



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

**(11) PI 0909732-5 B1**



**(22) Data do Depósito: 20/02/2009**

**(45) Data de Concessão: 09/07/2019**

---

**(54) Título:** MÉTODO PARA OPERAÇÕES DE PERFILAGEM DE POÇO, APARELHO PARA CONDUZIR OPERAÇÕES DE PERFILAGEM DE POÇO E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR

**(51) Int.Cl.:** G01V 3/30; G01V 3/34; E21B 43/00.

**(30) Prioridade Unionista:** 14/03/2008 US 12/048,966.

**(73) Titular(es):** BAKER HUGHES INCORPORATED.

**(72) Inventor(es):** STANISLAV W. FORGANG; ROLAND E. CHEMALI.

**(86) Pedido PCT:** PCT US2009034605 de 20/02/2009

**(87) Publicação PCT:** WO 2009/114250 de 17/09/2009

**(85) Data do Início da Fase Nacional:** 14/09/2010

**(57) Resumo:** MÉTODO PARA OPERAÇÕES DE PERFILAGEM DE POÇO, APARELHO PARA CONDUZIR OPERAÇÕES DE PERFILAGEM DE POÇO E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR A presente invenção refere-se a uma pluralidade de 5 de transmissores em uma ferramenta de perfilagem que é ativada substancialmente a mesma frequência. Quando as saídas do transmissor são moduladas por fase usando um conjunto de funções de modulação mutuamente ortogonal, é possível recuperar, a partir do sinal de cada receptor, uma resposta que corresponde a cada um dos transmissores.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"MÉTODO PARA OPERAÇÕES DE PERFILAGEM DE POÇO, APARELHO PARA CONDUZIR OPERAÇÕES DE PERFILAGEM DE POÇO E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR"**.

5 **ANTECEDENTES DA DESCRIÇÃO**

**Campo da Descrição**

A presente invenção refere-se em geral ao campo de fazer medições de indução resistiva com o uso de instrumentos de perfilagem de poço com o propósito de determinar as propriedades de formações da terra. Mais especificamente, a descrição é relacionada a um método para melhorar a performance e simplificar as exigências mecânicas para ferramentas de perfilagem de indução multicomponente e ferramentas de perfilagem de resistividade de propagação.

**Antecedentes da Técnica**

Ferramentas de indução eletromagnética e propagação de ondas são usadas normalmente para determinação de propriedades elétricas de formações que circundam um furo de poço. Estas ferramentas de perfilagem dão medições de resistividade (ou condutividade) aparente da formação que, quando interpretadas corretamente, são diagnósticas das propriedades petrofísicas da formação e dos fluidos na mesma.

Instrumentos de indução de fundo de poço empregam múltiplas bobinas de detecção que podem operar em modos "autônomo" ou "arranjo". Por um modo "autônomo" quer dizer ter pares individuais destes dispositivos com uma bobina que serve como um transmissor e outra como um receptor para detecção do campo magnético secundário induzido pelas correntes de Foucault que aparecem devido à interação da formação com o campo magnético do transmissor. Se a montagem tem três ou mais bobinas que participam na medição, a mesma deve obter uma propriedade adicional tal como habilidade de focalizar espacialmente respostas de campo magnético. Isto poderia ser feito tanto através de rearranjar o curso do fluxo de corrente de Foucault na formação ou através de ponderação complexa das respostas de campo magnético induzido nos receptores antes de combiná-los.

Entretanto, existe um problema significativo em tais instrumentos

que têm múltiplos arranjos. A questão reside no princípio convencional da concepção da ferramenta e, em particular, a necessidade para que estes arranjos operem na mesma faixa de frequência. Isto tipicamente leva a um modo sequencial (em vez de simultâneo) de medições e frequentemente  
5 pode resultar em precisão menor do que possível dos dados obtidos.

A redução na precisão resulta, devido tanto do movimento da ferramenta no poço (o que resulta em gravar informação a partir de localizações diferentes), como da redução de um tempo efetivo de aquisição de sinal. Também existem restrições associadas a erros de medição devido a  
10 acoplamento magnético inevitável dentro da ferramenta. Ainda outro fator limitante poderia ser a própria resposta da formação.

