



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

(11) PI 0712169-5 B1



(22) Data do Depósito: 24/04/2007

(45) Data de Concessão: 18/12/2018

(54) Título: MÉTODO PARA ANALISAR RESULTADOS DE UMA INSPEÇÃO ELETROMAGNÉTICA DE FONTE CONTROLADA DE UMA REGIÃO DE INTERESSE

(51) Int.Cl.: G01V 3/12.

(30) Prioridade Unionista: 22/05/2006 GB 0610136.4.

(73) Titular(es): ROCK SOLID IMAGES, INC..

(72) Inventor(es): LUCY MACGREGOR; DAVID ANDREIS; NEVILLE BARKER.

(86) Pedido PCT: PCT GB2007001497 de 24/04/2007

(87) Publicação PCT: WO 2007/135359 de 29/11/2007

(85) Data do Início da Fase Nacional: 24/11/2008

(57) Resumo: INSPEÇÃO ELETROMAGNÉTICA. É descrito um método para a análise de resultados de uma inspeção eletromagnética de fonte controlada de uma região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos. O método compreende fornecer um primeiro conjunto de dados de inspeção obtido fora da região de interesse, isto é, fora do alvo, para uma faixa de orientações e deslocamentos fonte - receptor, e fornecer um segundo conjunto de dados de inspeção obtido dentro da região de interesse, isto é, no alvo, para uma faixa de deslocamentos fonte - receptor. O método compreende adicionalmente realizar uma inversão matemática do primeiro conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse, e processar o segundo conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo do estrato subterrâneo dentro da região de interesse, em que o processamento do segundo conjunto de dados de inspeção considera os resultados da inversão do primeiro conjunto de dados de inspeção.

“MÉTODO PARA ANALISAR RESULTADOS DE UMA INSPEÇÃO ELETROMAGNÉTICA
DE FONTE CONTROLADA DE UMA REGIÃO DE INTERESSE”

ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

A invenção diz respeito à inspeção eletromagnética (EM) e, em particular, à inspeção eletromagnética submarina para reservas de hidrocarbonetos, por exemplo, petróleo, gás hidratados de metano, etc.

Freqüentemente, técnicas sísmicas são usadas durante as expedições de exploração de hidrocarbonetos para identificar a existência, local e extensão dos reservatórios em estratos de rocha subterrâneos. Entretanto, embora inspeção sísmica possa identificar tais estruturas, freqüentemente, a técnica não pode distinguir as diferentes possíveis composições de fluidos porosos que as compõem. Especialmente, este é o caso para fluidos porosos que têm propriedades mecânicas similares, tais como petróleo e água do mar. Portanto, no geral, é necessário empregar outras técnicas de inspeção para determinar se um reservatório previamente identificado contém petróleo ou somente fluidos porosos aquosos. Uma técnica é a perfuração exploratória de poço na região de interesse em potencial. Entretanto, isto é caro e demorado. Uma técnica alternativa recentemente desenvolvida é a técnica de inspeção eletromagnética de fonte controlada (CSEM), tal como descrito em GB 2 382 875 [2].

CSEM busca distinguir reservatórios cheios de petróleo e de água com base nas suas diferentes propriedades elétricas. Isto é feito pela transmissão de um sinal EM para o leito do mar, no geral, usando uma fonte (transmissor) dipolo elétrico horizontal (HED), e medindo a resposta em receptores (detectores) EM para uma faixa de distâncias da fonte. Uma vez que hidrocarbonetos são mais resistivos do que a água do mar, no geral, a presença de um reservatório de hidrocarbonetos levará a campos EM mais intensos do que seria o caso se o reservatório contivesse somente água do mar. Isto se dá em virtude de a água do mar, altamente condutora, atenuar o componente do sinal EM que passa através do reservatório mais do que seria o caso se o reservatório contivesse hidrocarbonetos.

Uma técnica proposta para inspeção CSEM é rebocar uma fonte EM em uma linha de receptores e comparar diretamente amplitudes de resposta para deslocamentos fonte - receptor que estão acima de um alvo com amplitudes de resposta correspondentes para deslocamentos fonte - receptor que não estão acima do alvo, de forma que alguma melhoria na amplitude possa ser observada [1].

Entretanto, na prática, a interpretação dos resultados da inspeção CSEM não é tão simples. Em particular, percebe-se que inspeções devem ser criteriosamente planejadas para reduzir a probabilidade de certos tipos de estruturas básicas em grande escala originarem indicações falso positivas de reservatórios de hidrocarbonetos. Uma maneira de fazer isto é obter dados de inspeção para uma faixa de orientações relativas entre fonte e recep-

tor, por exemplo, rebocando uma fonte HED em um arranjo instalado de receptores. Dados dos receptores, que são arranjos alinhados com a fonte HED (isto é, em um cabo paralelo ao eixo geométrico HED e que passa através do seu eixo geométrico), são mais sensíveis à presença de finas camadas resistivas indicativas de reservatórios de hidrocarbonetos. Por outro lado, dados dos receptores que são arranjos transversais à fonte HED (isto é, em um cabo perpendicular ao eixo geométrico HED e que passa através do seu eixo geométrico) são mais sensíveis às características da base em grande escala. Uma comparação dos dados de ambas as orientações pode ser usada para reduzir indicações falso positivas [2].

A análise tanto dos dados alinhados quanto dos dados transversais de uma região de interesse alvo demonstrou ser uma maneira confiável de reduzir a probabilidade de interpretação ambígua dos dados CSEM. Entretanto, ainda há algumas classes de configuração de estrato subterrâneo que não contêm hidrocarbonetos, mas, contudo, produzem respostas CSEM características que são similares àquelas associadas com reservatórios de hidrocarbonetos. Por exemplo, formações rochosas subterrâneas com graus significativos de condutividade verticalmente anisotrópica (condutividade diferente nas direções vertical e horizontal) podem fornecer respostas alinhadas e transversais que são similares àquelas vistas em reservatórios de hidrocarbonetos. Isto significa que uma formação rochosa verticalmente anisotrópica pode originar uma indicação falsa de hidrocarboneto. Além do mais, no caso de uma formação rochosa verticalmente anisotrópica não portar um reservatório de hidrocarbonetos, a natureza do reservatório será incorretamente determinada. Em particular, anisotropia básica levará a uma subestimativa da profundidade do reservatório e a uma superestimativa da resistividade do reservatório [3]. Assim, um reservatório profundo contendo uma fração relativamente baixa de hidrocarbonetos e, portanto, de menor interesse econômico, pode ser identificado de forma equívoca como o que parece ser um reservatório mais superficial e de maior interesse econômico com mais carbono no hidrocarboneto (isto é, maior resistividade).

Há inúmeras configurações de estratos subterrâneos que podem exibir graus significativos de anisotropia de condutividade vertical. Frequentemente, ela é exibida na areia e em camadas de xisto, e o alinhamento granular de minerais de argila em camadas sedimentares também pode levar à condutividade anisotrópica, assim como o alinhamento de fraturas em camadas subterrâneas. Assim, configurações de estrato subterrâneo, tais como estas, podem levar a indicações falso positivas da presença de hidrocarbonetos, ou a uma superestimativa da quantidade, e à facilidade de recuperação de todo hidrocarboneto que estiver presente. Portanto, há uma necessidade de técnicas que reduzem ainda mais a probabilidade de interpretação ambígua de dados CSEM para ajudar a evitar onerosa perfuração e adicionais programas de inspeção em regiões que foram erroneamente indicadas como contendo quantidades de hidrocarbonetos comercialmente usadas.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

De acordo com um primeiro aspecto da invenção, é fornecido um método para analisar os resultados de uma inspeção eletromagnética de fonte controlada de uma região de interesse, a região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos, o método compreendendo: fornecer um primeiro conjunto de dados de inspeção obtido fora da região de interesse para uma faixa de orientações e deslocamentos fonte - receptor; fornecer um segundo conjunto de dados de inspeção obtido dentro da região de interesse para uma faixa de deslocamentos fonte - receptor; realizar uma inversão matemática do primeiro conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo de estrato subterrâneo fora da região de interesse; e processar o segundo conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo de estrato subterrâneo dentro da região de interesse, em que o processamento considera o modelo de estrato subterrâneo fora da região de interesse.

O primeiro conjunto de dados pode ser referido como um conjunto de dados fora do alvo e o segundo conjunto de dados pode ser referido como um conjunto de dados no alvo. Em virtude de o conjunto de dados fora do alvo ser obtido longe da estrutura geológica que pode ser, potencialmente, um reservatório de hidrocarbonetos, e para uma faixa de deslocamentos fonte - receptor, a inversão destes dados pode recuperar recursos do estrato subterrâneo (tal como anisotropia de condutividade) que, normalmente, não podem ser distinguidos da presença de hidrocarbonetos e, portanto, são uma fonte de ambigüidade. Dessa maneira, pela consideração destas características na inversão dos dados no alvo, a probabilidade de ambigüidade é muito reduzida.

O conjunto de dados de inspeção fora do alvo pode ser obtido usando uma fonte dipolo elétrico horizontal (HED) ou dipolo elétrico vertical (VED). Para uma fonte HED, o conjunto de dados fora do alvo pode compreender dados para uma faixa de deslocamentos transversal ao eixo geométrico da fonte e dados para uma faixa de deslocamentos alinhada com o eixo geométrico da fonte. O conjunto de dados de inspeção fora do alvo pode compreender adicionalmente dados para uma faixa de deslocamentos para orientações intermediárias entre transversal ao eixo geométrico da fonte e alinhadas com o eixo geométrico da fonte. Pelo fornecimento de dados provenientes de uma faixa abrangente de orientações, características do estrato básico (isto é, o estrato que exclui o reservatório de hidrocarbonetos em potencial) que podem afetar dados CSEM de uma maneira similar à presença de hidrocarbonetos podem ser mais bem restritas pelos dados fora do alvo.

Os dados de inspeção fora do alvo para deslocamentos alinhados com o eixo geométrico da fonte podem ser dados de campo horizontal e vertical e, além do mais, podem ser dados de campo elétrico ou magnético.

Os dados no alvo podem ser obtidos de uma maneira, em linhas gerais, similar, no-

vamente, usando uma fonte HED ou VED. Entretanto, percebe-se que diferente da inspeção CSEM convencional com uma fonte HED, dados na região de interesse somente precisam ser obtidos para orientações alinhadas sem levar à maior ambigüidade. Isto é em virtude de a formação rochosa básica, com a qual a estrutura geológica de interesse está relacionada, já ser bem caracterizada pela inversão dos dados fora do alvo. Dessa maneira, dados alinhados (que são os dados mais sensíveis à presença de hidrocarbonetos) provenientes da região de interesse são suficientes para permitir que os conteúdos de qualquer reservatório de hidrocarbonetos em potencial (isto é, seja petróleo ou água) sejam determinados. Entretanto, o conjunto de dados no alvo pode compreender adicionalmente dados para uma faixa de deslocamentos transversal ao eixo geométrico dipolo da fonte.

No geral, é suficiente que dados sejam coletados com informação de fonte e de receptor suficiente para que tanto o alvo quanto a base possam ser mapeados.

Os dados de inspeção no segundo conjunto de dados de inspeção para deslocamentos alinhados com o eixo geométrico da fonte também podem ser dados de campo horizontal ou vertical, e podem ser dados de campo elétrico ou magnético.

A etapa de realizar uma inversão matemática do conjunto de dados de inspeção fora do alvo pode ser configurada para permitir condutividade no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse a ser independentemente determinada nas duas direções. Isto pode ser benéfico em virtude de efeitos da condutividade anisotrópica no estrato básico poder ser uma causa significativa para a ambigüidade de interpretação. Em particular, as duas direções podem ser uma direção vertical e uma direção horizontal, de forma que a anisotropia de condutividade vertical possa ser caracterizada.

A etapa de processar o conjunto de dados de inspeção no alvo pode compreender realizar uma inversão matemática na qual pelo menos um parâmetro do espaço modelo é restrito de acordo com seu valor no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse.

Por exemplo, o parâmetro pode ser restrito sendo relacionado a um valor fixo que corresponde ao seu valor no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse, pode ser restrito sendo exigido adotar um valor em uma faixa de valores com base no seu valor no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse, ou pode ser restrito sendo relacionado com um valor preferido com base no seu valor no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse, com a inversão matemática do conjunto de dados de inspeção no alvo sendo, então, prejudicada em favor dos modelos nos quais o parâmetro está mais próximo do valor preferido.

Alternativamente, podem ser empregadas outras técnicas de processamento que consideram o modelo fora do alvo. Por exemplo, a etapa do processamento do conjunto de dados de inspeção no alvo pode compreender realizar uma extrapolação de campo de onda

na qual um modelo inicial para a extrapolação de campo de onda corresponde ao modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse.

Além do mais, o conjunto de dados de inspeção no alvo pode ser iterativamente processado, de acordo com o que, iterações subseqüentes consideram o modelo do estrato subterrâneo dentro da região de interesse obtido a partir das uma ou mais iterações anteriores.

De acordo com um segundo aspecto da invenção, é fornecido um produto de programa de computador que suporta instruções legíveis por máquina para implementar um método de análise de resultados de uma inspeção eletromagnética de fonte controlada de acordo com o primeiro aspecto da invenção.

De acordo com um terceiro aspecto da invenção, é fornecido um aparelho de computador carregado com instruções legíveis por máquina para implementar o método de análise de resultados de uma inspeção eletromagnética de fonte controlada de acordo com o primeiro aspecto da invenção.

