

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

(21) **PI 1010349-0 A2**

(22) Data de Depósito: 16/07/2010
(43) Data da Publicação: 22/01/2013
(RPI 2194)



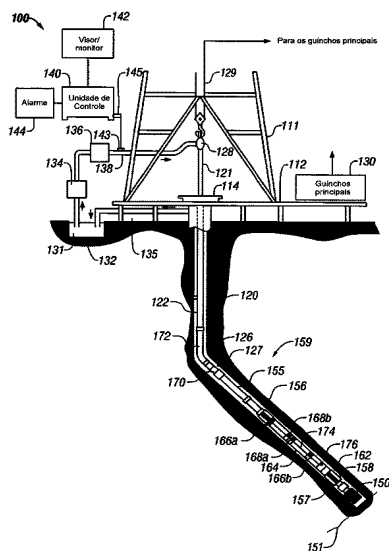
(51) *Int.Cl.:*
H01Q 9/00
H01Q 1/00

(54) **Título:** MÉTODO PARA CONSTRUIR ANTENAS ELETROMAGNÉTICAS MULTICOMPONENTES

(73) **Titular(es):** Baker Hughes Incorporated

(72) **Inventor(es):** John A. Signorelli, Roland Chemali, Sheng Fang, Tsili Wang

(57) **Resumo:** MÉTODO PARA CONSTRUIR ANTENAS ELETROMAGNÉTICAS MULTICOMPONENTES. A presente invenção refere-se a uma ferramenta de resistividade para a utilização em um furo de poço, em que duas antenas ortogonais são localizadas em pelo menos na mesma ou substancialmente na mesma localização da ferramenta. Um único conjunto de sulcos verticalmente alinhados é fornecido para pelo menos duas antenas ortogonais. Cada antena pode ser configurada para operar como uma antena transmissora ou como uma antena receptora. Uma ferramenta com antenas colocadas pode ser usada para fornecer medidas sensíveis de modo azimutal mesmo se a ferramenta é não rotativa.



Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"MÉTODO PARA CONSTRUIR ANTENAS ELETROMAGNÉTICAS MULTICOMPONENTES"**.

ANTECEDENTES DA INVENÇÃO

5 **Campo da Invenção**

A presente invenção refere-se, de modo geral, a um campo de métodos de resistividade elétrica para perfilagem de poço. Mais especificamente, a descrição refere-se a um método e a um aparelho para prover bobinas colocadas e medir campos magnéticos de componentes cruzados em
10 uma ferramenta de resistividade de poço.

Descrição da Técnica Relacionada

A indução eletromagnética e as ferramentas de perfilagem de propagação de ondas são utilizadas normalmente para determinar as propriedades elétricas de formações que circundam um poço. Essas ferramentas
15 de perfilagem oferecem medidas de resistividade aparentes (ou condutividade) da formação que, quando interpretadas adequadamente, determinam razoavelmente as propriedades petrofísicas da formação e dos fluidos aí.

Os princípios físicos da perfilagem de poço de resistividade por indução eletromagnética estão descritos, por exemplo, em H. G. Doll, Introdução à Perfilagem por Indução e Aplicação à Perfilagem de Poços perfurados com Lama a base de petróleo, Revista da Tecnologia do Petróleo, Vol.
20 1, p. 148, Sociedade dos Engenheiros de Petróleo, Richardson, Tex. (1949). Muitas melhorias e modificações em instrumentos de resistividades por indução eletromagnética foram concebidas desde a publicação da referência
25 Doll, supra. Exemplos das ditas modificações e das melhorias podem ser encontrados, por exemplo, nas Patentes US N° 4.837.517; 5.157.605 expedidas para Chandler et al.; e Patente US N° 5.452.761 expedida para Beard et al.

Uma limitação para os instrumentos de perfilagem de poço de
30 resistividade por indução eletromagnética conhecida da técnica é que eles tecnicamente incluem bobinas de transmissão e bobinas de recepção enroladas para que os momentos magnéticos dessas bobinas sejam substanci-

almente paralelos somente ao eixo geométrico do instrumento. As correntes de Eddy são induzidas nas formações de terra a partir de campos magnéticos gerados pela bobina de transmissão, e nos instrumentos de indução conhecidos na técnica. Essas correntes Eddy tendem a fluir em laços de terra

5 que são substancialmente perpendiculares ao eixo geométrico do instrumento. As voltagens são então induzidas nas bobinas receptoras relacionadas à magnitude das correntes Eddy. Determinadas formações de terra, no entanto, consistem em camadas finas de materiais condutores eletricamente intercalados com as camadas finas de materiais substancialmente não condutores.

10 res. A resposta do instrumento de resistividade de perfilagem de poço por indução eletromagnética será amplamente dependente na condutividade das camadas condutoras quando as camadas estão substancialmente paralelas ao trajeto do fluxo das correntes eddy. As camadas substancialmente não condutoras irão contribuir somente com uma pequena quantidade para a

15 resposta geral do instrumento e desta forma, sua presença será tipicamente mascarada pela presença das camadas condutoras. As camadas não condutoras, no entanto, são aquelas camadas que contém tipicamente hidrocarbono e são de maior interesse para o usuário do instrumento. Algumas formações de terra que podem ser de interesse comercial, contudo, podem ser

20 negligenciadas pela interpretação de um tronco de poço feito utilizando os instrumentos de resistividade de perfilagem de poço por indução eletromagnética conhecidos da técnica.

A Patente US N° 5.999.883 expedida para Gupta et al., (a "patente Gupta"), os conteúdos da qual foram inteiramente incorporados aqui

25 por referência, revela um método para determinar a condutividade horizontal e vertical das formações de terra anisotrópicas. As medidas são feitas de sinais de indução eletromagnética induzidas por transmissores de indução orientados ao longo de três eixos geométricos mutuamente ortogonais. Um dos eixos geométricos mutuamente ortogonais está substancialmente para-

30 lelo ao eixo geométrico do instrumento de perfilagem. Os sinais de indução eletromagnéticos são medidos utilizando primeiros receptores, sendo que cada um tem um momento magnético paralelo a um dos eixos geométricos

ortogonais e utilizando segundos receptores, sendo que cada um tem um momento magnético perpendicular a um dos eixos geométricos ortogonais que são perpendiculares também ao eixo geométrico do instrumento. Um ângulo de rotação relativo de um dos eixos geométricos ortogonais perpendiculares é calculado a partir de sinais do receptor medidos perpendicular ao eixo geométrico do instrumento. Um tensor de medição intermediário é calculado pela rotação das magnitudes dos sinais de receptor através de um negativo do ângulo de rotação. Um ângulo relativo de inclinação de um dos eixos geométricos ortogonais que é paralelo ao eixo geométrico do instrumento é calculado, a partir das magnitudes giradas, com relação à direção da condutividade vertical. As magnitudes giradas são giradas através de um negativo do ângulo de inclinação. A condutividade horizontal é calculada a partir das magnitudes dos sinais do receptor após o segundo passo de rotação. Um parâmetro anisotrópico é calculado a partir das magnitudes do sinal do receptor após o segundo passo de rotação. A condutividade vertical é calculada a partir da condutividade horizontal e do parâmetro anisotrópico.

Uma resistividade multicomponente provê informações para localizar as direções do leito, determinar as distâncias para os leitos, resolver a anisotropia de resistividade, e caracterizar as características geológicas tridimensionais. Na técnica anterior de ferramentas MWD, as antenas são de algum tipo de sulcos cortados na superfície externa de um corpo de ferramenta ou de um tubo/colar de perfuração. Vide, por exemplo, a Patente US N° 5.138.263 para Towle, Patente US N° 6.577.129 para Thompson et al, Patente US N° 7.268.556 para Fanini et al, e Patente US N° 7.057.392 para Wang et al. Um desafio tecnológico para uma ferramenta de resistividade MWD multicomponente é a construção de antenas múltiplas que apontam para direções múltiplas. É ainda mais difícil colocar antenas múltiplas compactamente em uma corda do instrumento. O Pedido de Patente US N° 11/858.717 de Signorelli, que tem o mesmo cessionário da presente descrição e os conteúdos do qual estão incorporados aqui por referência, ensina a utilizar as antenas colocadas para ferramentas de resistividade multicomponentes. A descrição na Signorelli especifica sulcos diferentes para cada

componente. Dita organização pode ser perfeitamente satisfatória para aplicações fixas, mas para aplicações MWD, que têm um grande número de sulcos, deve enfraquecer o colar de perfuração. A presente descrição descreve antenas múltiplas multidirecionais colocadas com um número de sulcos reduzido vastamente.

