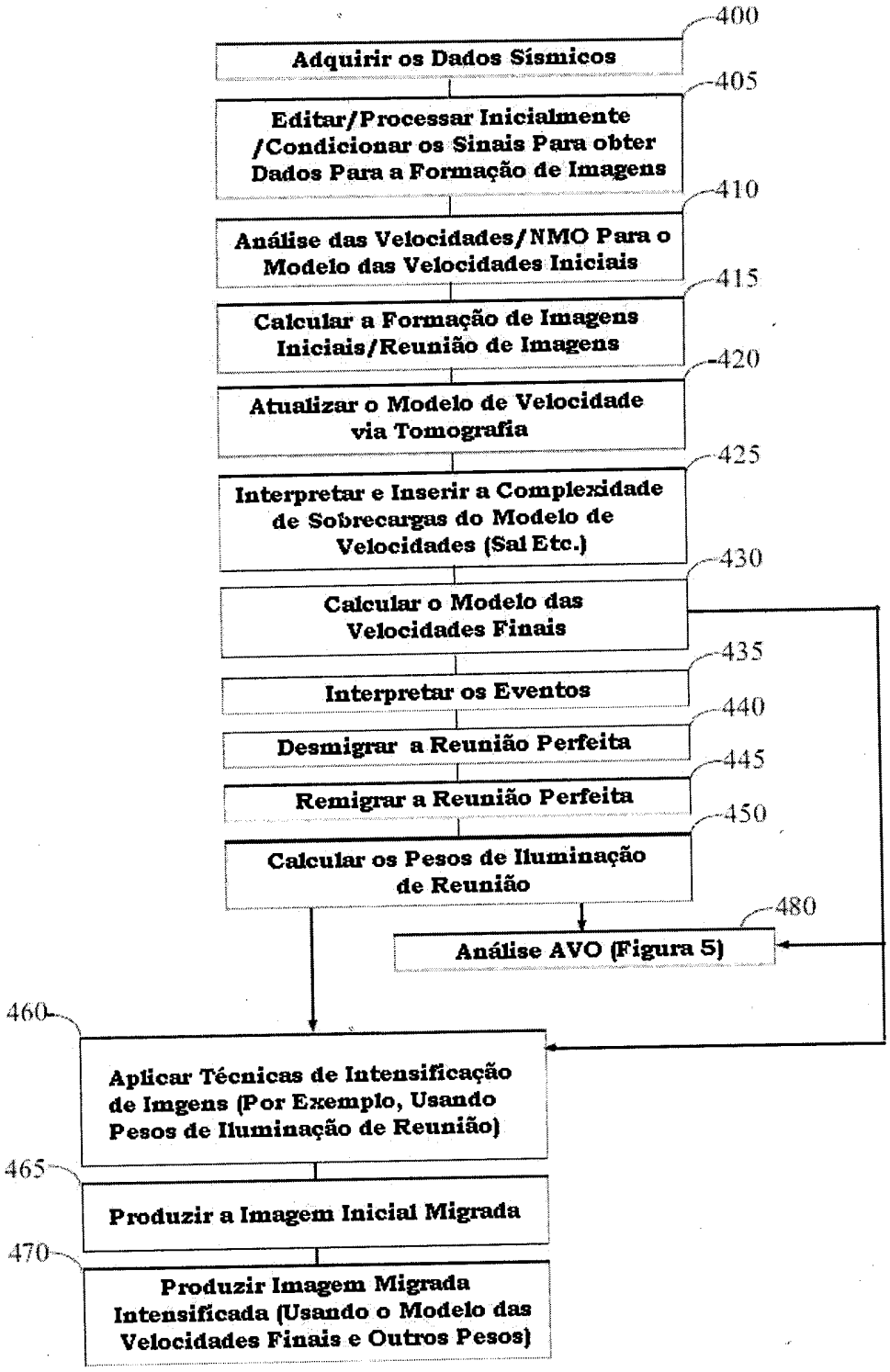

400
Adquirir os Dados Sísmicos
405
Editar/Processar Inicialmente /Condicionar os Sinais Para obter Dados Para a Formação de Imagens
410
Análise das Velocidades/NMO Para o Modelo das Velocidades Iniciais
415
Calcular a Formação de Imagens Iniciais/Reunião de Imagens
420
Atualizar o Modelo de Velocidade via Tomografia
425
Interpretar e Inserir a Complexidade de Sobrecargas do Modelo de Velocidades (Sal Etc.)
430
Calcular o Modelo das Velocidades Finais
435
Interpretar os Eventos
440
Desmigrar a Reunião Perfeita
445
Remigrar a Reunião Perfeita
450
Calcular os Pesos de Iluminação de Reunião
480
Análise AVO (Figura 5)
460
Aplicar Técnicas de Intensificação de Imgens (Por Exemplo, Usando Pesos de Iluminação de Reunião)
465
Produzir a Imagem Inicial Migrada
470
Produzir Imagem Migrada Intensificada (Usando o Modelo das Velocidades Finais e Outros Pesos)

Figura 4

Figura 6A

Inserir Difrator de Pontos na "Imagem" da Subsuperfície



Figura 6B

Migrar o Pico Para a Superfície Para Produzir Dados "Modelados" (Usar Adjunto de Migração)

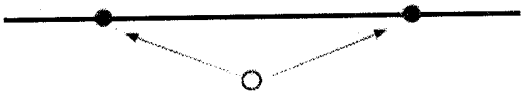


Figura 6C

Migrar Novamente os Dados de Volta Para a Subsuperfície