A Baker Atlas e Shell International E&P desenvolveram conjuntamente uma ferramenta de perfilagem por indução multicomponente, 3DEX® para medir a anisotropia elétrica destas sequências. Esta ferramenta  
15 de perfilagem e seu uso são descritos na Patente U.S. No. 6.147.496 para *Strack* e outros. O instrumento compreende três configurações transmissor-receptor mutuamente ortogonais que fornecem todos os dados necessários para computar resistividades horizontal e vertical da formação. Estas resistividades então podem ser usadas em uma análise petrofísica integrada para  
20 fornecer uma estimativa melhorada da resistividade laminar da areia e correspondente volume estimado da jazida de petróleo líquido. A ferramenta foi originalmente desenvolvida para aplicações conectadas por cabo, mas os princípios têm sido estendidos para aplicações de medição-durante-perfuração (MWD). É discutido a seguir, como exemplo, o uso de tal dispositivo em aplicações sem-fio.  
25

Com referência agora à figura 1, um instrumento de perfilagem de poço por indução 10 é mostrado disposto em um furo de poço 2 perfurado através de formações da terra. As formações da terra são mostradas de forma geral em 4. O instrumento 10 pode ser baixado dentro e retirado do  
30 furo de poço 2 por meio de um cabo elétrico blindado 6 ou condutor similar conhecido na técnica. O instrumento 10 pode ser montado a partir de três subseções: uma unidade eletrônica auxiliar 14 disposta em uma extremidade

do instrumento 10; uma unidade de mandril de bobina 8 presa a unidade eletrônica auxiliar 14, e uma unidade eletrônica de recepção/processamento de sinal/telemetria 12 presa à outra extremidade da unidade de mandril de bobina 8, em que tipicamente esta unidade 12 é presa ao cabo 6.

5                   A unidade de mandril de bobina 8 inclui bobinas transmissora e receptora de indução, como será explicado adicionalmente, para induzir campos eletromagnéticos nas formações da terra 4 e para receber sinais de voltagem induzidos através das correntes de Foucault fluindo nas formações da terra 4 como resultado dos campos eletromagnéticos induzidos ali.

10                   A unidade eletrônica auxiliar 14 pode incluir um gerador e amplificadores (não mostrado) de sinal para provocar o fluxo de correntes alternadas de frequências selecionadas através das bobinas transmissoras na unidade de mandril de bobina 8.

                    A unidade eletrônica de recepção/processamento de sinal/telemetria 12 pode incluir circuitos receptores (não mostrados) para detectar voltagens induzidas nas bobinas receptoras na unidade de mandril de bobina 8, e circuitos para processar estas voltagens recebidas (não mostrados) em sinais representativos das condutividades das várias camadas, mostradas como 4A até 4F das formações da terra 4. Como uma questão de  
15                   conveniência, a unidade eletrônica de recepção/processamento de sinal/telemetria 12 pode incluir telemetria de sinal para transmitir os sinais relacionados à condutividade para a superfície da terra ao longo do cabo 6 para processamento adicional, ou alternativamente pode armazenar os sinais relacionados à condutividade em um dispositivo de gravação apropriado  
20                   (não mostrado) para processamento depois que o instrumento 10 é retirado do furo de poço 2.

                    Com referência à figura 2, a configuração das bobinas transmissora e receptora em uma modalidade do instrumento de perfilagem por indução 3DEX® da Baker Hughes é mostrada. Três transmissores ortogonais  
30                   101, 103, 105 que são referenciados como  $T_x$ ,  $T_z$  e  $T_y$  são mostrados (o eixo geométrico z é o eixo geométrico longitudinal da ferramenta). Correspondentes aos transmissores 101, 103 e 105 são associados receptores 107, 109 e

111 referenciados como receptores  $R_x$ ,  $R_z$  e  $R_y$ , para medir os campos magnéticos correspondentes. Em um modo de operação da ferramenta, são medidos os componentes  $H_{xx}$ ,  $H_{yy}$ ,  $H_{zz}$  e  $H_{xz}$ , embora outros componentes possam ser usados. A disposição de bobinas mostrada na figura 2 não tem a  
5 intenção de ser uma limitação, e existem dispositivos nos quais as diferentes bobinas são colocadas lado a lado. O Pedido de Patente U.S. No. Serial 11/858.717 para *Signorelli* que tem o mesmo cessionário da presente descrição ensina o uso de antenas localizadas lado a lado para ferramentas de resistividade multicomponente.