Sumário Da Invenção

Uma modalidade da descrição é um aparelho para utilização em um poço. O aparelho inclui um componente da ferramenta longitudinal, uma primeira antena que tem uma primeira orientação e uma segunda antena que tem uma segunda orientação, a primeira antena e a segunda antena sendo posicionadas em uma localização substancialmente comum do componente da ferramenta, pelo menos um par de ranhuras longitudinais no componente da ferramenta, um material magnético com alta permeabilidade colocado pelo menos em um par de ranhuras longitudinais, e um primeiro condutor e um segundo condutor sobre pelo menos um par de ranhuras longitudinais configurado para definir a primeira antena e uma segunda antena. A primeira orientação e a segunda orientação podem corresponder a (i) um eixo geométrico longitudinal da ferramenta e um eixo geométrico transversal da ferramenta, ou (ii) um primeiro eixo geométrico transversal da ferramenta e um segundo eixo geométrico transversal da ferramenta, ou (iii) uma primeira direção e uma segunda direção não ortogonal da primeira direção. O aparelho pode ainda incluir uma terceira antena que tem uma orientação em que a terceira orientação é em um ângulo relativo à primeira orientação e uma segunda orientação, ou substancialmente ortogonal à primeira orientação e a segunda orientação. A localização comum pode ser comum em relação a um eixo geométrico longitudinal e a um centro em um plano transversal do componente da ferramenta. O componente da ferramenta pode ser um colar de broca de um conjunto de perfuração, uma manga metálica montada em uma parte do colar da broca de um conjunto de perfuração, ou um invólucro de uma ferramenta de resistividade fixa. A primeira antena e uma segunda antena pode ser parte de um transmissor que é configurado para transmitir sinais de radiação eletromagnética em uma formação de terra que circunda

o furo do poço, ou um receptor configurado para receber sinais de radiação eletromagnética a partir de uma formação de terra. A primeira antena e uma segunda antena podem ser partes de um receptor configurado para receber sinais de radiação eletromagnética a partir de uma formação de terra, e o

5 aparelho pode ainda incluir pelo menos um processador configurado para processar os sinais recebidos por pelo menos uma das primeiras antenas e uma segunda antena, e para prover uma estimativa da propriedade de interesse. A propriedade de interesse pode ser uma propriedade elétrica da formação, uma propriedade elétrica do poço de fluido e/ou uma distância para

10 uma barreira do leito que se aproxima em relação a um elemento do aparelho. O material magnético com alta permeabilidade pode ser um material macio de ferrita, uma liga magnética amorfa macia eletricamente condutora, uma liga magnética macia nanocristalina eletricamente condutiva, uma pilha feita de liga magnética amorfa macia, uma pilha feita de uma liga magnética

15 macia nanocristalina, um pó de ferro macio contendo pelo menos um de um dos materiais orgânicos de ligação e de um dos inorgânicos de ligação, um sendust contendo pelo menos um de um dos materiais orgânicos de ligação e um dos inorgânicos de ligação, e/ou um pó de liga de ferro-níquel contendo pelo menos um de um dos materiais orgânicos de ligação e um de um

20 dos materiais inorgânicos. Pelo menos um processador pode ser ainda configurado para controlar uma direção de perfuração utilizando a estimativa da propriedade de interesse.

Outra modalidade da descrição é um método para estimar uma propriedade de interesse utilizando uma ferramenta de poço. O método inclui

25 a transmissão de radiação eletromagnética em uma formação de terra e a recepção de sinais eletromagnéticos a partir da formação que responde à radiação eletromagnética transmitida, em que a recepção de sinais eletromagnéticos é realizada por uma primeira antena colocada com uma segunda antena na ferramenta do poço, a primeira e a segunda antenas incluem um

30 primeiro condutor e um segundo condutor disposto pelo menos sobre um par de ranhuras longitudinais na ferramenta do poço. O método pode ainda incluir o processamento dos sinais eletromagnéticos recebidos para estimar a

propriedade de interesse e gravar a propriedade de interesse estimada em uma mídia adequada. A propriedade de interesse pode ser uma propriedade elétrica da formação, uma propriedade elétrica de um poço de fluido, e/ou uma distância para um leito que se aproxima em relação a um elemento do aparelho. O método pode ainda incluir o controle de uma perfuração direcional utilizando a estimativa da propriedade de interesse.

Outra modalidade da descrição é um aparelho para utilização em um poço. O aparelho inclui um componente da ferramenta longitudinal substancialmente não rotativo, um transmissor do componente da ferramenta configurado para radiar um sinal eletromagnético em uma formação da terra, uma primeira antena que tem uma primeira orientação configurada para produzir um primeiro sinal resultante da interação do sinal eletromagnético para a formação de terra, uma segunda antena que tem uma segunda orientação configurada para produzir um segundo sinal resultante da interação do sinal eletromagnético com a formação de terra, a primeira antena e a segunda antena sendo posicionada em uma localização comum do componente da ferramenta, e um processador configurado para utilizar a primeira medição, a segunda medição, uma medição da primeira orientação, uma medição da segunda orientação, e uma medição de uma orientação do componente de ferramenta para estimar um valor de um sinal que iria resultar da interação do sinal EM com a formação de terra em uma orientação arbitrária do componente da ferramenta. Pelo menos uma da primeira antena e a segunda antena inclui pelo menos uma ranhura no componente de ferramenta, um material magnético com alta permeabilidade colocado pelo menos em uma ranhura, e um condutor elétrico sobre a ranhura para formar uma antena de laço. A primeira antena e uma segunda antena podem incluir pelo menos um par de ranhuras longitudinais no componente da ferramenta, um material magnético com alta permeabilidade colocado pelo menos no par de ranhuras longitudinais, e um condutor elétrico pelo menos sobre um par de ranhuras longitudinais para formar uma antena de laço.

Outra modalidade da descrição é um método para estimar uma propriedade de interesse utilizando uma ferramenta de poço. O método inclui

a transmissão de radiação eletromagnética de um transmissor em um componente da ferramenta longitudinal substancialmente não rotativo, utilizando uma primeira antena que tem uma primeira orientação para produzir um primeiro sinal resultante da interação do sinal eletromagnético com a formação de terra, utilizando uma segunda antena que tem uma segunda orientação configurada para produzir um segundo sinal resultante da interação do sinal EM com a formação de terra, a primeira antena e a segunda antena sendo posicionadas em uma localização substancialmente comum do componente da ferramenta;

utilizando a primeira medição, a segunda medição, uma medição da primeira orientação, uma medição da segunda orientação, e uma medição de uma orientação do componente da ferramenta para estimar um valor de um sinal que iria resultar da interação do sinal EM com a formação de terra em uma pluralidade de orientações do componente da ferramenta; e utilizando o valor estimado dos sinais da pluralidade de orientações para estimar um valor de uma propriedade de resistividade da formação da terra. O método pode ainda incluir o provimento para, pelo menos uma da primeira antena e uma segunda antena, pelo menos, uma ranhura no componente da ferramenta, um material magnético com alta permeabilidade pelo menos em uma ranhura, e um condutor elétrico sobre a ranhura para formar uma antena de laço. O método pode incluir o provimento para a primeira antena e uma segunda antena, pelo menos um par de ranhuras longitudinais no componente da ferramenta, um material magnético com alta permeabilidade colocado em pelo menos um par de ranhuras, e um condutor elétrico sobre pelo menos um par de ranhuras para formar uma antena de laço.