De acordo com um quarto aspecto da invenção, é fornecido um método para planejar uma inspeção eletromagnética de fonte controlada de uma região de interesse, a região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos, o método compreendendo: criar um modelo de uma região fora da região de interesse, incluindo uma formação rochosa e um corpo de água acima dela; criar um modelo da região de interesse que corresponde ao modelo fora da região de interesse, mas incluindo adicionalmente um reservatório de hidrocarbonetos; realizar uma simulação de uma inspeção eletromagnética fora da região de interesse para fornecer um primeiro conjunto de dados de inspeção simulada para uma faixa de orientações e deslocamentos fonte – receptor; realizar uma simulação de uma inspeção eletromagnética dentro da região de interesse para fornecer um segundo conjunto de dados de inspeção simulada para uma faixa de deslocamentos fonte – receptor; realizar uma inversão matemática do primeiro conjunto de dados simulado para fornecer um modelo recuperado simulado do estrato subterrâneo fora da região de interesse; e processar o segundo conjunto de dados simulado para fornecer um modelo recuperado simulado do estrato subterrâneo dentro da região de interesse considerando o modelo recuperado simulado do estrato subterrâneo fora da região de interesse.

O planejamento pode incluir adicionalmente repetir a simulação de uma inspeção eletromagnética fora da região de interesse para inúmeras freqüências de fonte a fim de selecionar condições ideais de inspeção em termos de freqüência de fonte e de orientações e distâncias fonte – receptor para caracterizar a formação rochosa.

Além do mais, o método pode compreender adicionalmente repetir a simulação de uma inspeção eletromagnética dentro da região de interesse para inúmeras freqüências de fonte a fim de selecionar condições ideais de inspeção em termos de freqüência de fonte e

de distâncias fonte – receptor para sondar o reservatório de hidrocarbonetos.

Pelo planejamento de uma inspeção de um modo que considera a maneira na qual os dados devem ser analisados, e pela consideração dos efeitos das diferentes escolhas de frequência e de orientações e deslocamentos fonte - receptor, os dados resultantes da inspeção real serão bem adequados para análise e serão mais sensíveis às características do estrato subterrâneo de mais interesse.

De acordo com um quinto aspecto da invenção, é fornecido um produto de programa de computador que suporta instruções legíveis por máquina para implementar um método para planejar uma inspeção eletromagnética de fonte controlada de acordo com o quarto aspecto da invenção.

De acordo com um sexto aspecto da invenção, é fornecido um aparelho de computador carregado com instruções legíveis por máquina para implementar o método para planejar uma inspeção eletromagnética de fonte controlada de acordo com o quarto aspecto da invenção.

De acordo com um sétimo aspecto da invenção, é fornecido um método para realizar uma inspeção eletromagnética de fonte controlada de uma região de interesse, a região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos, o método compreendendo: obter um primeiro conjunto de dados de inspeção fora da região de interesse para uma faixa de orientações e deslocamentos fonte – receptor; realizar uma inversão matemática do primeiro conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse; criar um modelo da região de interesse pela adição de um reservatório de hidrocarbonetos modelo ao modelo de estrato subterrâneo fora da região de interesse; realizar uma simulação de uma inspeção eletromagnética do modelo da região de interesse para fornecer um conjunto de dados de inspeção simulada para uma faixa de deslocamentos fonte - receptor; repetir a simulação de uma inspeção eletromagnética do modelo da região de interesse para inúmeras frequências de fonte a fim de selecionar condições ideais de inspeção em termos da frequência de fonte e das distâncias fonte – receptor para sondar o reservatório de hidrocarbonetos; e obter um segundo conjunto de dados de inspeção dentro da região de interesse de acordo com as condições ideais de inspeção selecionadas.

Esta abordagem permite que os resultados de uma análise dos dados fora do alvo sejam usados no planejamento da inspeção no alvo. Em virtude de a inspeção no alvo poder ser planejada usando os resultados da inspeção fora do alvo para definir a estrutura básica em grande escala, as condições de inspeção para a inspeção no alvo podem ser mais bem otimizadas.

Por ideal, não se entende, necessariamente, que as melhores condições de inspeção são encontradas, mas somente que é encontrado um conjunto de condições de inspeção

ção que fornecerá indicações fortes e inequívocas no caso em que há um reservatório de hidrocarbonetos no sítio da inspeção. O procedimento iterativo pode se dar, puramente, sob controle manual. Entretanto, preferivelmente, o simulador pode permitir ao usuário a opção de otimizar automaticamente as condições de inspeção. Então, o usuário pode comutar entre iteração manual ou automatizada, como desejado.

O método para realizar uma inspeção eletromagnética de fonte controlada de acordo com o sétimo aspecto da invenção pode ser de maneira tal que o segundo conjunto de dados de inspeção seja detectado em um primeiro momento, e o método pode compreender adicionalmente obter pelo menos um conjunto de dados de inspeção adicional dentro da região de interesse em um momento que é diferente do primeiro momento, para permitir mudanças na região de interesse a ser monitorada. Por exemplo, isto permite monitoramento temporário de um reservatório do qual o hidrocarboneto está sendo extraído.

De acordo com um oitavo aspecto da invenção, é fornecido um método para obter hidrocarboneto de uma região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos, o método compreendendo: obter um primeiro conjunto de dados de inspeção fora da região de interesse para uma faixa de orientações e deslocamentos fonte – receptor; realizar uma inversão matemática do primeiro conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse; criar um modelo da região de interesse pela adição de um reservatório de hidrocarboneto modelo no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse; realizar uma simulação de uma inspeção eletromagnética do modelo da região de interesse para fornecer um conjunto de dados de inspeção simulada para uma faixa de deslocamentos fonte - receptor; repetir a simulação de uma inspeção eletromagnética do modelo da região de interesse para inúmeras frequências de fonte a fim de selecionar condições ideais de inspeção em termos de frequência de fonte e de distâncias fonte – receptor para sondar o reservatório de hidrocarbonetos; obter um segundo conjunto de dados de inspeção dentro da região de interesse de acordo com as condições ideais de inspeção selecionadas; identificar um reservatório de hidrocarbonetos a partir do segundo conjunto de dados de inspeção; e penetrar no reservatório de hidrocarbonetos identificado com um poço de produção de hidrocarbonetos.

De acordo com um nono aspecto da invenção, é fornecido um volume de hidrocarbonetos obtido de uma região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos, o hidrocarboneto obtido por: obtenção de um primeiro conjunto de dados de inspeção fora da região de interesse para uma faixa de orientações e deslocamentos fonte – receptor; realizar uma inversão matemática do primeiro conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse; criar um modelo da região de interesse pela adição de um reservatório de

hidrocarbonetos modelo no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse; realizar uma simulação de uma inspeção eletromagnética do modelo da região de interesse para fornecer um conjunto de dados de inspeção simulada para uma faixa de deslocamentos fonte – receptor; repetir a simulação de uma inspeção eletromagnética do modelo da região de interesse para inúmeras frequências de fonte a fim de selecionar condições ideais de inspeção em termos de frequência de fonte e distâncias fonte – receptor para sondar o reservatório de hidrocarbonetos; obter um segundo conjunto de dados de inspeção dentro da região de interesse de acordo com as condições ideais de inspeção selecionadas; identificar um reservatório de hidrocarbonetos a partir do segundo conjunto de dados de inspeção; penetrar o reservatório de hidrocarbonetos identificado com um poço de produção de hidrocarbonetos; e extrair o hidrocarboneto do reservatório de hidrocarbonetos usando o poço.

De acordo com um décimo aspecto da invenção, é fornecido um conjunto de dados de resultado representando uma região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos, o conjunto de dados de resultados obtido por: obtenção de um primeiro conjunto de dados de inspeção fora da região de interesse para uma faixa de orientações e deslocamentos fonte – receptor; realizar uma inversão matemática do primeiro conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse; criar um modelo da região de interesse pela adição de um reservatório de hidrocarbonetos modelo no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse; realizar uma simulação de uma inspeção eletromagnética do modelo da região de interesse para fornecer um conjunto de dados de inspeção simulada para uma faixa de deslocamentos fonte – receptor; repetir a simulação de uma inspeção eletromagnética do modelo da região de interesse para inúmeras frequências de fonte a fim de selecionar condições ideais de inspeção em termos de frequência de fonte e de distâncias fonte – receptor para sondar o reservatório de hidrocarbonetos; obter um segundo conjunto de dados de inspeção dentro da região de interesse de acordo com as condições ideais de inspeção selecionadas; e gerar o conjunto de dados de resultados com base no segundo conjunto de dados de inspeção.

De acordo com um décimo primeiro aspecto da invenção, é fornecida uma mídia de armazenamento legível por computador com um conjunto de dados de acordo com o décimo aspecto da invenção nela gravado.

DESCRIÇÃO RESUMIDA DOS DESENHOS

Para um melhor entendimento da invenção e para mostrar como a mesma pode ser implementada, agora, é feita referência, a título de exemplo, aos desenhos anexos, nos quais:

a figura 1 mostra esquematicamente um navio de superfície 14 realizando inspeção eletromagnética de fonte controlada (CSEM) de uma configuração de estrato subterrâneo

usando aparelho padrão;

a figura 2 é uma vista plana esquemática que mostra um sistema de coordenadas para descrever a colocação relativa de uma fonte e receptores HED durante uma inspeção CSEM;

5 as figuras 3A, 4A e 5A são gráficos que mostram, respectivamente, as amplitudes do componente de campo elétrico modelado alinhado radial, transversal azimutal e alinhado vertical para três diferentes configurações de estrato de modelo subterrâneo em função do deslocamento;

10 as figuras 3B, 4B e 5B são gráficos que mostram, respectivamente, a fase modelada dos componentes de campo elétrico alinhado radial, transversal azimutal e alinhado vertical desenhada nas figuras 3A, 4A e 5A;

15 as figuras 6A, 6B e 6C são diagramas polares que mostram, respectivamente, as amplitudes do componente de campo elétrico modelado paralelo ao eixo geométrico dipolo de fonte, perpendicular ao eixo geométrico dipolo de fonte, e em uma direção vertical para uma inspeção CSEM em um deslocamento de 5 km em função do azimute do receptor θ .

20 As figuras 7A, 7B e 7C mostram esquematicamente a orientação modelada do eixo geométrico semiprincipal de uma elipse de polarização para os componentes do campo elétrico horizontal vistos pelos receptores para uma faixa de deslocamentos e orientações relativas à fonte em uma inspeção CSEM para três diferentes configurações de estrato subterrâneo de modelo;

As figuras 8A e 8B mostram esquematicamente um fluxograma de um método para analisar os resultados de uma inspeção CSEM de uma região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos de acordo com uma modalidade da invenção;

25 As figuras 9, 10 e 11 são vistas planas esquemáticas que mostram arranjos de receptor de exemplo e cabos de reboque de fonte para fornecer dados de inspeção adequados para análise de acordo com modalidades da invenção;

A figura 12 é uma vista esquemática de uma plataforma petrolífera que produz hidrocarbonetos de acordo com uma modalidade da invenção;

30 A figura 13 é uma vista em perspectiva esquemática de um barril que contém um volume de hidrocarbonetos de acordo com uma modalidade da invenção; e

A figura 14 é uma vista em perspectiva esquemática de uma mídia de armazenamento de dados que porta um conjunto de dados de acordo com uma modalidade da invenção.

35 DESCRIÇÃO DETALHADA

A figura 1 mostra esquematicamente um navio de superfície 14 realizando inspeção eletromagnética de fonte controlada (CSEM) de uma configuração de estrato subterrâneo

usando aparelho padrão [2] para obter conjuntos de dados adequados para análise de acordo com uma modalidade da invenção. Neste exemplo, o estrato subterrâneo inclui uma camada de terra superior 8, uma camada de terra inferior 9 e um reservatório de hidrocarbonetos 12. O navio de superfície 14 flutua na superfície 2 de um corpo de água, neste caso, água do mar 4. Um veículo submersível 19 conduzindo uma fonte (transmissor) 22 na forma de um dipolo elétrico horizontal (HED) é anexado no navio de superfície 14 por um cabo umbilical 16. O cabo umbilical fornece uma conexão elétrica, mecânica e ótica entre o veículo submersível 19 e o navio de superfície 14. A fonte HED é suprida com uma corrente de acionamento para que ela difunda um sinal eletromagnético (EM) HED para o interior da água do mar 4.

Um ou mais receptores (detectores) remotos 25 ficam localizados no leito do mar 6. Cada um dos receptores 25 inclui um pacote de instrumento 26, uma antena detectora 24, um dispositivo de flutuação 28 e um peso de lastro (não mostrado). Cada antena detectora 24 compreende três antenas dipolo elétrico ortogonal. Em outros exemplos, mais componentes dos campos EM no receptor podem ser medidos, por exemplo, componentes do campo magnético. As antenas detectoras dipolo elétrico são sensíveis aos componentes dos campos elétricos induzidos pela fonte HED nas vizinhanças do receptor 25, e produzem sinais detectores de campo elétrico a partir deles. Durante uma inspeção, o pacote de instrumento 26 grava os sinais do detector enquanto o transmissor 22 é rebocado em relação aos receptores 25. Assim, os sinais do detector para uma faixa de posições relativas da fonte e do receptor são obtidos para fornecer um conjunto de dados de inspeção da região que está sendo inspecionada.

Os inventores modelaram extensivamente como os dados CSEM são afetados por condutividade anisotrópica (resistividade invertida) em estrato subterrâneo para diferentes orientações fonte – receptor.