10 Em instrumentos com bobinas localizadas lado a lado, sempre existe acoplamento magnético entre bobinas mutuamente ortogonais montadas no mesmo lugar no mandril, entretanto, mesmo concepção infinitamente precisa não livra o instrumento de interferências. Estas interferências se tornam dependentes de múltiplos fatores de perfilagem tais como excentricidade  
15 da ferramenta no poço, rugosidade da parede do furo de poço e mesmo homogeneidade da lama.

Ter arranjos com os cabos condutores correndo ao longo do mandril a partir dos terminais de bobina até os respectivos amplificadores eletrônicos, bem como os próprios amplificadores com impedâncias de entrada finitas, introduz uma carga para as bobinas e assim resulta em uma  
20 condução parasítica de corrente na própria bobina e deslocamento de uma nos cabos associados. As correntes por sua vez, produzem campos magnéticos que acoplam em arranjos vizinhos e desta maneira criam erros na forma de voltagens induzidas cuja contribuição não pode ser removida pelo  
25 processamento de sinal a seguir visto que estes valem como fase sincronizada com os sinais de interesse.

O instrumento tem que produzir medições de fase discriminada tanto dos componentes principais de campo magnético ( $xx$ ,  $yy$  ou  $zz$ ) bem como de respectivos componentes cruzados (isto é,  $xy$ ,  $xz$ , etc.). Entretanto,  
30 se todos os transmissores seguem simultaneamente, não é possível separar componentes diferentes no receptor, ou seja, se o receptor  $X$  é considerado, as voltagens induzidas pelos campos magnéticos dos transmissores direcio-

nais x-, y- e z- não podem ser distinguidas.

Uma abordagem pode ser ter transmissores mutuamente ortogonais que operam em frequências diferentes simultaneamente. Esta é uma questão técnica muito difícil, e permanece a interferência mútua de frequências coerentes.

Um problema similar é encontrado em ferramentas de resistividade de propagação múltipla. Neste instrumento de propagação, dois transmissores operam sequencialmente com respeito a qualquer dado receptor. Existem múltiplas razões para este tipo de medida, entretanto, o principal problema permanece o mesmo, se ambos os transmissores seguem simultaneamente não existem dispositivos na técnica anterior para separar as respectivas respostas de fase discriminadas em fase da formação induzidas nos receptores. As figuras 3A, 3B e 3C são representações esquemáticas simplificadas de algumas configurações alternativas de configuração de antenas possíveis que podem ser utilizadas em um dispositivo MPR implementado como um aparelho de perfilagem-durante-perfuração. Ver Patente U.S. No 5.869.968 para *Brooks* e outros, que tem o mesmo cessionário da presente descrição. A modalidade da figura 3A é uma configuração de antena de transmissor dual, e receptor dual que inclui antena de recepção superior 351, antena de recepção inferior 357, e antenas de transmissão minimamente espaçadas 353, 355 que são instaladas intermediárias às antenas de recepção 351, 357. As antenas de transmissão e recepção são instaladas de forma substancialmente simétrica em volta de uma linha central que é localizada intermediária as antenas de transmissão 353, 355.

A figura 3B é uma representação esquemática simplificada de outra modalidade da modalidade de transmissor minimamente espaçado da presente descrição. Como é mostrado, as antenas de transmissão 363, 365 são posicionadas em uma localização central do tubo de medição. As antenas de recepção 359, 361 são localizadas em uma parte distal superior do tubo de medição 25. As antenas de recepção 367, 369 são localizadas em uma parte distal inferior de tubo de medição.

A figura 3C é uma representação esquemática simplificada de

ainda outra modalidade de um dispositivo MPR. Nesta modalidade particular, uma única antena de recepção 371 é localizada em uma parte distal superior do tubo de medição. As antenas de transmissão 373, 375 são localizadas em uma parte central do tubo de medição, e são minimamente espaçadas uma da outra, quando comparado ao espaçamento entre qualquer das antenas de transmissão e a única antena de recepção. Alternativamente, a antena de recepção 371 poderia ser localizada em uma parte distal inferior do tubo de medição 25.