Breve Descrição dos Desenhos

A presente descrição é melhor compreendida com referência às figuras que acompanham, nas quais os numerais similares referem-se a elementos similares, e em que:

a figura 1 é uma ilustração de um conjunto de perfuração adequado para utilização com a presente descrição;

a figura 2 (técnica anterior) mostra o transmissor e a configura-

ção do receptor de uma ferramenta de perfilagem multicomponente da técnica anterior;

a figura 3 (técnica anterior) mostra uma antena convencional com uma bobina z- e sulcos verticais;

5 a figura 4 mostra uma organização de antena com bobinas z- e x- e dois sulcos retangulares;

a figura 5 mostra uma organização de antena com bobinas z- e x- de voltas múltiplas e dois sulcos retangulares;

10 a figura 6 mostra uma organização de antena com bobinas z-, x- e y- e quatro sulcos retangulares;

a figura 7 mostra uma organização de antena com bobinas z-, x- e y- múltiplas e quatro sulcos retangulares;

a figura 8 mostra uma ferramenta que tem uma organização de antena de transmissor com bobinas z- e x- e quatro sulcos retangulares espaçados entre si, a partir de uma organização de antena receptora com bobinas z- e x- e quatro sulcos retangulares;

a figura 9 mostra uma ferramenta que tem uma organização de antena transmissora com bobinas z-, x- e y- e quatro sulcos retangulares espaçados entre si, a partir de uma organização de antena receptora com bobinas z-, x- e y- e quatro sulcos retangulares;

a figura 10 mostra uma ferramenta que tem dois pares de grupos de antenas transmissoras dispostas simetricamente perto de dois pares de grupos de antenas receptoras;

25 a figura 11 (técnica anterior) mostra uma ferramenta de perfilagem com dois receptores transversais e dois receptores axiais utilizados para fazer as medidas sensíveis de forma azimutal com a ferramenta de rotação;

a figura 12 mostra uma modalidade na qual as medidas sensíveis de forma azimutal podem ser feitas sem a rotação da ferramenta;

30 a figura 13 mostra uma medida simulada obtida utilizando duas bobinas fixas;

a figura 14 (técnica anterior) mostra uma bobina alternada e uma

organização de sulcos para obter medidas simuladas utilizando duas bobinas fixas; e

a figura 15A-C mostra outras organizações nas quais um de mais conjuntos de bobinas de receptores colocados ortogonais, transversais
5 pode ser utilizado em conjunto com uma ou mais bobinas transmissoras orientadas axialmente.

DESCRIÇÃO DETALHADA DA REVELAÇÃO

A figura 1 mostra um diagrama esquemático de um sistema de perfuração 110 que tem um conjunto de poço contendo um sistema de sensor acústico e os dispositivos de superfície de acordo com uma modalidade
10 da presente descrição. Como mostrado, o sistema 110 inclui uma torre de perfuração convencional 111 erigida em um chão da torre derrick 112 que sustenta uma mesa giratória 114 que é girada por um movedor 5 principal (não mostrado) em uma velocidade rotacional. Uma coluna de perfuração
15 120 que inclui uma seção de tubo de broca 122 se estende para baixo da mesa giratória 114 para dentro de um poço 126. Um fragmento da broca 150 anexado à extremidade do poço da coluna de perfuração desintegra as formações geológicas quando é girado. A coluna de perfuração 120 é acoplada a um guincho principal 130 via uma junta Kelly 121, uma rótula 118 e uma
20 linha 129 através de um sistema de polias 127. Durante as operações de perfuração, os guinchos principais 130 são operados para controlar o peso sobre o fragmento e a taxa de penetração da coluna de perfuração 120 sobre o poço 126. A operação dos guinchos principais é bem conhecida na técnica e assim, não está descrita em detalhe aqui.

25 Durante as operações de perfuração, um fluido de perfuração adequado (chamado geralmente na técnica de "lama") 131 de uma poça de lama 132 é circulado sob pressão através da corda de perfuração 120 por uma bomba de lama 134. O fluido de perfuração 131 passa da bomba de lama 134 para dentro da corda de perfuração 120 via um amortecedor 136,
30 uma linha de fluido 138 e a junta kelly 121. O fluido de perfuração é descarregado no fundo do poço 151 através de uma abertura no fragmento da broca 150. O fluido de perfuração circula para cima do poço através do espaço

anular 127 entre a coluna de perfuração 120 e o poço 126 e é descarregado dentro da poça de lama 132 via uma linha de retorno 135. Uma variedade de sensores (não mostrada) é implantada apropriadamente na superfície de acordo com os métodos conhecidos na técnica para prover informação sobre

5 vários parâmetros relacionados com perfuração, tais como, a taxa de fluxo de fluido, o peso sobre fragmento, a carga de gancho, etc.

A unidade de controle de superfície 140 recebe sinais dos sensores do poço e dos dispositivos via um sensor 143 colocado na linha de fluido 138 e processos, tais como, sinais de acordo com as instruções programadas providas para a unidade de controle de superfície. A unidade de

10 controle de superfície exhibe os parâmetros de perfuração desejados e outras informações sobre um visor/monitor 142, cuja informação é utilizada por um operador para controlar as operações de perfuração. A unidade de controle de superfície 140 contém um computador, uma memória para armazenar

15 dados, um gravador de dados e outros periféricos. A unidade de controle de superfície 140 também inclui modelos e processos de dados de acordo com as instruções programadas e responde aos comandos do usuário inseridos através de um meio adequado, tal como um teclado. A unidade de controle

20 140 pode ser adaptada para ativar alarmes 144 quando determinadas condições de operação inseguras ou indesejadas ocorrem.

Um motor de broca ou motor de lama 155 acoplado ao fragmento da broca 150 via um eixo de transmissão (não mostrado), disposto em um conjunto de rolamento 157 gira o fragmento de broca 150 quando o fluido de perfuração 131 é passado através do motor de lama 155 sob pressão. O

25 conjunto de rolamento 157 sustenta as forças radiais e axiais do fragmento da broca, o impulso para baixo do motor de broca e o carregamento para cima reativo a partir do peso empregado sobre o fragmento. Um estabilizador 158 acoplado ao conjunto de rolamento 157 age com um centralizador para a parte mais baixa do conjunto do motor de lama. A utilização de um

30 motor é para fins ilustrativos e não é uma limitação ao escopo da descrição.

Em uma modalidade do sistema da presente descrição, o subconjunto do poço 159 (também chamado como um conjunto de fundo de po-

ço ou "BHA") que contém os vários sensores e dispositivos MWD para prover informações sobre a formação e os parâmetros de perfuração de poço e o motor de lama, são acoplados entre o fragmento de broca 150 e o tubo de broca 122. O conjunto de poço 159 pode ser modular em construção, no qual os vários dispositivos são seções interconectadas para que as seções individuais possam ser substituídas quando desejado.

Ainda referindo à figura 1, o BHA pode também conter sensores e dispositivos além dos sensores acima descritos. Ditos sensores incluem um dispositivo para medir a resistividade de formação perto e/ou em frente do fragmento de broca, um dispositivo de raios gama para medir a intensidade de formação de raios gama e dispositivos para determinar a inclinação e o azimute da coluna de perfuração. O dispositivo de medição da resistividade de formação 164 pode ser acoplado acima do subconjunto de pontapé inicial inferior 162 que provê sinais, a partir dos quais a resistividade da formação perto do fragmento da broca 150 é determinada. Um dispositivo de resistividade de propagação múltipla ("MPR") que tem um ou mais pares de antenas transmissoras 166a e 166b espaçadas a partir de um ou mais pares de antenas receptoras 168a e 168b é utilizado. Os dipolos magnéticos são empregados que operam na frequência média e no espectro de frequência alta inferior. Em operação, as ondas eletromagnéticas transmitidas são perturbadas na medida em que elas se propagam através da formação que circunda o dispositivo de resistividade 164. As antenas receptoras 168a e 168b detectam as ondas perturbadas. A resistividade de formação é derivada da fase e da amplitude dos sinais detectados. Os sinais detectados são processados por um circuito ou processador de poço que pode ser colocado em um invólucro 170 acima do motor da lama 155 e transmitido para a unidade de controle de superfície 140, utilizando um sistema de telemetria adequado 172. Além disso, ou ao invés do dispositivo de resistividade de propagação, um dispositivo de perfilagem por indução adequado pode ser utilizado para medir a resistividade da formação.