A figura 2 é uma vista plana esquemática que mostra um sistema de coordenadas para descrever a colocação relativa da fonte HED 22 e cada um dos receptores 25 durante a inspeção. A posição dos receptores 25 em relação à fonte HED 2 é mais adequadamente descrita em coordenadas polares cilíndricas com o centro da fonte HED 22 na origem. A posição de um receptor 25 é definida por um ângulo azimutal θ e por uma distância de separação (ou faixa) R. O ângulo θ é medido no sentido horário a partir de uma linha que passa através do eixo geométrico da fonte HED, e corre paralela a ele, da forma indicada na figura 2 pela linha marcada $\theta = 0^\circ$. Um receptor colocado ao longo desta linha, isto é, de maneira tal que ele tenha um ângulo azimutal θ de 0° , é referido como estando em uma posição de alinhamento direto ou com extremidade voltada para o observador. Um receptor com um ângulo azimutal θ de 90° , de maneira tal que ele fique na linha marcada $\theta = 90^\circ$ na figura 2, é referido como estando em uma posição transversal direta. A coordenada axial z se esten-

de verticalmente para baixo até o leito do mar. Assim, o campo elétrico no receptor pode ser considerado resolvido em um componente radial E_r e um componente azimutal E_θ no plano horizontal, e um componente vertical E_z .

A direção dos eixos geométricos x , y e z de um sistema cartesiano de coordenadas, que também pode ser usado para descrever a geometria da fonte e dos receptores, é esquematicamente mostrada no topo direito da figura 2. O eixo geométrico x corre paralelo ao eixo geométrico dipolo da fonte (isto é, paralelo ao ângulo azimutal $\theta = 0$). O eixo geométrico y corre perpendicular ao eixo geométrico dipolo da fonte (isto é, paralelo ao ângulo azimutal $\theta = 90$). O eixo geométrico z corre verticalmente para baixo até o leito do mar. Assim, o campo elétrico em um receptor também pode ser considerado resolvido em um componente x E_x e em um componente y ortogonal E_y no plano horizontal, e um componente vertical E_z . Embora o sistema cartesiano de coordenadas seja mostrado deslocado da fonte 22 na figura 2, para esclarecimento, no geral, a origem do sistema cartesiano de coordenadas será considerada no centro da fonte.

A figura 3A é um gráfico que mostra esquematicamente a amplitude do componente do campo elétrico radial modelado E_r visto em um receptor em uma orientação alinhada (isto é, $\theta = 0$) em resposta a um sinal de difusão da fonte HED em função da separação R entre a fonte e o receptor. A fonte HED é acionada por um sinal de acionamento AC em uma frequência de 0,3 Hz, e o campo elétrico é calculado por unidade de momento dipolo elétrico do transmissor. Curvas são mostradas para três diferentes configurações de estrato subterrâneo modelo. A curva marcada I1 corresponde a uma configuração de estrato subterrâneo modelo que compreende um meio espaço uniforme sob o leito do mar, com uma resistividade isotrópica de $1 \Omega\text{m}$. A curva marcada I2 corresponde a uma configuração de estrato subterrâneo modelo que compreende um meio espaço uniforme sob o leito do mar com uma resistividade isotrópica de $2 \Omega\text{m}$. A curva marcada A corresponde a uma configuração de estrato subterrâneo modelo que compreende um meio espaço uniforme sob o leito do mar com uma resistividade anisotrópica de $2 \Omega\text{m}$ na direção vertical e $1 \Omega\text{m}$ em todas as direções do plano horizontal. Para cada modelo, o leito do mar é representado por um meio espaço isotrópico uniforme com resistividade de $0,3 \Omega\text{m}$.

A figura 3B é um gráfico que mostra esquematicamente a fase ϕ em relação ao sinal de acionamento AC da fonte HED para os componentes E_r do campo elétrico radial modelado desenhados na figura 3A. Novamente, isto é mostrado para as três diferentes configurações de estrato subterrâneo modelo I1, I2 e A.

As figuras 4A e 4B são similares às figuras 3A e 3B, e serão entendidas a partir delas, mas mostram curvas modeladas para a amplitude do componente de campo elétrico azimutal E_θ vista em um receptor em uma orientação transversal (isto é, $\theta = 90$) para uma faixa de deslocamentos R .

As figuras 5A e 5B também são similares às figuras 3A e 3B, e serão entendidas a partir delas, mas mostram curvas modeladas para a amplitude de componente de campo elétrico vertical E_z vista em um receptor em uma orientação alinhada (isto é, $\theta = 0$) para uma faixa de deslocamentos R .

5 Fica aparente a partir das figuras 3 a 5 que o efeito da condutividade anisotrópica (condutividade é simplesmente o inverso da resistividade) varia com a orientação relativa entre a fonte e o receptor.

As figuras 3A, 3B, 5A e 5B mostram que as orientações alinhadas, a amplitude e a fase dos campos elétricos medidos (tanto o componente radial quanto o componente vertical – não há componente azimutal na orientação alinhada em virtude de os modelos terrestres ser azimutalmente simétricos) são mais sensíveis à resistividade do estrato subterrâneo na direção vertical. Isto fica aparente em virtude de as curvas para a configuração de estrato subterrâneo modelo anisotrópico (curvas marcadas A) casam intimamente com as curvas para o meio espaço isotrópico de $2 \Omega\text{m}$ (marcado I2), e $2 \Omega\text{m}$ é a resistividade do modelo anisotrópico na direção vertical.

Por outro lado, as figuras 4A e 4B mostram que, para as orientações transversais, os campos elétricos medidos são mais sensíveis à resistividade horizontal. Isto é, as curvas para a configuração do estrato subterrâneo modelo anisotrópico casam mais intimamente com as curvas para o meio espaço isotrópico uniforme com resistividade de $1 \Omega\text{m}$.

20 A figura 6A é um diagrama polar que mostra a amplitude do componente de campo elétrico modelado E_x ao longo do eixo geométrico x (isto é, o componente paralelo ao eixo geométrico dipolo da fonte) em um deslocamento R do receptor de 5 km em função do azimute θ do receptor. Dados são mostrados para as mesmas três configurações do estrato subterrâneo modelo I1, I2, A, como exposto em relação às figuras 3 a 5, como indicado pela legenda no lado esquerdo da figura.

As figuras 6B e 6C são similares à figura 6A, e serão entendidas a partir dela, mas mostram, respectivamente, a amplitude do componente de campo elétrico modelado E_y ao longo do eixo geométrico y (perpendicular ao dipolo) e a amplitude do componente de campo elétrico modelado E_z ao longo do eixo geométrico z (isto é, o componente vertical).

30 A figura 6A confirma que para orientações alinhadas (para as quais E_x e E_r são idênticas), a resposta do modelo anisotrópico é dominada pela sua resistividade vertical de $2 \Omega\text{m}$. Isto fica aparente em virtude de a resposta do modelo anisotrópico (indicado por pontos na figura) casar com a resposta do meio espaço isotrópico com resistividade de $2 \Omega\text{m}$. (linha tracejada). A figura 6A também confirma que as orientações transversais (para as quais E_x e E_θ são idênticas), a resposta do modelo anisotrópico é dominada por sua resistividade horizontal ($1 \Omega\text{m}$). Isto fica aparente em virtude de a resposta do modelo anisotrópico casar com a resposta do meio espaço isotrópico com resistividade de $1 \Omega\text{m}$ nestas orientações.

A partir da figura 6A, pode-se ver que a resistividade vertical no modelo anisotrópico domina a resposta para azimutes em cerca de +/- 30 graus de alinhamento direto (isto é, para azimutes $\theta < 30$, $150 < \theta < 210$, e $\theta > 330$). Dessa maneira, deve-se considerar que referências às orientações alinhadas significam azimutes que caem nestas faixas, a menos
 5 que o contexto sugira de outra forma. Similarmente, pode-se ver que a resistividade horizontal no modelo anisotrópico domina a resposta para azimutes em cerca de +/- 30 graus de transversal direta (isto é, para azimutes $60 < \theta < 120$ e $240 < \theta < 300$). Dessa maneira, deve-se considerar que referências às orientações transversais significam azimutes que caem nestas faixas, a menos que o contexto sugira de outra forma. Em azimutes intermediários
 10 (isto é, cerca de $30 < \theta < 60$, $120 < \theta < 150$, $210 < \theta < 240$ e $300 < \theta < 330$), a resposta do modelo anisotrópico cai entre as duas respostas do meio espaço isotrópico.

A figura 6C mostra que a resposta do modelo anisotrópico para o componente de campo elétrico vertical E_z é dominada pela resistividade vertical do modelo ($2 \Omega\text{m}$) para todas as orientações para as quais um sinal significativo for detectável. Novamente, isto fica
 15 aparente em virtude de a resposta do modelo anisotrópico (pontos) casar com a resposta do meio espaço isotrópico com resistividade de $2 \Omega\text{m}$ (linha tracejada).

A figura 6B mostra que a resposta do modelo anisotrópico para o componente do campo elétrico E_y ao longo do eixo geométrico y (isto é, perpendicular ao eixo geométrico dipolo) cai entre as duas respostas do meio espaço isotrópico. Percebe-se que este compo-
 20 nente não é significativo para as orientações de alinhamento direto e transversal direta. Isto é em virtude de E_y ser idêntica a E_θ , para orientações diretamente alinhadas, e ser idêntica a E_r para orientações diretamente transversais.

Sabe-se, durante a interpretação de conjuntos de dados CSEM, expressar a resposta em termos da magnitude do eixo geométrico semiprincipal de uma elipse de polarização definida por dois componentes horizontais ortogonais do campo EM detectado em um
 25 dado local [2]. As direções dos dois componentes horizontais ortogonais podem ser escolhidas arbitrariamente sem afetar a magnitude do eixo geométrico semiprincipal da elipse de polarização. Dessa maneira, a análise pode ser baseada nos dados resolvidos ao longo das direções x e u (E_x e E_y), nos dados resolvidos ao longo das direções radial e azimutal (E_r e E_θ) ou, mais provavelmente, dados ao longo de duas direções que não são necessariamente
 30 conhecidas, mas simplesmente correspondem às orientações da antena detectora horizontal ortogonal no leito do mar. Dessa maneira, a magnitude da elipse de polarização fornece uma robusta medida dos campos EM do fundo do mar, que é menos afetada pelas incertezas de navegação do que a magnitude dos componentes individuais. A orientação do eixo
 35 geométrico semiprincipal da elipse de polarização também mostrou fornecer restrições na estrutura do leito do mar, no contexto da anisotropia de condutividade horizontal na crosta inferior e no manto superior [4].

As figuras 7A, 7B e 7C mostram esquematicamente a orientação modelada do eixo geométrico semiprincipal de uma elipse de polarização para os componentes do campo elétrico horizontal vistos pelos receptores para uma faixa de deslocamentos e orientações relativas à fonte. Resultados são mostrados para as três configurações de estrato subterrâneo modelo supra descritas. A figura 7A (I1) mostra a resposta modelada para o meio espaço isotrópico uniforme com resistividade de $1 \Omega\text{m}$, a figura 7B (A) mostra a resposta para o meio espaço anisotrópico uniforme com resistividade vertical de $2 \Omega\text{m}$ e resistividade horizontal de $1 \Omega\text{m}$, e a figura 7C (I2) mostra a resposta modelada para o meio espaço isotrópico uniforme com resistividade de $2 \Omega\text{m}$. Os círculos nas figuras representam as posições dos receptores modelados. As linhas associadas com cada um dos círculos mostram as orientações das elipses de polarização. Em cada caso, a fonte HED está no centro de cada figura (isto é, $x = y = 0$) e é acionada por um sinal de acionamento AC em uma frequência de 0,3 Hz.

Pode-se ver a partir das figuras 7A e 7C que a distribuição das orientações das elipses de polarização para os dois meios espaços isotrópicos são quase idênticas. Assim, as orientações das elipses de polarização não são sensíveis à resistividade geral de um meio espaço isotrópico uniforme. Entretanto, para o modelo anisotrópico (figura 7B), a orientação da elipse de polarização mostra uma inclinação, se comparada com os modelos isotrópicos, particularmente, para as orientações fonte – receptor intermediárias entre alinhamento direto e transversal direto.

Assim, como demonstrado anteriormente, o grau de anisotropia de condutividade vertical em estrato subterrâneo afeta os dados de resposta CSEM diferentemente para orientações diferentes e, Além do mais, dados provenientes de uma faixa de orientações fonte – receptor são exigidos se o grau de anisotropia de condutividade vertical precisar ser bem determinado.

Características do estrato subterrâneo que não estão diretamente relacionadas à presença de hidrocarbonetos, mas que têm diferentes efeitos nos dados de inspeção CSEM alinhados e transversais, tais como condutividade anisotrópica, são fontes possíveis de ambigüidade. Isto é em virtude de a inspeção com base geométrica convencional se basear no fato de que diferenças nas respostas alinhadas e transversais são em função da presença (ou não) de hidrocarbonetos [2]. Portanto, é importante que características, tal como o grau de anisotropia de condutividade no estrato básico, sejam consideradas durante a interpretação de dados CSEM. Entretanto, em virtude de a anisotropia de condutividade originar efeitos que são similares àqueles associados com a presença de hidrocarbonetos, pode ser difícil isolar um efeito do outro.

Compreendendo isto, os inventores reconheceram adicionalmente que, a fim de reduzir a probabilidade de interpretação ambígua dos dados CSEM, dois conjuntos de dados

de inspeção devem ser fornecidos para análise. Um conjunto de dados de inspeção, aqui referido como o conjunto de dados no alvo, é obtido pela inspeção de uma região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos (isto é, um potencial reservatório de hidrocarbonetos). O reservatório de hidrocarbonetos em potencial pode ter sido identificado usando qualquer técnica convencional, por exemplo, inspeção sísmica. O outro conjunto de dados de inspeção, aqui referido como o conjunto de dados fora do alvo, é obtido pela inspeção longe da (isto é, fora da) região que contém o reservatório de hidrocarbonetos em potencial. Além do mais, em virtude de o grau de condutividade anisotrópica não poder ser determinado a partir dos dados alinhados sozinho, é importante que o conjunto de dados fora do alvo compreenda dados obtidos para uma faixa de deslocamentos e orientações.