Existem várias soluções de hardware e/ou calibração para os problemas de perda por acoplamento. Ver, por exemplo, Patente U.S. No. 6.586.939 para *Fanini* e outros, Patente U.S. No. 7.190.169 para *Fanini* e outros, e Pedido U.S. No 11/627.172 de *Forgan* e outros. Esta descrição é direcionada a um método e a um aparelho que efetivamente evita o problema de acoplamento.

#### 15 **Sumário da Descrição**

Uma modalidade da descrição é um método de operações de perfilagem de poço. O método inclui transportar uma ferramenta de perfilagem para dentro de um furo de poço e uma formação da terra, oscilar um primeiro transmissor e pelo menos um transmissor adicional simultaneamente na ferramenta de perfilagem a uma primeira frequência, receber um sinal em pelo menos um receptor que resulta da operação do primeiro transmissor e do pelo menos um transmissor adicional, processar o sinal recebido para dar um primeiro sinal indicativo de uma resposta do pelo menos um receptor apenas para a operação do primeiro transmissor e um segundo sinal indicativo de uma resposta do pelo menos um receptor apenas para a operação do pelo menos um transmissor adicional. O método inclui adicionalmente determinar a partir do primeiro sinal e do segundo sinal o valor de uma propriedade da formação da terra. Operar o primeiro transmissor pode incluir modular o primeiro transmissor usando uma primeira função de modulação, e operar o pelo menos um transmissor adicional pode incluir modular o pelo menos transmissor adicional usando uma segunda função de modulação substancialmente ortogonal a primeira função. Pelo menos uma das funções de

modulação pode ser uma modificação de fase. A modulação de fase pode incluir uma sequência binária pseudorrandômica. O método pode adicionalmente incluir orientar o pelo menos um transmissor adicional com seu eixo geométrico substancialmente ortogonal a um eixo geométrico do primeiro transmissor. A propriedade pode ser selecionada a partir de uma porosidade de uma formação, um volume fracionário de xisto na formação, uma resistividade de um xisto em um reservatório laminado que inclui areias que podem ter xistos dispersos nela, uma distribuição de xistos, areias e água em um reservatório, uma resistividade horizontal da formação, uma resistividade vertical da formação, e/ou uma pseudoimagem da formação. O método pode adicionalmente incluir determinar uma distância para uma interface na formação. O método pode adicionalmente incluir controlar uma correção de perfuração do furo de poço usando a distância determinada. O método pode adicionalmente incluir transportar a ferramenta de perfilagem para dentro do furo de poço em um dispositivo de transporte selecionado a partir de um cabo de aço e um tubo de perfuração.

Outra modalidade é um aparelho para conduzir operações de perfilagem de poço. O aparelho inclui uma ferramenta de perfilagem configurada para ser transportada para dentro de um furo de poço em uma formação da terra. A ferramenta de perfilagem também inclui um primeiro transmissor e pelo menos um transmissor adicional configurados para serem incorporados simultaneamente a uma primeira frequência. O aparelho inclui pelo menos um receptor configurado para receber um sinal que resulta da operação do primeiro transmissor e do primeiro transmissor e do pelo menos um transmissor adicional. O aparelho também inclui pelo menos um processador configurado para processar o sinal recebido para dar um primeiro sinal indicativo de uma resposta do pelo menos um receptor apenas para a operação do primeiro transmissor e um segundo sinal indicativo de uma resposta do pelo menos um receptor apenas para a operação do pelo menos um transmissor adicional, e determinar a partir do primeiro sinal e do segundo sinal o valor de uma propriedade da formação da terra. O primeiro transmissor pode ser adicionalmente configurado para ser modulado usando uma