O inclinômetro 174 e o dispositivo de raios gama 176 são colocados adequadamente ao longo do dispositivo de medição de resistividade

164 para determinar respectivamente a inclinação da parte da coluna de perfuração perto do fragmento de broca 150 e a formação da intensidade dos raios gama. Qualquer inclinômetro e dispositivo de raios gama adequado, no entanto, podem ser utilizados para os propósitos dessa descrição. Além disso, um dispositivo azimuth (não mostrado), tal como um magnetômetro ou um dispositivo giroscópico, pode ser utilizado para determinar o azimuth da coluna de perfuração. Ditos dispositivos são conhecidos na técnica e assim, não estão descritos aqui em detalhe. Na configuração descrita acima, o motor de lama 155 transfere pó para o fragmento da broca 150 via um ou mais eixos ocos que correm através do dispositivo de medição de resistividade 164. O eixo oco permite que o fluido de perfuração passe do motor de lama 155 para o fragmento de perfuração 150. Em uma modalidade alternada da coluna de perfuração 120, o motor de lama 155 pode ser acoplado abaixo do dispositivo de medição de resistividade 164 ou em qualquer outro lugar adequado.

A coluna de perfuração contém um conjunto de sensor modular, um conjunto de motor e subconjuntos de pontapé inicial. Em uma modalidade, o conjunto do sensor inclui um dispositivo de resistividade, um dispositivo de raios gama e o inclinômetro, todos os quais estão em um invólucro comum entre o fragmento da broca e o motor de lama. O conjunto do poço da presente descrição pode incluir uma seção MWD 168 que contém um dispositivo de medição de porosidade de formação nuclear, um dispositivo de densidade nuclear, um sistema de sensor acústico colocado, e um sistema de teste de formação acima do motor de lama 164 no invólucro 178 para prover informações úteis para avaliar e testar as formações de subsuperfície ao longo do poço 126. Um processador de poço pode ser utilizado para processar os dados.

A figura 2 mostra a configuração de bobinas transmissoras e bobinas receptoras em uma modalidade do instrumento de perfilagem por indução 3Dexplorer (3DEX®) de Baker Hughes Incorporated. Três transmissores 201, 203 e 205 que são chamados como os transmissores T_x , T_z e T_y são colocados com os seus normais substancialmente ortogonais um com o ou-

tro, na ordem mostrada. Os três transmissores induzem campos magnéticos em três direções espaciais. Os subscritos (x, y, z) indicam um sistema ortogonal definido substancialmente pelas direções dos normais para os transmissores. O eixo geométrico z- é escolhido para ser substancialmente paralelo ao eixo geométrico longitudinal da ferramenta, enquanto o eixo geométrico x- e o eixo geométrico y- são direções mutuamente perpendiculares deitadas no plano transversal ao eixo geométrico longitudinal. Também na ferramenta estão os receptores 207, 209 e 211, chamados como os receptores R_x , R_z , e R_y , alinhados ao longo do sistema ortogonal definido pelos normais transmissores. Os R_x , R_z , e R_y são responsáveis para medir os campos magnéticos correspondentes H_{xx} , H_{zz} e H_{yy} . Nessa moninalização dos campos magnéticos, o primeiro índice indica a direção do transmissor e o segundo índice indica a direção do receptor.

Passando agora para a figura 3, uma organização de antena da técnica anterior para a bobina z- está ilustrada. No colar de broca 300, existe uma pluralidade de sulcos verticais 302. A bobina z- 304 é posicionada no colar de broca ortogonalmente nos sulcos como mostrado. As inserções de ferrita (não mostradas) podem ser providas em cada um dos sulcos entre o fio da antena condutora e o colar de broca. A ferrita provê um escudo magnetostático entre os fios da antena e o colar de broca e serve para reduzir as correntes induzidas no colar de broca. Note que a organização da antena mostrada nessa figura e no restante das figuras pode ser utilizada tanto por um transmissor como por um receptor, quaisquer exceções serão percebidas.

A figura 4 mostra uma organização na qual uma bobina x- 402 é posicionada ortogonal à bobina z-. Enquanto essa é uma organização conveniente, não deve ser interpretado como uma limitação. Pelo menos dois sulcos 404a, 404b podem ser utilizados e posicionados nos lados opostos do colar de brocas. A forma dos sulcos pode ser quadrada, retangular, elíptica e circular. Um material magnético com alta permeabilidade pode ser colocado em alguns ou em todos os sulcos. O material magnético com alta permeabilidade pode ser um material de ferrita macia; uma liga magnética amorfa

macia condutora eletricamente, uma liga magnética macia nanocristalina condutora eletricamente, uma pilha feita de uma liga magnética amorfa macia, uma pilha feita de uma liga magnética macia nanocristalina, um pó de ferro macio contendo pelo menos um de um dos materiais orgânicos de ligação e um de um dos materiais inorgânicos de ligação, um sendust contendo pelo menos um de um dos materiais orgânicos de ligação e um de um dos materiais inorgânicos de ligação, e/ou um pó de liga de ferro-níquel contendo pelo menos um de um dos materiais orgânicos de ligação e um de um dos inorgânicos de ligação. A figura 5 mostra uma variação da organização da figura 4, em que a bobina z- compreende voltas múltiplas 504a, 504b, 504c e a bobina x- compreende voltas múltiplas 502a, 502b e 502c. O propósito das voltas múltiplas é aumentar o nível do sinal. Os centros das bobinas z- e x- são colocados na mesma posição longitudinal da ferramenta e na mesma localização em um plano transversal do componente da ferramenta.

Passando agora para a figura 6, e a organização das bobinas z-, x- e y- colocadas (304, 402, 602) é mostrada. Também são mostrados pares de sulcos retangulares (610a, 610b) e (612a, 612b). Como nas modalidades discutidas acima, a ferrita pode ser provida entre o fio da antena e o corpo do colar da broca. Uma variante da figura 6 é ilustrada na figura 7 em que cada uma das bobinas z-, x- e y- tem voltas múltiplas.

Uma característica comum de todas as modalidades discutidas acima é que um único conjunto de sulcos é utilizado por mais do que um componente de antena. Isso está em contraste com os métodos de técnicas anteriores, tais como aqueles discutidos na Patente US N° 7.057.392 para *Wang et al*, que tem o mesmo cessionário da presente descrição e os conteúdos da qual estão incorporados aqui por referência, em que cada conjunto de sulcos é utilizado por somente um componente de antena. Assim, com os projetos presentes, as antenas para diferentes componentes podem ser colocadas. Uma das vantagens de ter dita organização é que a ferramenta pode ser mais curta. Outra vantagem se tornaria clara a partir das discussões abaixo.

A figura 8 mostra uma organização de antena transmissora

compreendendo um transmissor 812 e um transmissor x- 802 espaçados entre si a partir de um receptor uma organização de antena, compreendendo um receptor z- 814 e um receptor x- 804. Ficará claro que a distância do receptor-transmissor para os componentes zx e zz será igual. O mesmo é verdadeiro para os componentes xz e xx. Isso é em contraste com a organização da técnica anterior da Figura 2, em que as mesmas distâncias do transmissor receptor não são iguais. O presente projeto, portanto, não iria requer qualquer correção para as diferenças da distância transmissor-receptor.