Preferivelmente, os dados fora do alvo são obtidos de uma região que é imediatamente adjacente à região que contém o reservatório de hidrocarbonetos em potencial (isto é, a região de interesse). Isto ajuda a garantir que a estrutura básica em grande escala na região de interesse (isto é, o estrato subterrâneo que exclui o reservatório de hidrocarbonetos em potencial) seja tão similar quanto possível ao estrato subterrâneo na região da qual os dados fora do alvo são coletados.

Por exemplo, se a estrutura geológica identificada tiver uma extensão horizontal característica de 20 km, o conjunto de dados no alvo pode ser obtido pela inspeção em uma área de 20 km por 20 km do leito do mar centralizada no reservatório de hidrocarbonetos em potencial, e o conjunto de dados fora do alvo pode ser obtido pela inspeção em uma área de 20 km por 20 km do leito do mar imediatamente adjacente da área inspecionada do leito do mar, ou ligeiramente deslocada dela, centralizada no reservatório de hidrocarbonetos em potencial.

As figuras 8A e 8B mostram esquematicamente um fluxograma de um método para analisar os resultados de uma inspeção CSEM de uma região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos de acordo com uma modalidade da invenção.

As etapas S1 a S10 correspondem a uma inversão matemática do conjunto de dados fora do alvo. Esta inversão é realizada para obter um modelo do estrato subterrâneo na região fora do alvo (isto é, a região fora da região de interesse contendo a estrutura geológica que, potencialmente, pode conter hidrocarbonetos). A inversão do conjunto de dados fora do alvo pode ser baseada em qualquer algoritmo de inversão CSEM convencional, por exemplo, da forma descrita por Constable et al. [6] ou MacGregor [7].

Na etapa S1, são fornecidos dados de inspeção fora do alvo do tipo supra descrito.

Na etapa S2, é definido um modelo inicial do estrato subterrâneo na região fora do alvo. Isto é feito pela divisão de forma nocional da terra em elementos discretos e pela atri-

buição de valores para os parâmetros do espaço modelo a cada um dos elementos. Os elementos da terra discretizada podem ser caixas (para uma inversão 3D), linhas colunares horizontais (para uma inversão 2D), ou camadas horizontais (para uma inversão 1D). Para a inversão CSEM, fundamentalmente, os parâmetros do espaço modelo são baseados na resistividade (ou seu inverso, condutividade) dos elementos de terra discretizados. Isto é em virtude de ser a resistividade que afeta primariamente a difusão dos campos EM no estrato subterrâneo. Dessa maneira, na seguinte descrição, os modelos são definidos em termos da resistividade de cada um dos elementos da terra. Além do mais, cada elemento está associado com um valor de resistividade em cada uma das três direções ortogonais (isto é, não se considera que a terra tem condutividade isotrópica). Assim, os parâmetros do espaço modelo são resistivos em uma direção vertical (ρ_z), e resistividade em duas direções horizontais (ρ_x e ρ_y). Entende-se que os modelos podem ser igualmente caracterizados por parâmetros secundários que estão relacionados à resistividade, por exemplo, porosidade da rocha, propriedades do fluido ou interconexão do fluido, em vez de diretamente pela própria resistividade.

O modelo fora do alvo inicial pode considerar qualquer conhecimento anterior disponível. Por exemplo, resultados de uma inspeção sísmica anterior podem mostrar que os primeiros 300 metros do estrato sob o leito do mar são significativamente menos densos do que o estrato debaixo deste. Pode-se considerar que o estrato com menos densidade é mais poroso e, portanto, tem uma maior condutividade. Dessa maneira, podem ser atribuídos menores valores de resistividade (em todas as três direções) aos elementos da terra discretizada nos primeiros 300 metros do estrato sob o leito do mar no modelo fora do alvo inicial do que ao restante do estrato. Alternativamente, o modelo fora do alvo inicial pode ser definido como um meio espaço uniforme, isto é, um modelo no qual os parâmetros do espaço modelo tomam o mesmo valor em cada elemento de terra.

Na etapa S3, são definidos os parâmetros do espaço modelo que são livres para ser ajustados no estágio de otimização do modelo (veja etapa S6) da inversão. Por exemplo, resistividade em cada uma das três direções (x, y e z) podem ser parâmetros independentemente livres. Alternativamente, menos parâmetros de espaço modelo podem ser livres para ser independentemente ajustados. Por exemplo, pode-se considerar que a resistividade é a mesma nas direções horizontais x e y e, portanto, somente ρ_z e ρ_x são parâmetros livres do espaço modelo, com ρ_y forçado a tomar o mesmo valor de ρ_x .

Na etapa S4, os dados de resposta fora do alvo sintéticos são gerados pelo modelamento direto com base nos parâmetros do modelo fora do alvo inicial. Isto pode ser realizado usando algoritmos de modelamento direto convencionais, por exemplo, do tipo descrito por Chave e Cox [8], Unsworth et al. [9], Newman e Alumbaugh [10] e Tompkins [11].

Na etapa S5, os dados de resposta fora do alvo sintéticos são comparados com os

dados de resposta fora do alvo reais obtidos na etapa S1 para certificar uma medida de quão intimamente os dados sintéticos casam com os dados reais. Qualquer maneira convencional de parametrizar quão intimamente os dados estão casados pode ser usada para definir uma “qualidade do ajuste”. Por exemplo, técnicas de diferença dos mínimos quadrados (ou diferença ponderada dos mínimos quadrados que considera erros estimados nos dados fora do alvo reais) podem ser usadas para parametrizar a qualidade do ajuste.

Na etapa S6, os parâmetros livres do espaço modelo são ajustados para definir um novo modelo fora do alvo. Os ajustes são feitos com vistas na otimização da qualidade do ajuste entre os dados que serão sintetizados usando o novo modelo fora do alvo e os dados reais. No geral, estes ajustes têm que satisfazer outras restrições de regularização. Por exemplo, pode ser exigido que o modelo seja tão uniforme (isto é, tenha o mínimo de variações espaciais) quanto possível, ainda sendo suportado pelos dados. Os ajustes na etapa S6 podem ser feitos de acordo com a reivindicação técnicas de otimização convencionais usados em técnicas de inversão CSEM conhecidas.

Na etapa S7, os novos dados de resposta fora do alvo sintéticos são gerados pelo modelamento direto com base nos parâmetros do novo modelo fora do alvo definidos na etapa S6.

Na etapa S8, os novos dados de resposta fora do alvo sintéticos são comparados com os dados de resposta fora do alvo reais obtidos na etapa S1 para certificar sua qualidade de ajuste da mesma maneira da etapa S5.

Na etapa S9, decide-se se os novos dados de resposta fora do alvo têm uma qualidade de ajuste suficiente em relação aos dados fora do alvo reais para que a inversão possa ser considerada completa. Isto é feito pela exigência de a qualidade de ajuste determinada na etapa S8 satisfazer alguns critérios pré-definidos. Por exemplo, no caso em que a qualidade de ajuste for parametrizada pelo desvio médio quadrático (RMS) entre os dados sintéticos e os dados reais, pode-se exigir que o desvio RMS seja menor do que um limite pré-definido para que o ajuste seja considerado suficientemente boa.

No caso em que o ajuste for considerado suficientemente bom na etapa S9 (isto é, o critério exigido para a qualidade do ajuste é satisfeito), a ramificação ‘S’ do fluxograma é seguida até a etapa S10. Na etapa S10, o atual novo modelo fora do alvo é considerado o modelo fora do alvo final.

No caso em que o ajuste é considerado não suficientemente bom na etapa S9, a ramificação ‘N’ do fluxograma segue de volta até a etapa S6. Assim, o processo itera através das etapas S6 até S9, até que os dados sintetizados do modelo fora do alvo mais novo estejam em um ajuste suficientemente bom em relação aos dados fora do alvo reais. Quando isto for alcançado, o processo segue a ramificação ‘S’ da S9 até S10, e o modelo fora do alvo mais novo é considerado o modelo fora do alvo final.

A etapa S10 representa o fim do processamento dos dados fora do alvo. O resultado deste processamento é um modelo final do estrato subterrâneo fora da região de interesse.

5 As etapas S11 até S20 correspondem a uma inversão matemática do conjunto de dados no alvo que considera os resultados do conjunto de dados fora do alvo. Novamente, a inversão do conjunto de dados no alvo pode ser baseada em um algoritmo de inversão convencional.

Na etapa S11, os dados de inspeção no alvo são fornecidos.

10 Na etapa S12, um modelo inicial do estrato subterrâneo na região de interesse (isto é, na região no alvo) é definido de uma maneira similar àquela supra descrita em conjunto com a etapa S2. Opcionalmente, o modelo no alvo inicial corresponderá ao modelo fora do alvo final obtido na etapa S10. É provável que esta abordagem reduza o número de iterações exigidas para convergir em um modelo no alvo final adequado, já que é provável que os parâmetros do modelo fora do alvo representem bons pontos de determinação para os
15 parâmetros do modelo no alvo, pelo menos nos elementos da terra discretizada que não incluem a estrutura geológica identificada como um reservatório de hidrocarbonetos em potencial.

Na etapa S13, são definidos os parâmetros do espaço modelo que são livres para ser ajustados no estágio de otimização do modelo (etapa S16) da inversão do conjunto de
20 dados no alvo. Isto pode ser feito da mesma maneira supra descrita em conjunto com a etapa S3. Além disto, restrições aplicadas ao processamento subsequente do conjunto de dados no alvo, em particular, no estágio de otimização do modelo, são definidas com base na imagem fora do alvo final obtida na etapa S10. Estas restrições são discutidas com detalhes a seguir em conjunto com a etapa S16.

25 Na etapa S14, dados de resposta no alvo sintéticos são gerados por modelamento direto com base nos parâmetros do modelo no alvo inicial. Isto pode ser feito da mesma maneira da etapa S4 para os dados fora do alvo.

Na etapa S15, os dados de resposta no alvo sintéticos são comparados com os dados de resposta no alvo reais obtidos na etapa S11 para certificar uma medida de quão intimamente os dados sintéticos casam com os dados reais para parametrizar a qualidade de
30 ajuste. Novamente, isto pode ser feito da mesma maneira que para os dados fora do alvo (veja etapa S5).

Na etapa S16, os parâmetros livres do espaço modelo são ajustados para definir um novo modelo no alvo. Os ajustes são feitos de acordo com as restrições definidas na
35 etapa S13 com uma vista de otimizar a qualidade de ajuste entre dados que serão sintetizados usando o novo modelo no alvo e os dados reais. Exemplos de restrições adicionais adequadas que podem ser aplicadas são como segue.

Os parâmetros de espaço modelo adequados, por exemplo, ρ_x , ρ_y e ρ_z , nos elementos de terra discretizados do modelo que não estão nas vizinhanças da estrutura geológica previamente identificada, podem ser forçados a adotar o mesmo valor dos elementos discretizados correspondentes do modelo fora do alvo final. Alternativamente, pode-se permitir
5 que estes parâmetros variem, mas somente em uma faixa limitada com base em seus valores no modelo fora do alvo final. Em uma ainda outra alternativa, os parâmetros podem ser livres para variar, mas com um maior custo de penalidade associado com diferenças entre estes parâmetros no modelo no alvo e os parâmetros correspondentes no modelo fora do alvo final nos elementos do modelo longe do reservatório de hidrocarbonetos em potencial
10 durante a determinação da qualidade do ajuste. Alternativamente, ou além do mais, pode-se considerar o modelo fora do alvo final no processamento do conjunto de dados no alvo pela mudança das restrições de regularização. Por exemplo, o processamento pode permitir que restrições de regularização sejam quebradas (ou reduzidas) em áreas do modelo fora do alvo final, em que os parâmetros do espaço modelo variam mais rapidamente.

15 As restrições derivadas do modelo fora do alvo final podem ser adicionais às outras restrições de regularização exigidas pela invenção, por exemplo, que o modelo seja tão uniforme quanto possível, ou que contornos entre áreas sejam tão uniformes quanto possível (acentuada inversão de contorno), e assim por diante. Tendo definido as restrições adicionais, os ajustes aos parâmetros do espaço modelo na etapa S16 podem ser feitos de acordo
20 com os princípios usuais das técnicas de otimização usadas em inversões CSEM convencionais.

Na etapa S17, novos dados de resposta no alvo sintéticos são gerados pelo modelamento direto com base nos parâmetros do novo modelo no alvo definido na etapa S16.

25 Na etapa S18, os dados de resposta no alvo sintéticos são comparados com os dados de resposta no alvo reais obtidos na etapa S11 para certificar sua qualidade de ajuste da mesma maneira da etapa S15.

Na etapa S19, decide-se se os novos dados de resposta no alvo é um ajuste suficientemente bom aos dados no alvo reais de maneira que a inversão possa ser considerada completa. Isto pode ser feito de uma maneira similar àquela supra descrita em conjunto com
30 os dados fora do alvo (veja etapa S9). Entretanto, na execução da etapa S19, também pode-se considerar as restrições adicionais que foram derivadas do modelo fora do alvo final. Por exemplo, e como supra descrito, um custo de penalidade pode ser associado com as diferenças entre o novo modelo no alvo e o modelo fora do alvo final para que, de fato, o modelo fora do alvo seja um modelo preferido e a inversão do segundo conjunto de dados
35 seja prejudicada em favor deste modelo preferido.