primeira função de modulação, e o pelo menos um transmissor adicional pode ser adicionalmente configurado para ser modulado usando uma segunda função de modulação substancialmente ortogonal à primeira função de modulação. Pelo menos uma das funções de modulação pode ser uma modulação de fase. A modulação de fase pode incluir uma sequência binária pseudorrandômica. O pelo menos um transmissor adicional pode ser orientado com seu eixo geométrico substancialmente ortogonal a um eixo geométrico do primeiro transmissor. A propriedade configurada para ser determinada através do pelo menos um processador pode ser uma porosidade de uma formação, um volume fracionário de xisto na formação, uma resistividade de um xisto em um reservatório laminado que inclui areias que podem ter xistos dispersos nela, uma distribuição de xistos, areias e água em um reservatório, uma resistividade horizontal da formação, uma resistividade vertical da formação, e/ou uma pseudo-imagem da formação. O pelo menos um processador pode ser adicionalmente configurado para determinar uma distância para uma interface na formação. O pelo menos um processador pode adicionalmente ser configurado para controlar a direção de perfuração do furo de poço usando a distância determinada. O aparelho pode adicionalmente incluir um dispositivo de transporte para transportar a ferramenta de perfilagem para dentro do furo de poço, em que o dispositivo de transporte é um cabo de aço ou um tubo de perfuração.

Outra modalidade é um meio legível por computador para uso com um aparelho para conduzir operações de perfilagem de poço. O aparelho inclui uma ferramenta de perfilagem configurada para ser transportada para dentro de um furo de poço em uma formação da terra, um primeiro transmissor e pelo menos um transmissor adicional na ferramenta de perfilagem configurados para serem operados simultaneamente a um primeira frequência, e pelo menos um receptor configurado para receber um sinal que resulta da operação do primeiro transmissor e do pelo menos um transmissor adicional. O meio inclui instruções que permitem que o pelo menos um processador processe o sinal recebido para fornecer um primeiro sinal indicativo de uma resposta do pelo menos um receptor apenas para a operação

do primeiro transmissor e um segundo sinal indicativo de uma resposta do pelo menos um receptor apenas para a operação do pelo menos um transmissor adicional, e determinar a partir do primeiro sinal e do segundo sinal o valor da propriedade da formação da terra. O meio pode adicionalmente incluir uma ROM, uma EPROM, uma EEPROM, uma memória flash e/ou um disco ótico.

### **BREVE DESCRIÇÃO DAS FIGURAS**

A presente descrição é mais bem entendida com referência às seguintes figuras nas quais números semelhantes se referem a componentes semelhantes.

A figura 1 (Técnica anterior) mostra um instrumento de indução disposto em um furo de poço que penetra formações da terra.

A figura 2 (Técnica anterior) mostra a disposição de bobinas transmissoras e receptoras em uma modalidade da presente descrição comercializada sob o nome 3DEX®.

As figuras 3A, 3B e 3C (Técnica anterior) fornecem vistas esquemáticas de configurações de antena ilustrativas para uma ferramenta MPR.

E as figuras 4A a 4C mostram uma partição de uma disposição transmissor-receptor 3DEX® dentro de três arranjos.

### **DESCRIÇÃO DETALHADA DA DESCRIÇÃO**

A presente descrição pode ser usada com ferramentas transportadas por cabo elétrico por cabo de aço (ver figura 1) ou com ferramentas de perfilagem transportadas em um tubo de perfuração. É apropriada para uso com ferramentas de indução de arranjo ou com ferramentas MPR.

A presente descrição é baseada na aplicação do método de dispersão de espectro conhecido e utilizado na indústria de telecomunicações e aplicação do mesmo em instrumentos de indução de fundo de poço. Em particular, em uma modalidade da descrição, é usado o método de dispersão de espectro de sequência direta e, para fins ilustrativos, a descrição a seguir é baseada nestes princípios.

Para os propósitos da discussão, pode-se considerar o arranjo

transmissor-receptor da figura 2 como consistindo em três arranjos. A primeira, mostrada na figura 4A, tem transmissor 401 e três receptores 407, 409, 411; o segundo arranjo, mostrado na figura 4B, tem transmissor 403 e três receptores 407, 409, 411; e um terceiro arranjo, mostrado na figura 4C, tem transmissor 405 e três receptores 407, 409, 411. Pode ser feita uma quebra de qualquer arranjo, tal como aqueles mostrados nas figuras 3A a 3C. Deve ser observado que qualquer combinação de bobinas de indução, propagação, transversal ou colocadas em espiral pode ser particionada desta maneira.