Esta vantagem fica também clara na figura 9, em que a organização da antena transmissora inclui, além das antenas z- e x-, uma antena orientada y- 922, e a organização da antena do receptor inclui, além das antenas z- e x-, uma antena orientada y- 924. Novamente, ficará claro que com a ferramenta de perfilagem da figura 9, todos os nove componentes do campo magnético podem ser medidos na mesma distância do transmissor-receptor. Isso não é o caso da organização da técnica anterior da figura 2. Deve ser notado que os exemplos dados acima mostram orientações de bobinas ortogonais. Isso não deve ser interpretado como uma limitação, na medida em que os dados adquiridos com duas ou mais bobinas inclinadas em relação a elas mesmas podem ser processadas utilizando os métodos de rotação cartesianos bem conhecidos para simular as medidas feitas com as bobinas ortogonais.

A figura 10 mostra uma modalidade com seis grupos de antenas. Elas incluem dois grupos de receptores 1011, 1013. Dois grupos de transmissores 1001, 1003 são posicionados de um lado dos grupos receptores e dois grupos de transmissores 1005, 1007 são posicionados no lado dos grupos de receptores oposto aos grupos de transmissores 1001, 1003. Cada grupo de antenas inclui uma antena z-, uma antena x- e opcionalmente, uma antena y-. A antena y- não é essencial para muitas aplicações MWD, mas é desejável para determinadas aplicações fixas.

Aqueles versados na técnica, e tendo o benefício da presente descrição, iriam reconhecer que o comprimento axial da organização da figura 10 é quase o mesmo do comprimento axial da organização da figura 2. A

colocação de antenas, além de reduzir o comprimento da ferramenta de resistividade e assim, o BHA 90, também significa que a interpolação de profundidade não é necessária. Adicionalmente, com a organização da figura 10, processamentos muito mais sofisticados podem ser executados. Isso
5 inclui a determinação de resistividade a partir das diferenças de amplitude de sinais nos dois receptores, bem como a determinação de resistividade das diferenças de fase de sinais nos dois receptores. Além disso, a partir do princípio de reciprocidade, as determinações de resistividade podem ser feitas nas localizações de transmissores utilizando diferenças de amplitude e
10 de fase de sinais recebidas de um receptor comum. Além disso, as medidas feitas pelos dois receptores podem ser combinadas com base nas suas distâncias a partir de um transmissor: isso está descrito no Pedido de Patente US N° 11/489875 de Wang et al., que tem o mesmo cessionário da presente descrição e os conteúdos do qual estão incorporados aqui por referência.

15 Aqueles versados na técnica e que têm o benefício da presente descrição iriam também reconhecer que qualquer uma das modalidades descritas acima pode ser utilizada para determinar a formação de resistividade, anisotropia de formação, a distância para uma fronteira do leito e/ou navegação de reservatório utilizando métodos conhecidos na técnica.

20 A Patente US N° 7.414.407 para *Wang et al.*, os conteúdos da qual estão incorporados aqui por referência, revela um método ou aparelho MWD ou LWD para determinar o azimuth de uma camada de formação remota nas proximidades de uma ferramenta de resistividade de poço. Um campo magnético de componente cruzado com bobinas transmissoras e
25 receptoras substancialmente ortogonais é provido. Os planos da bobina são tanto ortogonais (bobinas coaxiais) quanto paralelos (bobinas transversais), substancialmente com relação ao eixo geométrico longitudinal do corpo da ferramenta. As bobinas são colocadas no corpo da ferramenta que tem uma superfície externa e uma pluralidade de sulcos é cortada na superfície exter-
30 na do corpo da ferramenta e orientada horizontalmente substancialmente com relação ao eixo geométrico longitudinal do corpo da ferramenta para as bobinas, e orientadas verticalmente com relação ao eixo geométrico longitu-

dinal do corpo da ferramenta para as bobinas coaxiais. Uma bobina transversal e uma bobina coaxial são colocadas nos sulcos para transmissão ou recepção de um campo magnético transversal de componente cruzado. Os materiais magnéticos com alta permeabilidade podem ser inseridos nos sulcos entre o fio da bobina e o fundo dos sulcos. Os receptores múltiplos, transmissores e frequências podem ser utilizados para obter a proporção máxima possível de sinais por ruído. A parte de fase interna ou quadratura de um campo magnético, ou uma combinação dos dois, ou alternativamente, a amplitude e/ou fase, do campo magnético do componente cruzado, pode ser medida e processada para indicar o azimuth de uma fronteira de camada remota, desde que a fronteira da camada esteja dentro da investigação da ferramenta. As medidas podem ser feitas também em azimuthes de ferramentas contínuos ou múltiplos. A presente descrição tem a capacidade de fazer substancialmente tudo que é ensinado em Wang, com a vantagem adicional de ter bobinas colocadas e um conjunto de sulcos reduzido.

Uma configuração de bobina exemplificativa de Wang é ilustrada na figura 11. A ferramenta inclui dois transmissores orientados axialmente 1101, 1103 e dois receptores orientados transversalmente 1111, 1113. Dita ferramenta pode ser utilizada para fazer medições de resistividade sensíveis em forma de azimuth durante a rotação da ferramenta.

Passando agora para a figura 12, uma combinação particular de bobinas de transmissores e receptores da figura 9 é mostrada que pode ser utilizada para fazer medições sensíveis em forma de azimuth sem a rotação da ferramenta. Especificamente, a partir da organização da figura 9, um único transmissor z- é utilizado juntamente com um receptor x- e um receptor y-. Esses são denotados por 1201, 1211, 1213. Com dita configuração, os sinais medidos pelos dois receptores podem ser representados pelas funções sinusoidais:

$$\begin{aligned} S_1 &= A \sin(\theta_1 + \theta_0) \\ S_2 &= A \sin(\theta_2 + \theta_0) \end{aligned} \quad (1),$$

em que A é o sinal máximo, θ_0 é um ângulo de fase inicial da onda senoidal, θ_1 e θ_2 são ângulos de fase contínua dos dois receptores, e S_1 e

S_2 são os sinais medidos pelos dois receptores. Os ângulos de fase de ferramenta podem ser medidos utilizando um dispositivo de orientação, tais como um magnetômetro. Assim, tendo as medidas em dois receptores ortogonais (ou dois receptores inclinados entre eles), é possível sintetizar a resposta da ferramenta em um ângulo rotacional arbitrário. Dito ajuste sinusoidal é ilustrado na figura 13.

Enquanto o uso de antenas colocadas é necessário para obter ditas medições simuladas com uma ferramenta não rotativa, os dispositivos da técnica anterior que têm antenas colocadas podem ser utilizados. Isso é ilustrado no exemplo da figura 14. Na figura, dois conjuntos de sulcos 1401, 1403 para as bobinas receptoras são mostrados.

A figura 15A-C ilustra outras configurações que podem ser utilizadas por uma ferramenta sensível em forma de azimuth. Na 15A, tem dois pares de receptores colocados transversais e um transmissor axial. Na 15B, tem um par de receptores colocados transversais e dois transmissores orientados axialmente. Na 15C, tem dois pares de receptores colocados transversais e dois transmissores orientados axialmente.

Qualquer uma das configurações discutidas acima pode ser utilizada para obter as medições sensíveis em forma de azimuth com uma ferramenta não rotativa. Isso pode, por exemplo, ser feito com a perfilagem fixa. Isso pode ser feito também quando tropeçando para fora do orifício com os sensores no BHA.

A operação dos transmissores e receptores, e o controle das direções de perfuração podem ser controlados pelo processador do poço e/ou um processador de superfície. Implícito no controle e no processamento dos dados está a utilização de um programa de computador em um meio de leitura de máquina adequado, que permite que o processador desempenhe o controle e o processamento. O meio de leitura de máquina pode incluir ROMs, EPROMs, EAROMs, Memórias Flash e discos ópticos. O termo "processador" como usado aqui é pretendido incluir Matrizes de Portas Programáveis em Campo (FPGAs).

Enquanto a descrição precedente é direcionada às modalidades

específicas da descrição, várias modificações serão aparentes para aqueles com versados na técnica. É pretendido que todas as ditas variações dentro do escopo das reivindicações anexadas sejam abrangidas pela descrição precedente.