No caso em que se considera que o ajuste é suficientemente bom na etapa S19 de acordo com o critério definido, a ramificação 'S' do fluxograma é seguida até a etapa S20.

Na etapa S20, o novo modelo no alvo é considerado ser o modelo no alvo final.

No caso em que se considera que o ajuste não é suficientemente bom na etapa S19, a ramificação 'N' do fluxograma segue de volta até a etapa S16. Assim, o processo itera através das etapas S16 até S19 até que os dados sintetizados do modelo no alvo mais novo seja um ajuste suficientemente bom aos dados no alvo reais. Quando isto for alcançado, o processo segue a ramificação 'S' de S19 até S20, e o modelo no alvo mais novo é considerado o modelo no alvo final.

Assim, o resultado do processamento mostrado nas figuras 8A e 8B é um modelo final da resistividade do estrato subterrâneo em cada um de uma série de elementos de terra discretizados que compreendem a região de interesse. Isto pode ser interpretado de acordo com princípios conhecidos para a interpretação dos mapas de resistividade subterrânea. Por exemplo, o mapa de resistividade pode mostrar que elementos discretizados na estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos têm resistividades similares àsquelas dos estratos circundantes. Neste caso, pode-se considerar que a estrutura geológica contém somente água do mar. Por outro lado, se o mapa de resistividade mostrar que os elementos discretizados na estrutura geológica têm resistividades significativamente mais altas do que aquelas do estrato circundante, pode-se considerar que a estrutura geológica contém hidrocarbonetos.

A figura 9 é uma vista plana esquemática que mostra um arranjo de exemplo de receptores 25 disposto na forma de duas cruzes sobre uma seção do leito do mar 32. A cruz de receptores à direita é para obter dados no alvo, e é arranjada em uma região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada 30 adequada para ter hidrocarbonetos. A cruz de receptores à esquerda é para obter dados fora do alvo, e é arranjada em uma região fora da região de interesse. A estrutura geológica 30 tem um tamanho característico de 10 km. A cruz de receptores disposta na estrutura geológica 30 se estende em uma escala similar. A cruz de receptores fora da região de interesse também se estende na mesma escala característica e é separada das regiões de interesse em uma quantidade, no geral, similar. Na realização de uma inspeção CSEM para fornecer dados para análise de acordo com modalidades da invenção, dados no alvo são obtidos pelo reboque da fonte HED ao longo do caminho identificado pela seta tracejada entre S^{on} e E^{on} e os dados fora do alvo são obtidos pelo reboque da fonte HED ao longo do caminho identificado pela seta tracejada entre S^{off} e E^{off} . A fonte HED difunde continuamente à medida que ela é rebocada ao longo dos dois caminhos. Dados de resposta EM são gravados pelos receptores arranjos na região de interesse à medida que a fonte é rebocada entre S^{on} e E^{on} para obter os dados no alvo. Similarmente, dados de resposta EM são obtidos pelos receptores arranjados fora da região de interesse à medida que a fonte é rebocada entre S^{off} e E^{off} para obter os dados fora do alvo. Por todo o processo de reboque, a orientação e a posição da fonte HED em relação

à rede de receptores também é registrada. Não importa em qual ordem os dados são coletados.

Em virtude de o reboque entre S^{off} e E^{off} estar longe do reservatório de hidrocarbonetos em potencial (e, portanto, não ser afetado por ele), e fornecer uma faixa abrangente de deslocamentos fonte – receptor por todo o reboque, os dados fora do alvo coletados desta maneira são bem adequados para caracterizar o estrato subterrâneo fora do alvo e, em particular, sua anisotropia de condutividade. O reboque entre S^{on} e E^{on} fornece cobertura de dados, no geral, similar (isto é, amostragem similar de deslocamentos e orientações), mas traduzido para a região de interesse. Então, os dados no alvo e fora do alvo podem ser processados da forma mostrada nas figuras 8A e 8B.

As figuras 10 e 11 mostram outros métodos de inspeção de exemplo para obter dados CSEM que podem ser analisados de acordo com modalidades da invenção. Estes são, no geral, similares aos da figura 9 e serão entendidos a partir dela.

Na figura 10, o arranjo de receptores fora do alvo (isto é, os receptores 25 arranjados na forma de uma cruz no lado esquerdo da figura) é arranjado de uma maneira similar àquela da figura 9. Entretanto, o arranjo de receptores 25 na região de interesse é arranjado em uma linha reta, em vez de na forma de uma cruz. Dados são coletados à medida em que a fonte HED é rebocada de S até E ao longo da seta pontilhada. Durante aproximadamente a primeira metade do reboque, dados de resposta EM são gravados pelos receptores arranjados fora da região de interesse para obter os dados fora do alvo. Durante aproximadamente a segunda metade do reboque, os dados EM são obtidos pelos receptores arranjos na região de interesse para obter os dados no alvo. Como exposto, a orientação e a posição da fonte HED em relação à rede receptora são registradas por todo o reboque. Novamente, não importa em que ordem os dados são coletados, e o reboque pode ser igualmente de E até S.

Novamente, a linha de reboque na figura 10 fornece uma faixa abrangente de deslocamentos fonte – receptor para os dados fora do alvo. Dessa maneira, os dados fora do alvo coletados desta maneira são novamente bem adequados para caracterizar o estrato subterrâneo fora do alvo. Entretanto, os dados no alvo são coletados somente para orientações alinhadas. Embora inspeções convencionais exijam que tanto dados alinhados quanto dados transversais sejam obtidos na região de interesse para que diferentes respostas ao estrato básico em grande escala para as diferentes geometrias possam neles se basear para remover ambigüidade [2], isto não é necessário para dados analisados de acordo com modalidades da presente invenção. Isto é em virtude de a formação rochosa básica com a qual a estrutura geológica de interesse está relacionada já ser bem caracterizada pela inversão dos dados fora do alvo. Dessa maneira, dados alinhados (que são os dados mais sensíveis à presença de hidrocarbonetos) da região de interesse são suficientes para permitir que

os conteúdos de qualquer reservatório de hidrocarbonetos em potencial (isto é, seja petróleo ou água) sejam determinados.

A título de um outro exemplo, na figura 11, o arranjo de receptores fora do alvo é arranjado na forma de uma grade regular, e o arranjo de receptores 25 na região de interesse é aleatoriamente distribuído. Dados de resposta EM são gravados pelos receptores arranjados na região de interesse à medida que a fonte é rebocada ao longo de um caminho de espiralado a partir de S^{on} e E^{on} para obter os dados no alvo, e pelos receptores arranjados fora da região de interesse à medida que a fonte é rebocada ao longo de um caminho similar àquele mostrado na figura 9 entre S^{off} e E^{off} para obter os dados fora do alvo.

Entende-se que muitos outros padrões de reboque e arranjos de receptor podem ser usados. No geral, qualquer arranjo de receptores e reboque(s) pode fornecer dados fora do alvo para uma faixa de orientações e deslocamentos fonte – receptor, e dados no alvo para uma faixa de deslocamentos fonte – receptor podem ser usados para fornecer dados adequados para análise de acordo com modalidades da invenção.

Também se entende que uma única fonte e um arranjo de receptores não são exigidos. Por exemplo, conjuntos de dados adequados podem ser igualmente obtidos usando um único receptor e um arranjo de fontes (ou uma única fonte rebocada através de uma faixa de orientações e deslocamentos apropriados). Entretanto, no geral, a maneira mais eficiente de obter dados de inspeção adequados será rebocar uma única fonte em relação aos arranjos de receptores.

Além do mais, não é necessário que os dados no alvo e fora do alvo sejam processados da mesma maneira. Por exemplo, embora ambas as figuras 8A e 8B sejam conjuntos de dados que são processados por técnicas de inversão matemática, outras abordagens podem ser usadas. Por exemplo, os dados fora do alvo podem ser processados usando uma técnica de inversão matemática alinhada com as etapas S1 até S10 na figura 8A, mas, então, o conjunto de dados no alvo pode ser processado usando técnicas de extrapolação de campo de onda (tratamento de imagem) [5] configuradas para considerar os resultados da inversão do conjunto de dados fora do alvo (isto é, o equivalente ao modelo fora do alvo final da etapa S10 da figura 8A). Por exemplo, o estrato subterrâneo do modelo fora do alvo final pode ser usado como o modelo de início para a extrapolação de campo de onda. Além do mais, isto pode ser iterado com um processamento subsequente do conjunto de dados no alvo considerado os resultados de um processamento anterior do conjunto no alvo.

Embora a discussão anterior tenha sido concentrada nos componente de campo elétrico da resposta do campo eletromagnético, entende-se que esquemas de análise similares com base nos componentes de campo magnético da resposta do campo eletromagnético também podem ser empregados.

Finalmente, entende-se que a invenção é igualmente aplicável à inspeção de água doce, por exemplo, grandes lagos ou estuários, de forma que referências ao leito do mar, água do mar, etc. não devem ser consideradas limitantes e devem ser interpretadas cobrindo o leito do lago, o leito do rio, etc.

5 Assim, é descrito um método para analisar resultados de uma inspeção eletromagnética de fonte controlada de uma região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos. O método compreende fornecer um primeiro conjunto de dados de inspeção obtido fora da região de interesse, isto é, fora do alvo, para uma faixa de orientações e deslocamentos fonte – receptor, e fornecer um
10 segundo conjunto de dados de inspeção obtido dentro da região de interesse, isto é, no alvo, para uma faixa de deslocamentos fonte – receptor. O método compreende adicionalmente realizar uma inversão matemática do primeiro conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse, e fornecer um segundo conjunto de dados de inspeção obtido dentro da região de interesse, isto é, no alvo, para
15 uma faixa de deslocamentos fonte – receptor. O método compreende adicionalmente realizar uma inversão matemática do primeiro conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse, e processar o segundo conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo do estrato subterrâneo dentro da região de interesse, em que o processamento do segundo conjunto de dados de inspeção considera
20 os resultados da inversão do primeiro conjunto de dados de inspeção.

A figura 12 é uma vista esquemática de uma plataforma petrolífera 40 que produz hidrocarbonetos de acordo com uma modalidade da invenção. A plataforma petrolífera fica localizada nas vizinhanças de uma região de interesse que foi inspecionada, e o conjunto de dados resultante foi analisado de acordo com os métodos supra descritos.
25 Considera-se que os resultados da análise identificaram um reservatório de hidrocarbonetos subterrâneo 12 na região de interesse. O reservatório de hidrocarbonetos identificado foi penetrado por um poço de produção de hidrocarbonetos 42 conduzido pela plataforma petrolífera 40. Hidrocarbonetos (por exemplo, petróleo) podem ser produzidos a partir do poço 42 (isto é, extraído / recuperado do reservatório 12) usando técnicas convencionais.

30 A figura 13 é uma vista em perspectiva esquemática de um barril que contém um volume de hidrocarbonetos 44 de acordo com uma modalidade da invenção. Os hidrocarbonetos são produzidos usando o poço 42 mostrado na figura 12.

A figura 14 é uma vista em perspectiva esquemática de uma mídia de armazenamento de dados 46 que porta um conjunto de dados de acordo com uma modalidade da invenção. Neste exemplo, a mídia de armazenamento de dados é um disco óptico convencional, por exemplo, um disco compacto de dados ou um disco DVD de dados. Qualquer outra
35 mídia de armazenamento pode ser igualmente usada. Assim, conjuntos de dados obtidos de

acordo com modalidades da invenção, por exemplo, os conjuntos de dados de inspeção no alvo e/ou fora do alvo supra descritos, podem ser armazenados na mídia de armazenamento de dados 46 para análise posterior.

REFERÊNCIAS

- 5 [1] Johansen, S. E., Amundsen, H. E. F., Røsten, T., Ellingsrud, S., Eidesmo. T., Bhuyian, A. H., *Subsurface hydrocarbons detected by electromagnetic sounding*, First Break, vol. 23, pp. 31-36, March 2005.
- [2] GB 2 382 875 (University of Southampton).
- [3] Tompkins, M. J., Weaver, R., MacGregor L. M., *Effects of Vertical Anisotropy on*
10 *Marine Active Source Electromagnetic Data and Inversions*, EAGE 66th Conference & Exhibition, Paris, 7-10 June 2004.
- [4] Behrens, J. P., *The Detection of Electrical Anisotropy in 35 Ma Pacific Lithosphere: Results from a Marine Controlled-Source Electromagnetic Survey and Implications for Hydration of the Upper Mantle*, Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in
15 Earth Sciences, University of California, San Diego, 2005.
- [5] GB 2 413 851 (OHM Limited).
- [6] Constable S. C., Parker R. L., Constable, C. G., *Occam 's inversion: A practical algorithms for generating smooth models from EM sounding data*, Geophysics, vol. 52, pp. 289-300, 1987.
- 20 [7] MacGregor, L. M., *Marine CSEM Sounding: Development of a regularised inversion for 2D resistivity structures*, LITHOS Science Report, 1, 103-109, April 1999.
- [8] Chave, A. D., Cox, C. S., *Controlled electromagnetic sources for measuring electrical conductivity beneath the oceans 1. Forward problem and model study*, J. Geophysical Research, vol. 87, no. B7, pp.5327-5338, July 1982
- 25 [9] Unsworth, J. M., Travis, B. J., Chave, A. D., *Electromagnetic induction by a finite electric dipole source over a 2-D earth*, Geophysics, vol. 58 no. 2, pp.198-214, February 1993.
- [10] Newman, G. A., Alumbaugh, D. L., *Three-Dimensional Massively Parallel Electromagnetic Inversion -I. Theory*, Report SAND96-0582, Sandia Nat'l Labs, 1996 and Geophys. J. Int., v. 128, pp. 345-354, 1997.
- 30 [11] Tompkins, M., *Analysis of multi-component borehole electromagnetic induction responses using anisotropic forward modelling and inversion*, Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy, University of Wisconsin- Madison, 2003.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para analisar resultados de uma inspeção eletromagnética de fonte controlada de uma região de interesse, a região de interesse contendo uma estrutura geológica previamente identificada adequada para ter hidrocarbonetos, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o método compreende:

fornecer um primeiro conjunto de dados de inspeção obtido fora da região de interesse para uma faixa de orientações e deslocamentos fonte – receptor;

fornecer um segundo conjunto de dados de inspeção obtido dentro da região de interesse para uma faixa de deslocamentos fonte – receptor;

realizar uma inversão matemática do primeiro conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse; e

processar o segundo conjunto de dados de inspeção para fornecer um modelo do estrato subterrâneo dentro da região de interesse, em que o processamento considera o modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o primeiro conjunto de dados de inspeção compreende dados obtidos usando uma fonte dipolo elétrico horizontal para uma faixa de deslocamentos transversais ao eixo geométrico da fonte e dados para uma faixa de deslocamentos alinhados com o eixo geométrico da fonte.