10 Cada um dos arranjos tem seu próprio mecanismo de transmissão-processamento de sinal realizado ou em hardware ou em software, ou ambos, ou seja, cada eletrônico de transmissor e aquisição de receptor é sincronizado, o que permite a alta fidelidade de medições sensíveis à fase da voltagem induzida em um receptor de um arranjo devido às correntes de Foucault na formação que resultam da ativação do transmissor do arranjo. A sincronização é muito mais fácil em uma ferramenta de perfilagem do que em sistemas de comunicação onde as ideias abaixo foram implementadas primeiro e onde isto tem que ser feito entre transmissores e receptores remotos.

20 Simbolizado por  $S_i$  o sinal aplicado ao  $i$ -ésimo transmissor, no presente método cada um dos transmissores é operado a uma frequência  $f_0$  e tem sua fase modulada por  $\Phi_i(t)$ :

$$S_i(t) = A \sin(2\pi f_0 t + \Phi_i(t)) \quad (1)$$

A modulação de fase é feita a uma frequência de clock mais alta, tipicamente por um fator maior do que 10, do que a frequência  $f_0$  do sinal do transmissor. Adicionalmente, as funções de modulação são selecionadas para formar um conjunto ortogonal, ou seja,

$$\frac{1}{T_{\max}} \int_0^{T_{\max}} \phi_i(t) \phi_j(t) dt = 0, i \neq j, \\ = R, i = j. \quad (2),$$

onde  $R$  tem um valor conhecido, e o tempo de integração  $T_{\max}$  é suficientemente grande. Sob estas condições, pode ser mostrado que:

$$\int_0^{T_{\max}} S_i(t)S_j(t)dt = \frac{A^2}{2\pi} T_{\max} \delta_{ij} + N(t) \quad (3),$$

onde  $\delta_{ij}=1$  para  $i=j$  e  $\delta_{ij}=0$  para  $i \neq j$ , e  $N(t)$  é ruído quase branco.

Deste modo, quando uma pluralidade de transmissores é operada simultaneamente com a função de modulação discutida acima, a voltagem de receptor induzida total é processada pelo respectivo  $M^{\text{ésimo}}$  mecanismo de aquisição receptor com seu clock de "amostragem" sendo fortemente sincronizado em fase com apenas a respectiva  $M^{\text{ésima}}$  voltagem de transmissor de arranjo. Pode ser mostrado que depois da detecção de fase ou deconvolução da voltagem obtida, o sinal de saída do mecanismo deve conter um sinal analógico ou digital proporcional ao componente real do campo magnético induzido pelas correntes de Foucault na formação que aparece devido ao  $M^{\text{ésimo}}$  transmissor em cada um dos receptores, um sinal analógico ou digital proporcional ao componente imaginário do campo magnético induzido por correntes de Foucault na formação que aparece devido ao  $M^{\text{ésimo}}$  transmissor em cada um dos receptores, e ruído quase branco devido ao resto dos transmissores que operam na ferramenta. O primeiro dos dois termos corresponde ao primeiro termo no lado direito da equação (3) enquanto o termo ruído é o segundo termo no lado direito da equação (3). A magnitude do ruído  $N(t)$  e a composição de espectro dependerá da forma predefinida e coeficientes de relação cruzada entre  $\Phi_i(t)$  e  $\Phi_j(t)$  bem como do tempo de integração  $T_{\max}$ . Atenuação adicional do ruído remanescente poderia ser feita através de métodos conhecidos tal como, por exemplo, empilhamento de múltiplas amostras.

Deve ser observado que a realização mais simples da modulação de fase deve ser através de uma sequência randômica pseudobinária, na qual a mudança de fase no  $M^{\text{ésimo}}$  canal ocorre de um valor  $+\alpha$  até  $-\alpha$ , em tempos randômicos. Entretanto, implementar esta sequência em um transmissor é difícil, particularmente nas altas frequências usadas para ferramentas MPR. Para MPR, é possível obter a separação por ter, por exemplo, um primeiro transmissor a uma frequência  $f_0$  e um segundo transmissor a uma frequência  $f_0+\xi$ . Isto deve corresponder a uma modulação de fase onde  $\Phi(t)$

=  $2\pi\epsilon t$  na equação (1). Usando detecção coerente, pode ser obtida a separação dos sinais do transmissor.