REIVINDICAÇÕES

1. Aparelho configurado para avaliar uma formação de terra que compreende:

um membro longitudinal de ferramenta;

5 uma primeira antena no membro longitudinal de ferramenta que tem uma primeira orientação;

 uma segunda antena no membro longitudinal de ferramenta que tem uma segunda orientação diferente da primeira orientação, a segunda antena tendo um centro substancialmente na mesma localização que o cen-
10 tro da primeira antena;

pelo menos um par de entalhes longitudinais no membro de ferramenta;

um primeiro condutor sobre pelo menos o um par de entalhes longitudinais que define a primeira antena; e

15 um segundo condutor sobre pelo menos o um par de entalhes longitudinais que define a segunda antena.

2. Aparelho de acordo com a reivindicação 1, ainda compreendendo um material magnético de permeabilidade elevada colocado em pelo menos um par de entalhes longitudinais.

20 3. Aparelho de acordo com a reivindicação 2, em que o material de permeabilidade elevada é selecionado de: (i) um material macio de ferrita, (ii) uma liga magnética amorfa macia eletricamente condutora, (iii) um aglutinante magnético macio nanocristalino eletricamente condutor, (iv) uma pilha feita da liga magnética amorfa macia, (v) uma pilha feita de uma liga magnética macia nanocristalina, (vi) um pó de ferro macio que contém pelo menos uma de uma liga orgânica e inorgânica, (vii) um sendust que contém pelo menos um de um aglutinante orgânico e inorgânico, e (viii) um pó de liga do ferro-níquel que contém pelo menos um de um aglutinante orgânico e inorgânico.
25

30 4. Aparelho de acordo com a reivindicação 1, em que a primeira orientação é selecionada a partir de: (i) um eixo geométrico longitudinal de ferramenta do membro de ferramenta longitudinal, (ii) um eixo geométrico

transversal do membro longitudinal de ferramenta.

5 5. Aparelho de acordo com a reivindicação 1, ainda tendo um centro substancialmente na mesma localização que a localização do centro da primeira antena, a terceira antena tendo uma orientação substancialmente ortogonal à orientação da primeira antena, e da segunda antena.

6. Aparelho de acordo com a reivindicação 1, em que o membro de ferramenta é selecionado de: (i) um comando de perfuração de um conjunto de perfuração, (ii) uma luva metálica montada em uma parte do comando de perfuração de um conjunto de perfuração, e (iii) um alojamento de
10 uma ferramenta de resistividade por meio de cabo.

7. Aparelho de acordo com a reivindicação 1, em que a primeira antena e a segunda antena são selecionadas a partir de: (i) uma antena transmissora, e (ii) uma antena receptora.

8. Aparelho de acordo com a reivindicação 1, ainda compreendendo um processador configurado para usar um sinal obtido pelo membro longitudinal de ferramenta para avaliar uma propriedade de interesse.
15

9. Aparelho de acordo com a reivindicação 9, em que o processador é configurado ainda para avaliar um valor de uma propriedade selecionada a partir de: (i) uma propriedade elétrica da formação, (ii) uma propriedade elétrica do fluido do poço, e (iii) uma distância a um limite de aproximação do leito relativo a um elemento do aparelho.
20

10. Método de avaliação de uma formação de terra que compreende as etapas de:

(i) transportar um membro longitudinal de ferramenta em um furo de poço, o membro longitudinal de ferramenta incluindo uma primeira antena ao ter uma primeira orientação;
25

(ii) uma segunda antena ao ter uma segunda orientação diferente da primeira orientação, a segunda antena tendo um centro substancialmente na mesma localização que um centro da primeira antena;

30 (iii) pelo menos um par de entalhes longitudinais;

(iv) um primeiro condutor sobre pelo menos o um par de entalhes longitudinais que define a primeira antena; e

(v) um segundo condutor sobre pelo menos o um par de entalhes longitudinais que define a segunda antena;

utilizar o membro longitudinal de ferramenta para obter um sinal indicativo de uma propriedade de interesse;

5 utilizar o sinal para avaliar um valor da propriedade de interesse; e gravar o valor estimado da propriedade do interesse em um meio apropriado.

11. Método como definido na reivindicação 1, ainda compreendendo dispor um material magnético de permeabilidade elevada colocado no
10 pelo menos um par de entalhes longitudinais.

12. Método de acordo com a reivindicação 11, adicionalmente compreendendo utilizar, para o material de permeabilidade elevada, um material selecionado a partir de: (i) um material macio de ferrita, (ii) um aglutinante magnético amorfo macio eletricamente condutor, (iii) um aglutinante
15 magnético macio nanocristalino eletricamente condutor, (iv) uma pilha feita de aglutinante magnético amorfo macio, (v) uma pilha feita de um aglutinante magnético macio nanocristalino, (vi) um pó do ferro macio que contém pelo menos um de um aglutinante orgânico e inorgânico, (vii) um sendust que contém pelo menos um de um aglutinante orgânico e inorgânico, e (viii) um
20 pó de liga de ferro-níquel que contém pelo menos um de um aglutinante orgânico e inorgânico.

13. Método de acordo com a reivindicação 10, ainda compreendendo selecionar o membro de ferramenta a partir de: (i) um comando de perfuração de um conjunto da perfuração, (ii) uma luva metálica montada em
25 uma parte do comando de perfuração de um conjunto de perfuração, e (iii) um alojamento de uma ferramenta de resistividade por meio de cabo.

14. Método como definido na reivindicação 1, ainda compreendendo selecionar a propriedade a partir de: (i) uma propriedade elétrica da formação, (ii) uma propriedade elétrica do fluido de fundo de poço, e (iii) uma
30 distância a um limite de aproximação do leito relativo a um elemento do aparelho.

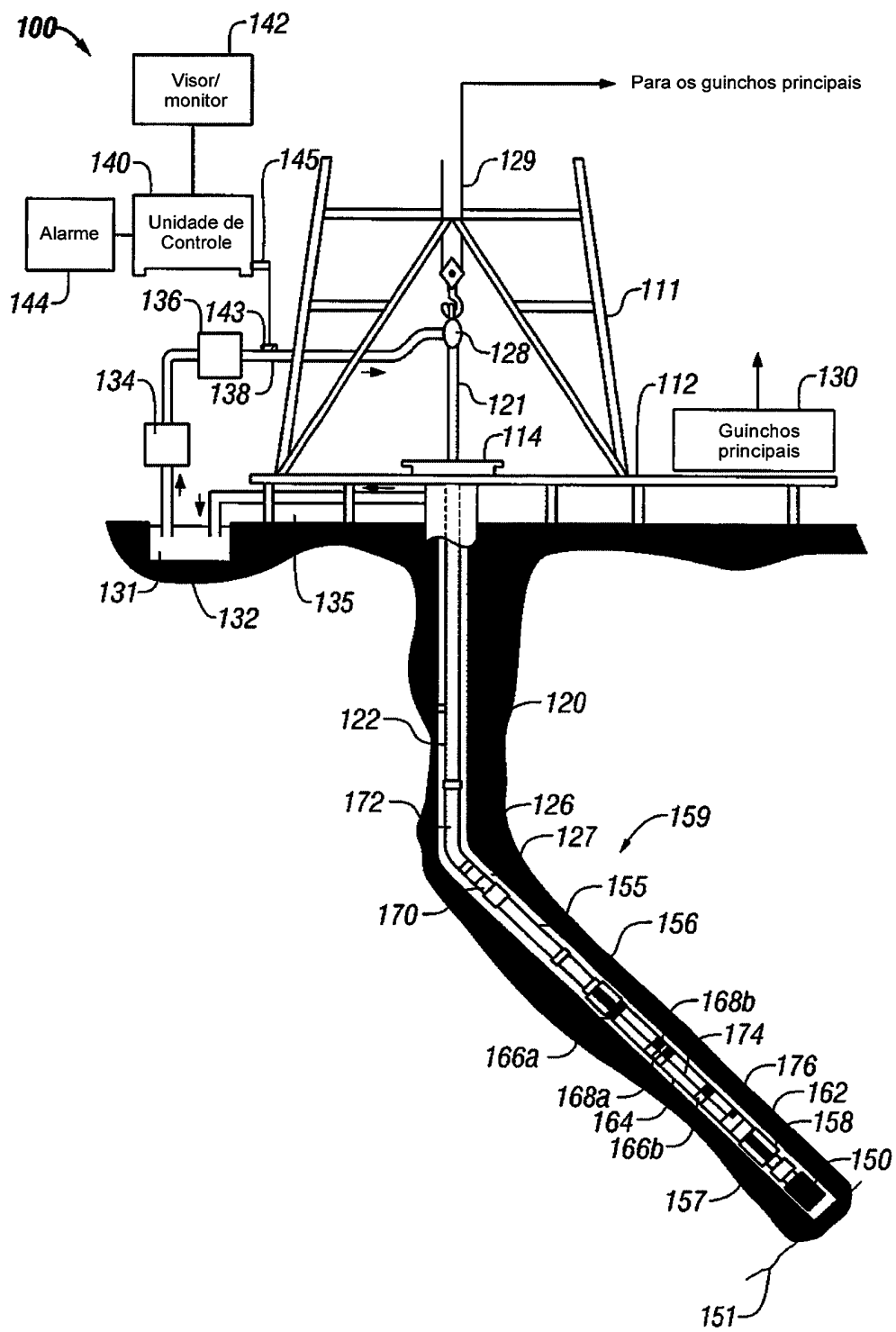
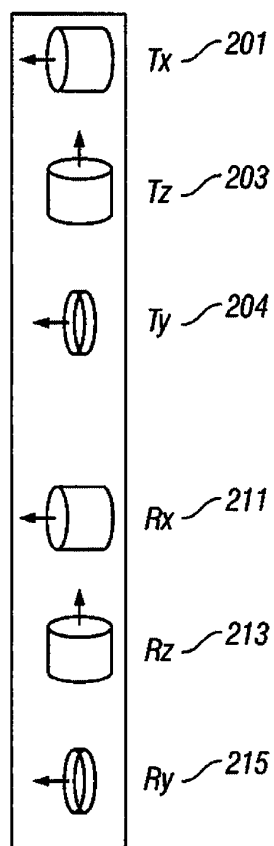