3. Método, de acordo com a reivindicação 2, **CARACTERIZADO** pelo fato de que os dados do primeiro conjunto de dados para deslocamentos alinhados com o eixo geométrico da fonte são dados de campo horizontais.

4. Método, de acordo com a reivindicação 2, **CARACTERIZADO** pelo fato de que os dados do primeiro conjunto de dados de inspeção para deslocamentos alinhados com o eixo geométrico da fonte são dados de campo verticais.

5. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações anteriores, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o primeiro conjunto de dados de inspeção compreende dados obtidos usando uma fonte dipolo elétrico horizontal para uma faixa de deslocamentos para orientações intermediárias entre transversais ao eixo geométrico da fonte e alinhadas com o eixo geométrico da fonte.

6. Método, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o primeiro conjunto de dados de inspeção compreende dados obtidos usando uma fonte dipolo elétrico vertical para uma faixa de deslocamentos.

7. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações anteriores, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o segundo conjunto de dados de inspeção compreende dados obtidos usando uma fonte dipolo elétrico horizontal para uma faixa de deslocamentos alinhada com o eixo geométrico da fonte.

8. Método, de acordo com a reivindicação 7, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o

segundo conjunto de dados de inspeção compreende adicionalmente dados para uma faixa de deslocamentos transversal ao eixo geométrico dipolo da fonte.

5 9. Método, de acordo com as reivindicações 7 ou 8, **CARACTERIZADO** pelo fato de que os dados do segundo conjunto de dados de inspeção para deslocamentos alinhados com o eixo geométrico da fonte são dados de campo horizontal.

10 10. Método, de acordo com as reivindicações 7 ou 8, **CARACTERIZADO** pelo fato de que os dados do segundo conjunto de dados de inspeção para deslocamentos alinhados com o eixo geométrico da fonte são dados de campo vertical.

10 11. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações anteriores, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o segundo conjunto de dados de inspeção compreende dados obtidos usando dados de uma fonte dipolo elétrico horizontal para uma faixa de deslocamentos para orientações intermediárias entre transversais ao eixo geométrico da fonte e alinhadas ao eixo geométrico da fonte.

15 12. Método, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o segundo conjunto de dados de inspeção compreende dados obtidos usando uma fonte dipolo elétrico vertical para uma faixa de deslocamentos.

20 13. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações anteriores, **CARACTERIZADO** pelo fato de que a etapa de realizar uma inversão matemática do primeiro conjunto de dados de inspeção permite que a condutividade no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse seja independentemente determinada em duas direções.

14. Método, de acordo com a reivindicação 13, **CARACTERIZADO** pelo fato de que as duas direções compreendem uma direção vertical e uma direção horizontal.

25 15. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 14, **CARACTERIZADO** pelo fato de que a etapa de processamento do segundo conjunto de dados de inspeção compreende realizar uma inversão matemática na qual pelo menos um parâmetro do espaço modelo é restrito de acordo com seu valor no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse.

30 16. Método, de acordo com a reivindicação 15, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o parâmetro é restrito sendo relacionado a um valor fixo correspondente ao seu valor no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse.

17. Método, de acordo com a reivindicação 15, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o parâmetro é restrito sendo exigido que adote um valor em uma faixa de valores com base no seu valor no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse.

35 18. Método, de acordo com a reivindicação 15, **CARACTERIZADO** pelo fato de que o parâmetro é restrito sendo relacionado a um valor preferido com base no seu valor no modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse, e a inversão matemática do segundo conjunto de dados de inspeção é prejudicada em favor dos modelos nos quais o parâme-

tro está mais próximo do valor preferido.

19. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 a 14, **CARACTERIZADO** pelo fato de que a etapa de processamento do segundo conjunto de dados de inspeção compreende realizar uma extrapolação de campo de onda na qual um modelo inicial para a extrapolação de campo de onda corresponde ao modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse.

20. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações anteriores, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende, adicionalmente, processar o segundo conjunto de dados de inspeção uma segunda vez, para fornecer um segundo modelo do estrato subterrâneo dentro da região de interesse, considerando o modelo do estrato subterrâneo dentro da região de interesse obtido a partir do primeiro processamento mencionado do segundo conjunto de dados de inspeção.

21. Método, de acordo com a reivindicação 20, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende, adicionalmente, processar adicionalmente o segundo conjunto de dados de inspeção, para fornecer um modelo adicional do estrato subterrâneo dentro da região de interesse, considerando o modelo do estrato subterrâneo dentro da região de interesse obtido em uma iteração anterior do processamento do segundo conjunto de dados de inspeção.

22. Método, de acordo com a reivindicação 1, **CARACTERIZADO** pelo fato de que compreende, adicionalmente, planejar uma inspeção eletromagnética de fonte controlada da região de interesse por:

criação do modelo da região fora da região de interesse, em que o modelo inclui uma formação rochosa e um corpo de água acima dela;

criação de um modelo da região de interesse que corresponde ao modelo fora da região de interesse, mas incluindo adicionalmente um reservatório de hidrocarbonetos;

realização de uma simulação de uma inspeção eletromagnética fora da região de interesse para fornecer um primeiro conjunto de dados de inspeção simulada para uma faixa de orientações e deslocamentos fonte – receptor;

realização de uma simulação de uma inspeção eletromagnética dentro da região de interesse para fornecer um segundo conjunto de dados de inspeção simulada para uma faixa de deslocamentos fonte – receptor;

realização de uma inversão matemática do primeiro conjunto de dados simulado para fornecer um modelo recuperado simulado do estrato subterrâneo fora da região de interesse; e

processamento do segundo conjunto de dados simulado para fornecer um modelo recuperado simulado do estrato subterrâneo dentro da região de interesse considerando o modelo recuperado simulado do estrato subterrâneo fora da região de interesse.

23. Método, de acordo com a reivindicação 22, **CARACTERIZADO** pelo fato de que

compreende adicionalmente:

repetir a simulação de uma inspeção eletromagnética fora da região de interesse para inúmeras frequências de fonte a fim de selecionar condições ideais de inspeção em termos de frequência de fonte e orientações e distâncias fonte – receptor para caracterizar a
5 formação rochosa.

24. Método, de acordo com a reivindicação 22 ou 23, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que compreende adicionalmente:

repetir a simulação de uma inspeção eletromagnética dentro da região de interesse para inúmeras frequências de fonte a fim de selecionar condições de inspeção ideais em
10 termos de frequência de fonte e distâncias fonte – receptor para sondar o reservatório de hidrocarbonetos.

25. Método, de acordo com a reivindicação 1, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que compreende, adicionalmente, realizar uma inspeção eletromagnética de fonte controlada da região de interesse para fornecer os primeiro e segundo conjuntos de dados de inspeção
15 por:

obtenção do primeiro conjunto de dados de inspeção fora da região de interesse para uma faixa de orientações e deslocamentos fonte – receptor;

criação de um modelo da região de interesse pela adição de um reservatório de hidrocarboneto modelo ao modelo do estrato subterrâneo fora da região de interesse;

20 realização de uma simulação de uma inspeção eletromagnética do modelo da região de interesse para fornecer um conjunto de dados de inspeção simulada para uma faixa de deslocamentos fonte – receptor;

repetição da simulação de uma inspeção eletromagnética do modelo da região de interesse para inúmeras frequências de fonte a fim de selecionar condições ideais de inspeção em termos de frequência de fonte e de distâncias fonte – receptor para sondar o reservatório de hidrocarboneto; e

obtenção do segundo conjunto de dados de inspeção dentro da região de interesse de acordo com as condições ideais de inspeção selecionadas.

26. Método, de acordo com a reivindicação 25, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que o segundo conjunto de dados de inspeção é obtido em um primeiro momento, e o método compreende adicionalmente obter pelo menos um conjunto de dados de inspeção adicional dentro da região de interesse em um momento que é diferente do primeiro momento, para permitir mudanças na região de interesse a ser monitorada.

27. Método, de acordo com a reivindicação 25, **CHARACTERIZADO** pelo fato de que
35 compreende, adicionalmente:

identificar um reservatório de hidrocarbonetos usando o segundo conjunto de dados de inspeção; e

penetrar o reservatório de hidrocarbonetos com um poço de produção de hidrocarbonetos.