Aqueles versados na técnica e tendo o benefício da presente descrição devem reconhecer que a modulação de fase deve resultar efetivamente em radiação de um campo magnético não monocromático mesmo com uma fonte nominalmente monocromática. A resposta da formação deve ser dispersiva e os componentes real e imaginário do sinal do receptor devem ser integrados sobre uma banda de frequência efetiva. A largura de banda poderia ser estimada e, se necessário, ajustada durante a preparação da ferramenta baseada na precisão sinal-ruído exigida e informação pré-perfilagem com respeito a condições geológicas da formação investigada.

Uma vez que as medições tenham sido feitas e separadas, todos os métodos da técnica anterior podem ser usados para determinar propriedades da formação. Isto inclui, por exemplo, determinação da porosidade total de uma formação, um volume fracionário de xisto, e uma resistividade do xisto em um reservatório laminado que inclui areias que podem ter xistos dispersados nelas (ver Patente U.S. No. 6.711.502 para *Mollison* e outros), e determinação da distribuição de xistos, areias e água em um reservatório que inclui areias argilosas laminadas com o uso de condutividades vertical e horizontal a partir de dados de indução nuclear, RMN e multicomponente (ver Patente U.S. No. 6.686.736 para *Schoen* e outros), geração de uma pseudoimagem e navegação do reservatório pela combinação de leitura de profundidade de medições de resistividade azimutal sensitiva e medições de resistividade azimutal não sensitiva feitas através de uma ferramenta de resistividade de propagação múltipla (ver Pedido de Patente U.S.No. 11/489.875 para *Wang* e outros). Estes são conhecidos na técnica e não são discutidos adicionalmente.

Para os objetivos desta descrição, o termo "montagem de fundo de poço" é usado para se referir a uma coluna de instrumentos de perfilação transportada para dentro do furo de poço em um cabo de aço ou a uma montagem na parte inferior do poço transportada em um tubo de perfuração. O método descrito acima pode ser implementado com o uso de uma ferra-

menta de perfilagem que é parte de qualquer tipo de montagem de fundo de poço.

No processamento dos dados é implícito o uso de um programa de computador em um meio legível por computador apropriado que habilita o processador a realizar o controle e o processamento. O meio legível por máquina pode incluir ROMs, EPROMs, EEPROMs, Memórias Flash e discos Óticos.

## REIVINDICAÇÕES

1. Método para operações de perfilagem de poço que compreende:

5 - transportar uma ferramenta de perfilagem para dentro de um furo de poço em uma formação terrestre;

**caracterizado por:**

- operar um primeiro transmissor e pelo menos um transmissor adicional simultaneamente na ferramenta de perfilagem a uma primeira frequência;

10 - receber um sinal pelo menos em um receptor que resulta da operação do primeiro transmissor e do pelo menos um transmissor adicional;

- processar o sinal recebido para dar um primeiro sinal indicativo de uma resposta do pelo menos um receptor apenas para a operação do primeiro transmissor e um segundo sinal indicativo de uma resposta do pelo

15 menos um receptor apenas para a operação do pelo menos um transmissor adicional;

- determinar a partir do primeiro sinal e do segundo sinal um valor de uma propriedade da formação da terra;

20 - gravar o valor determinado da propriedade em um meio adequado.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que operar o primeiro transmissor compreende adicionalmente modular o primeiro transmissor com o uso de uma primeira função de modulação, e operar o pelo menos um transmissor adicional adicionalmente compreende modular o pelo menos um transmissor adicional com o uso de uma  
25 segunda função de modulação substancialmente ortogonal à primeira função de modulação.

3. Método, de acordo com a reivindicação 2, **caracterizado pelo fato de** que pelo menos uma das funções de modulação compreende uma modulação de fase.  
30

4. Método, de acordo com a reivindicação 3, **caracterizado pelo fato de** a modulação de fase adicionalmente compreende uma sequência

binária pseudorrandômica.

5 5. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que adicionalmente compreende orientar o pelo menos um transmissor adicional com seu eixo geométrico substancialmente ortogonal a um eixo geométrico de um primeiro transmissor.

6. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que a propriedade é selecionada a partir do grupo que consiste de: (i) uma porosidade de uma formação, (ii) um volume fracionário de xisto na formação, (iii) uma resistividade de um xisto em um reservatório laminado que inclui areias que podem ter xistos dispersos nelas, (iv) uma distribuição de xistos, areias e água em um reservatório, (v) uma resistividade horizontal da formação, (vi) uma resistividade vertical da formação e (vii) uma pseudo-imagem da formação.