FIG. 1

**FIG. 2**

(Técnica anterior)

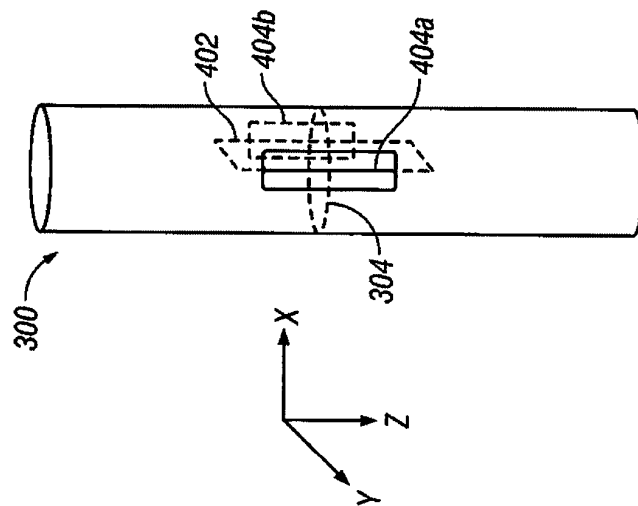


FIG. 3
(Técnica anterior)

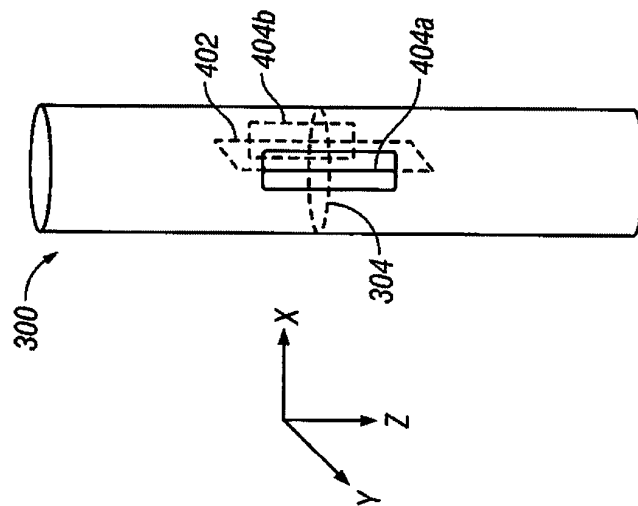


FIG. 4

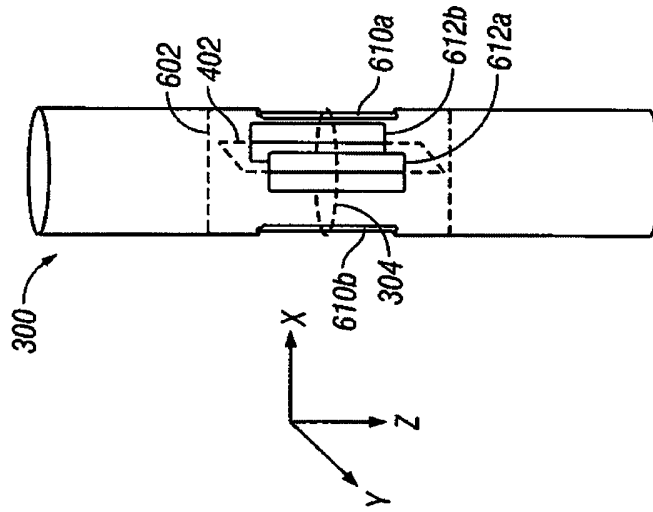


FIG. 5

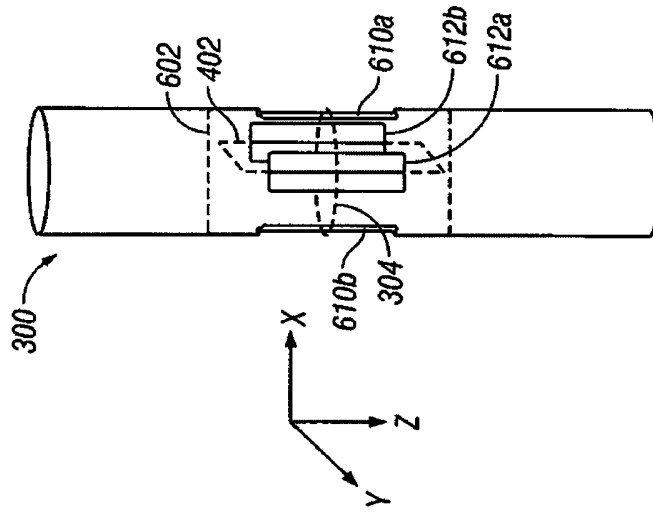


FIG. 6

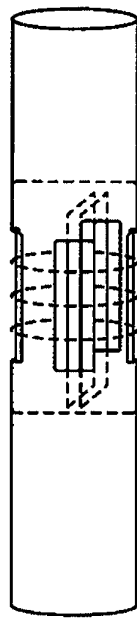


FIG. 7

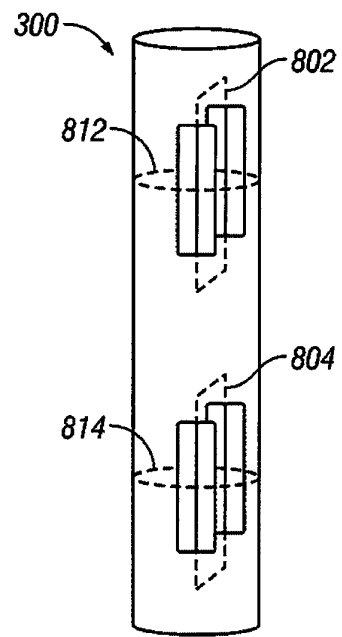


FIG. 8

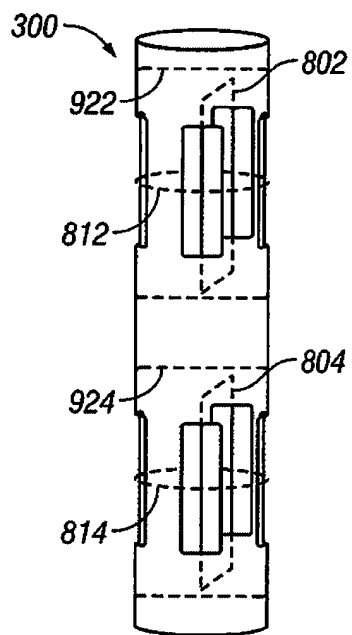


FIG. 9

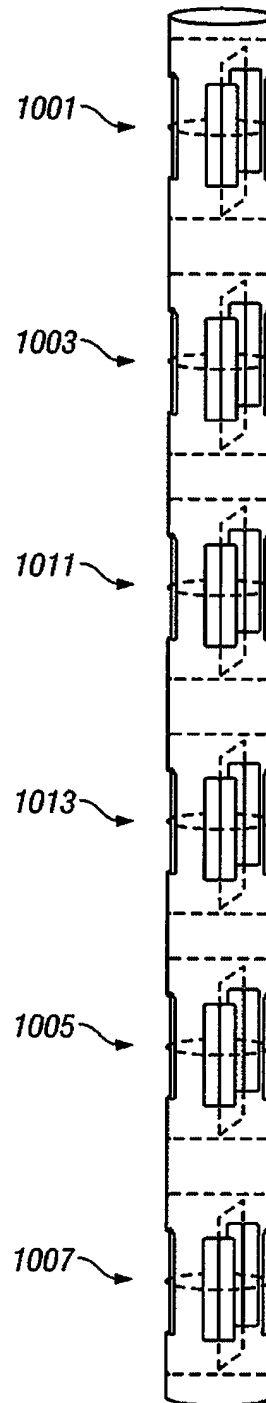


FIG. 9

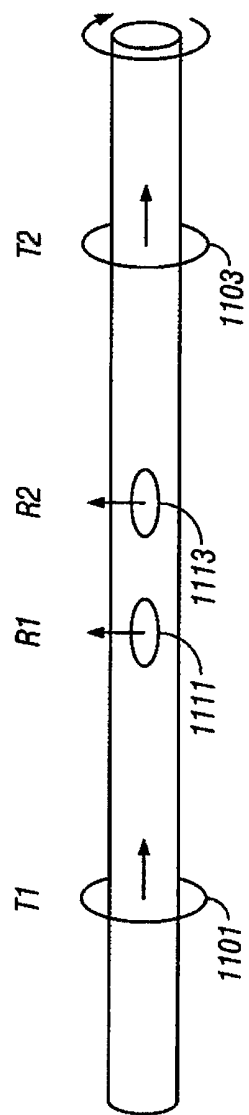


FIG. 11

(Técnica anterior)

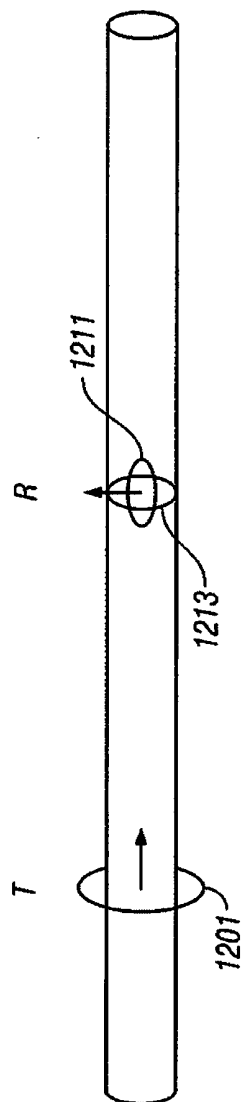
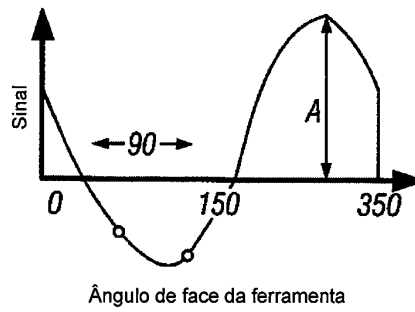
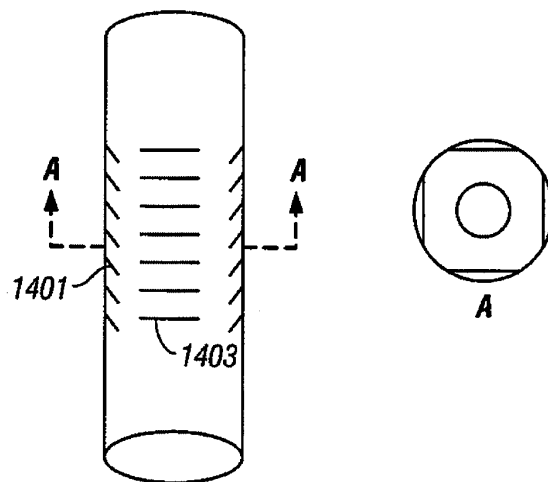


FIG. 12

**FIG. 13****FIG. 14**

(Técnica anterior)

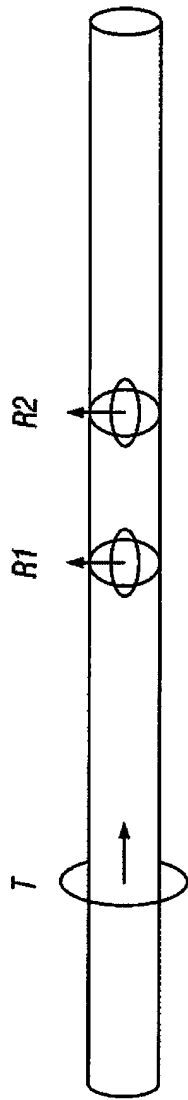


FIG. 15A