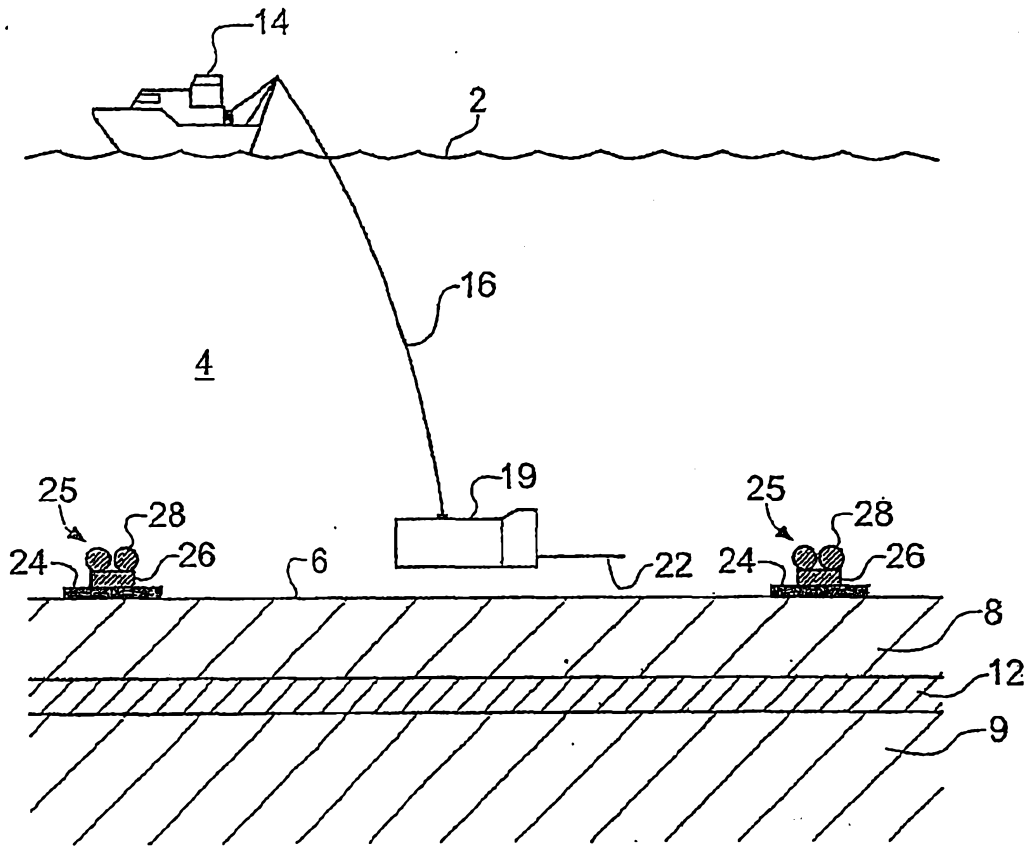


Fig. 1

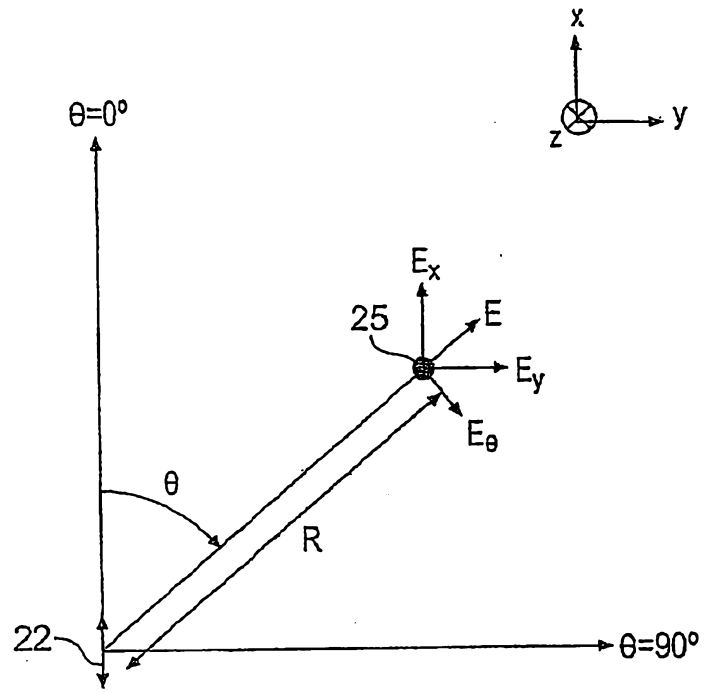


Fig. 2

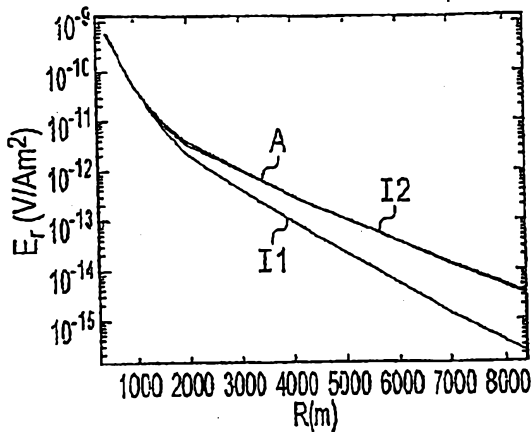


Fig. 3A

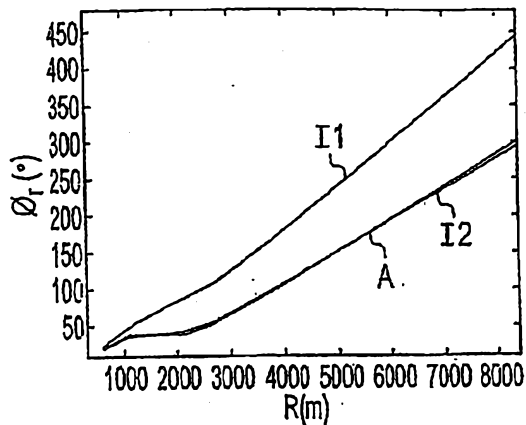


Fig. 3B

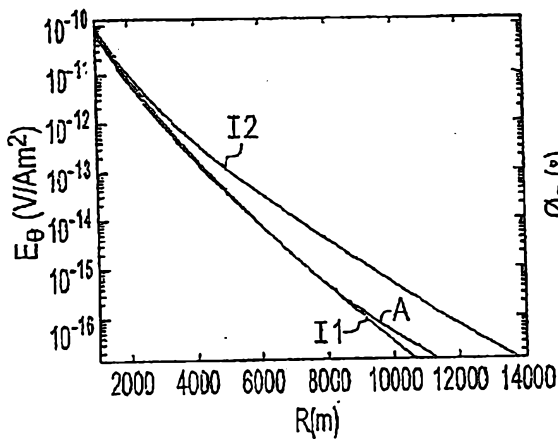


Fig. 4A

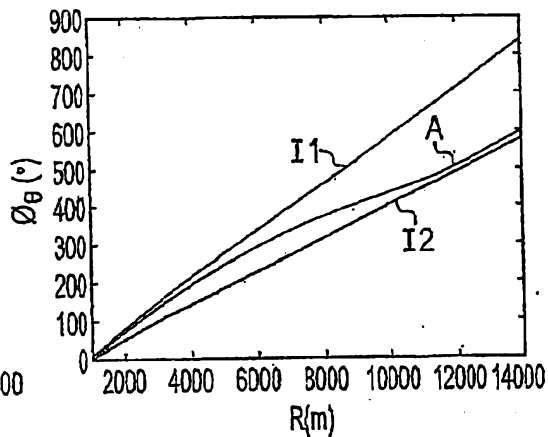


Fig. 4B

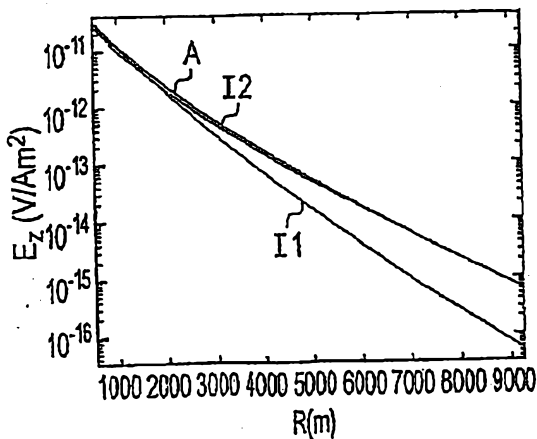


Fig. 5A

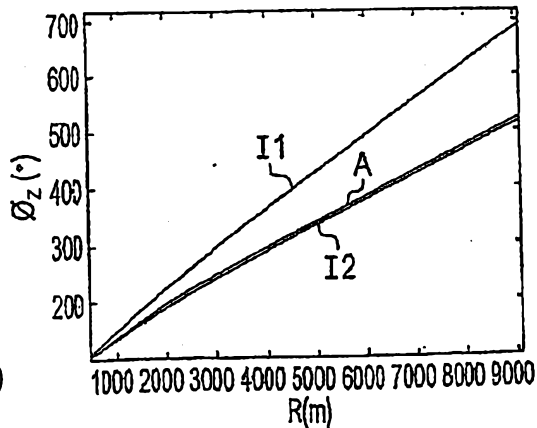


Fig. 5B

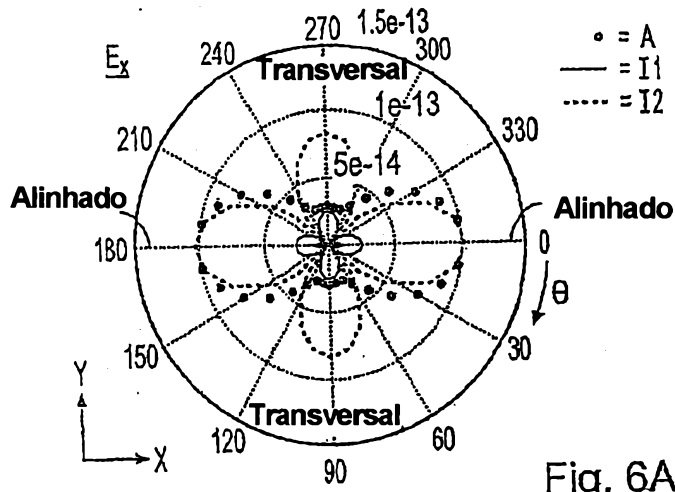


Fig. 6A

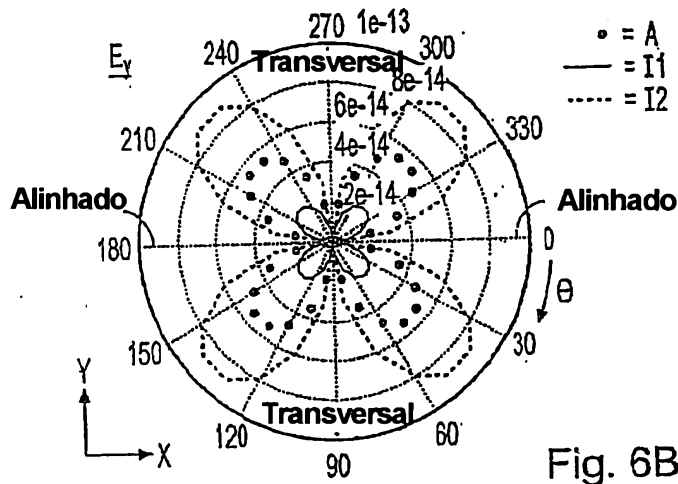


Fig. 6B

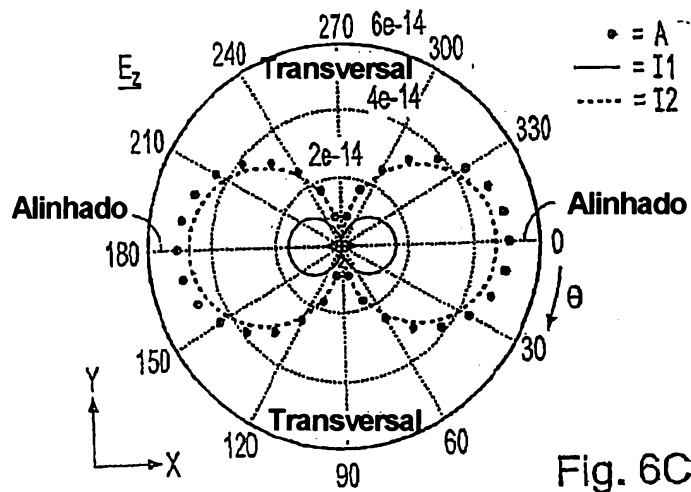


Fig. 6C