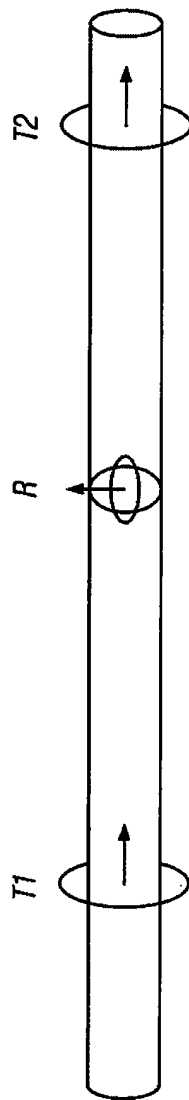


FIG. 15B

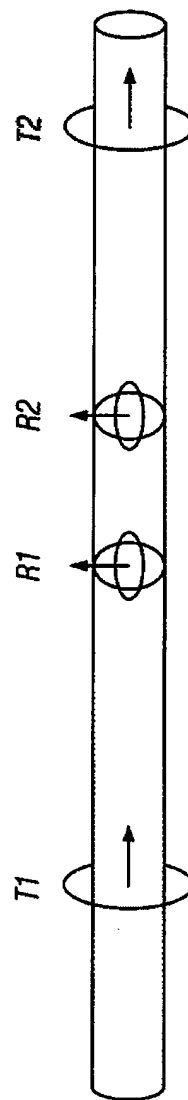


FIG. 15C

RESUMO

Patente de Invenção: **"MÉTODO PARA CONSTRUIR ANTENAS ELETRO-MAGNÉTICAS MULTICOMPONENTES"**.

5 A presente invenção refere-se a uma ferramenta de resistividade para a utilização em um furo de poço, em que duas antenas ortogonais são localizadas em pelo menos na mesma ou substancialmente na mesma localização da ferramenta. Um único conjunto de sulcos verticalmente alinhados é fornecido para pelo menos duas antenas ortogonais. Cada antena pode ser configurada para operar como uma antena transmissora ou como uma
10 antena receptora. Uma ferramenta com antenas colocadas pode ser usada para fornecer medidas sensíveis de modo azimutal mesmo se a ferramenta é não rotativa.