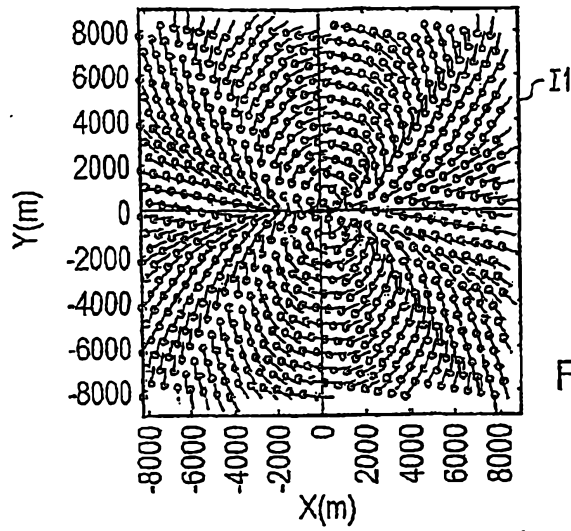


Fig. 7A

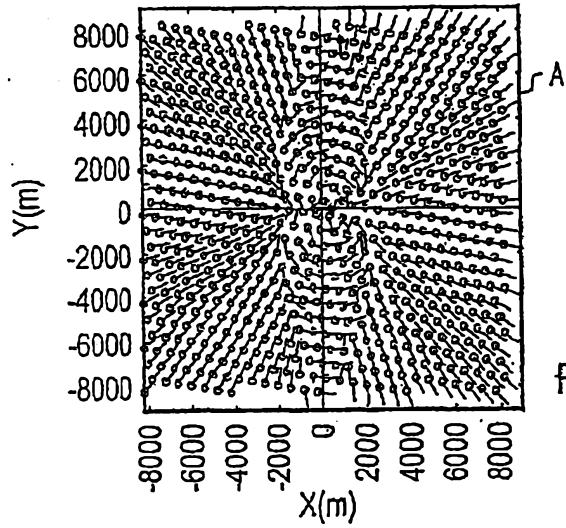


Fig. 7B

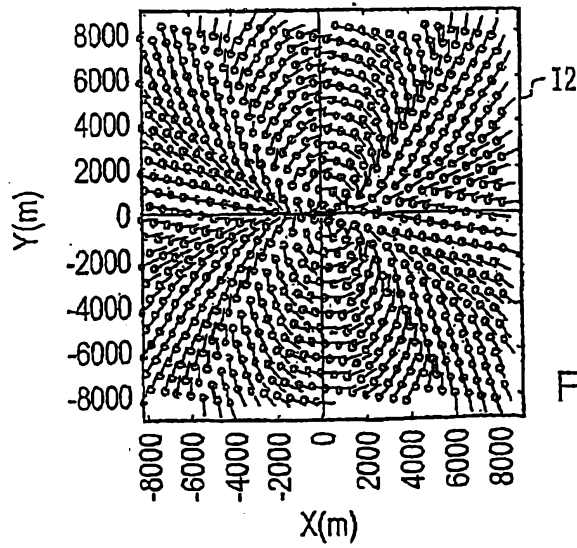


Fig. 7C

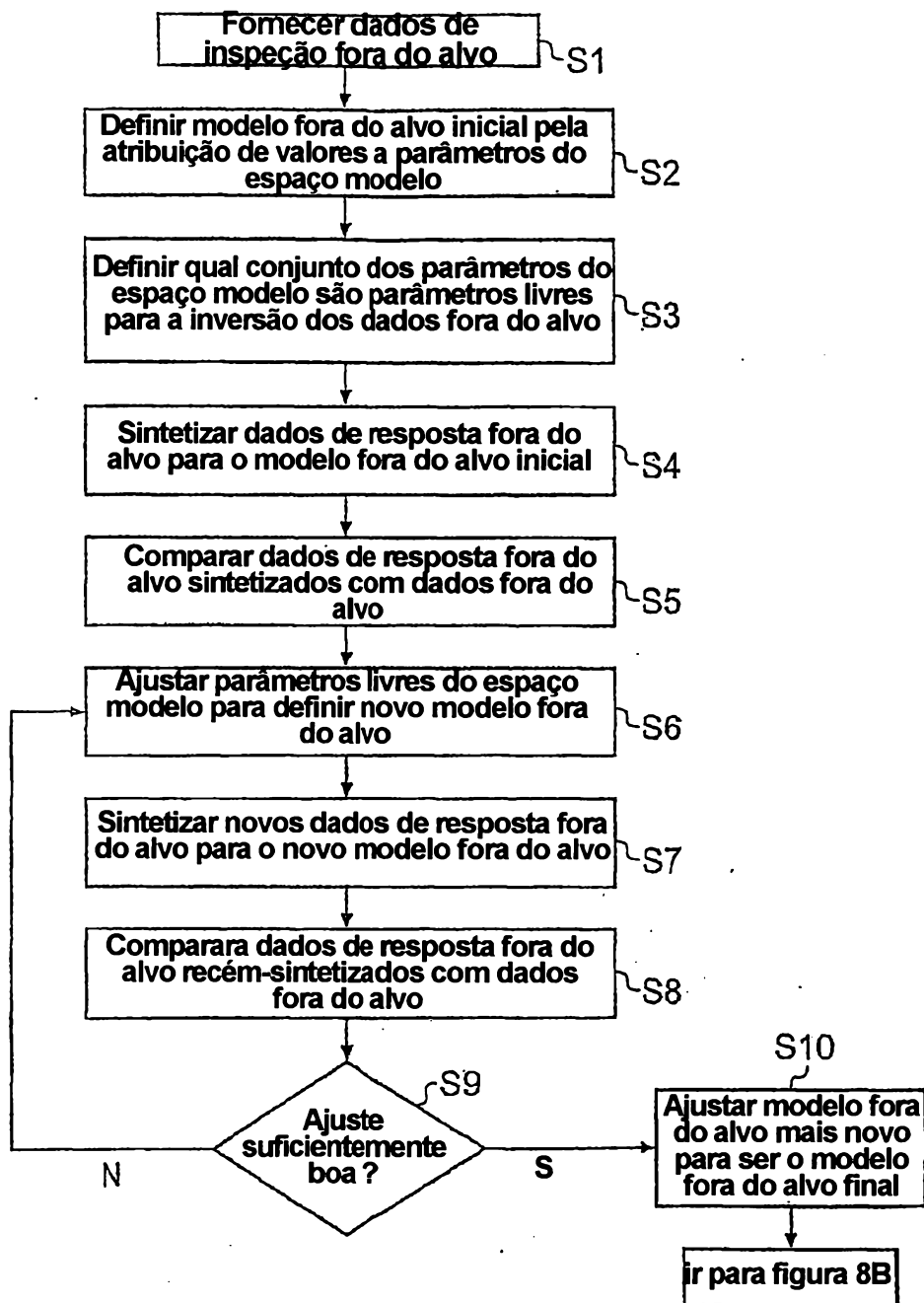


Fig. 8A

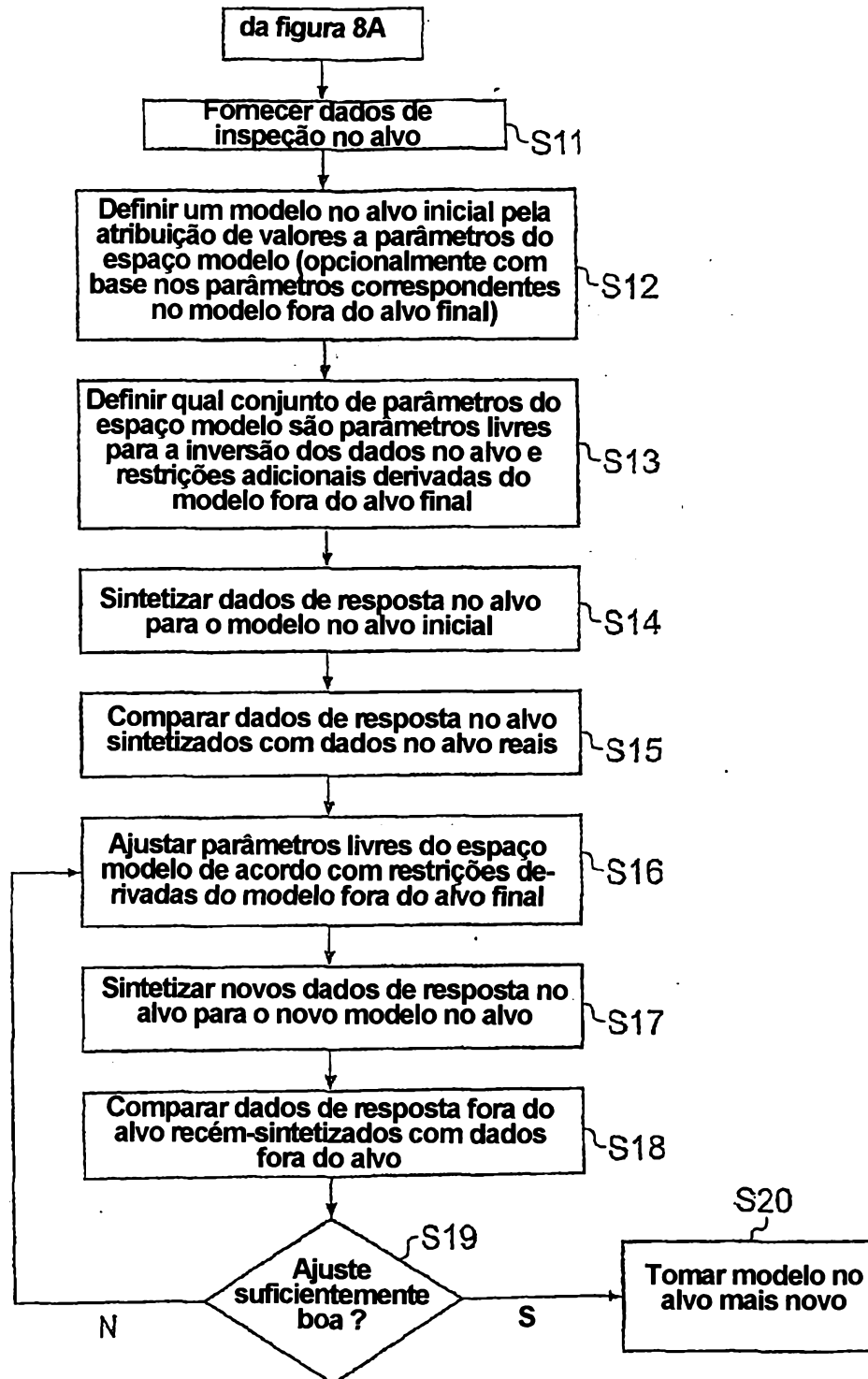


Fig. 8B

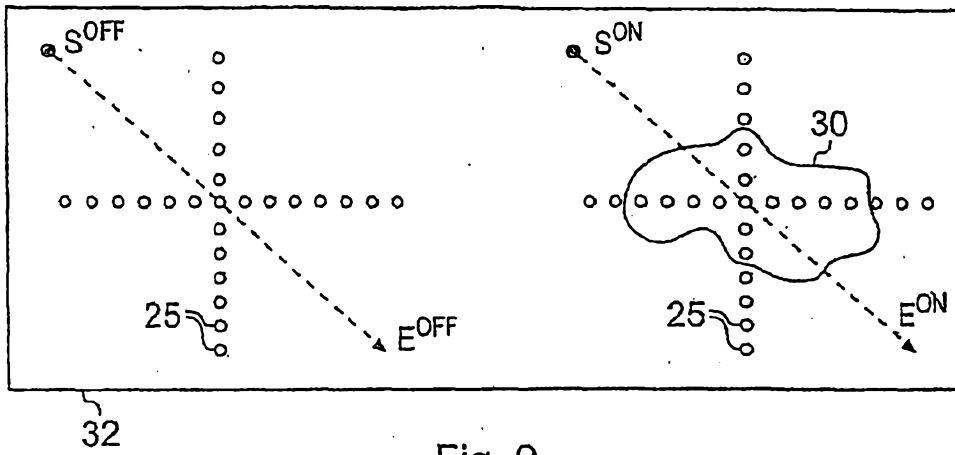


Fig. 9

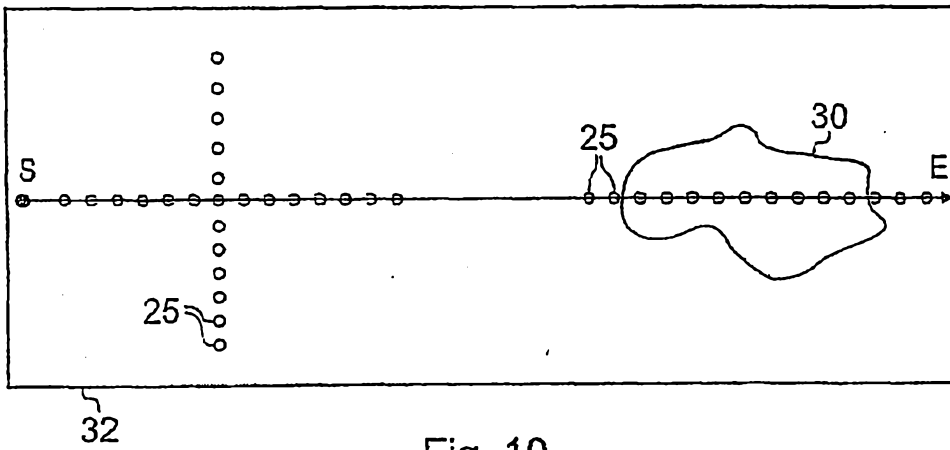


Fig. 10

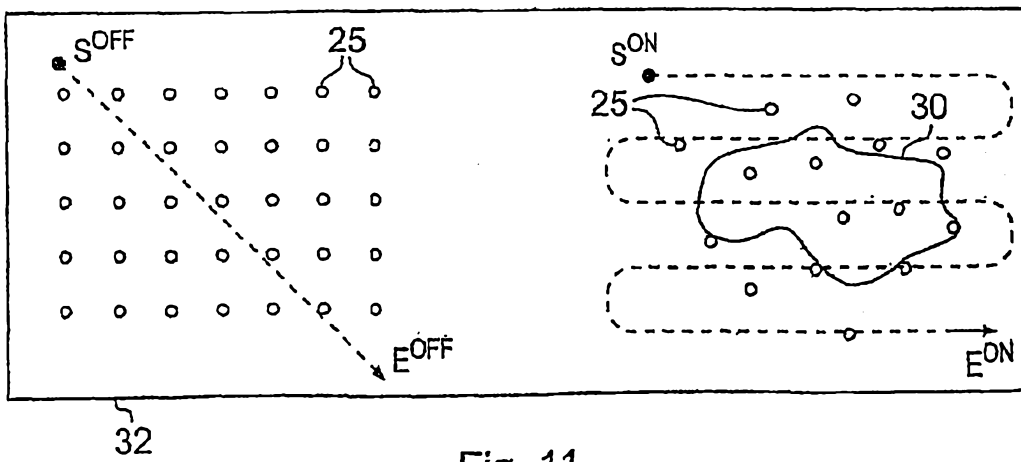


Fig. 11

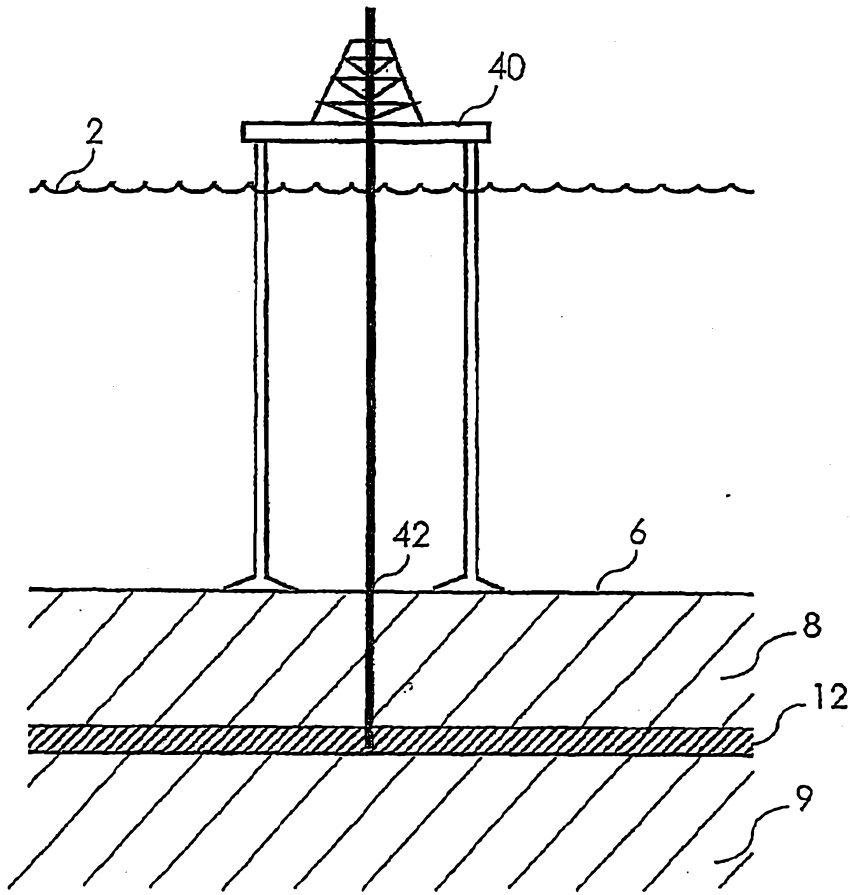


Fig. 12

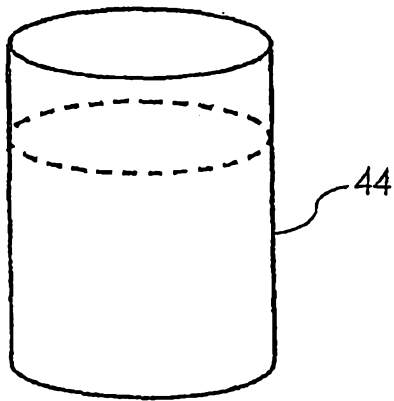


Fig. 13

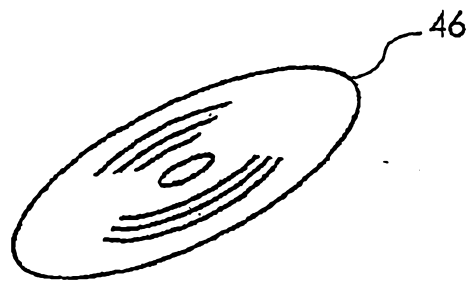


Fig. 14