15 7. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que adicionalmente compreende determinar uma distância para uma interface na formação.

8. Método, de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que adicionalmente compreende controlar uma direção de perfuração de um furo de poço usando a distância determinada.

20 9. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que adicionalmente compreende transportar a ferramenta de perfilação para dentro do furo de poço em um dispositivo de transporte selecionado a partir de: (i) um cabo de aço, e (ii) um tubo de perfuração.

25 10. Aparelho para conduzir operações de perfilação de poço que compreende:

- uma ferramenta de perfilação configurada para ser transportada para dentro de um furo de poço em uma formação terrestre;

**caracterizado por:**

30 - um primeiro transmissor e pelo menos um transmissor adicional configurados para serem operados simultaneamente a uma primeira frequência;

- pelo menos um receptor configurado para receber um sinal que

resulta da operação do primeiro transmissor e do pelo menos um transmissor adicional;

- pelo menos um processador configurado para:

5 (A) processar o sinal recebido para dar um primeiro sinal indicativo de uma resposta do pelo menos um receptor apenas para a operação do primeiro transmissor, e um segundo sinal indicativo de uma resposta do pelo menos um receptor apenas para a operação do pelo menos um transmissor adicional; e

10 (B) determinar a partir do primeiro sinal e do segundo sinal um valor de uma propriedade da formação terrestre.

11. Aparelho, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado pelo fato de** que o primeiro transmissor é adicionalmente configurado para ser modulado com o uso de uma primeira função de modulação, e o pelo menos um transmissor adicional é adicionalmente configurado para ser modulado com o uso de uma segunda função de modulação substancialmente ortogonal à primeira função de modulação.

12. Aparelho, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de** que pelo menos uma das funções de modulação compreende uma modulação de fase.

20 13. Aparelho, de acordo com a reivindicação 12, **caracterizado pelo fato de** que a modulação de fase adicionalmente compreende sequência binária pseudorrandômica.

25 14. Aparelho, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado pelo fato de** que o pelo menos um transmissor adicional é orientado com seu eixo geométrico substancialmente ortogonal a um eixo geométrico de um primeiro transmissor.

30 15. Aparelho, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado pelo fato de** que a propriedade configurada para ser determinada através do pelo menos um processador é selecionada a partir do grupo que consiste de:

- (i) uma porosidade de uma formação,
- (ii) um volume fracionário de xisto na formação,
- (iii) uma resistividade de um xisto em um reservatório laminado

que inclui areias que podem ter xistos dispersos nelas,

(iv) uma distribuição de xistos, areias e água em um reservatório,

(v) uma resistividade horizontal da formação,

5 (vi) uma resistividade vertical da formação e

(vii) uma pseudoimagem da formação.

16. Aparelho, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado pelo fato de** que o pelo menos um processador é adicionalmente configurado para determinar uma distância para uma interface na formação.

10 17. Aparelho, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado pelo fato de** que o pelo menos um processador é adicionalmente configurado para controlar uma direção de perfuração do furo de poço com o uso da distância determinada.

15 18. Aparelho, de acordo com a reivindicação 10, **caracterizado pelo fato de** que adicionalmente compreende um dispositivo de transporte configurado para transportar a ferramenta de perfilagem para dentro do furo de poço, o dispositivo de transporte é selecionado a partir de: (i) um cabo de aço e (ii) um tubo de perfuração.

20 19. Meio legível por computador para uso com um aparelho para realizar operações de registro de poço, o aparelho compreendendo:

- uma ferramenta de perfilagem configurada para ser transportada para dentro de um furo de poço em uma formação terrestre;

**caracterizado pelo fato de** que o aparelho compreende:

25 - um primeiro transmissor e pelo menos um transmissor adicional na ferramenta de perfilagem configurado para ser operado simultaneamente em uma primeira frequência; e

- pelo menos um receptor configurado para receber um sinal que resulta da operação do primeiro transmissor e do pelo menos um transmissor adicional;

30 o meio compreendendo instruções que permitem que pelo menos um processador:

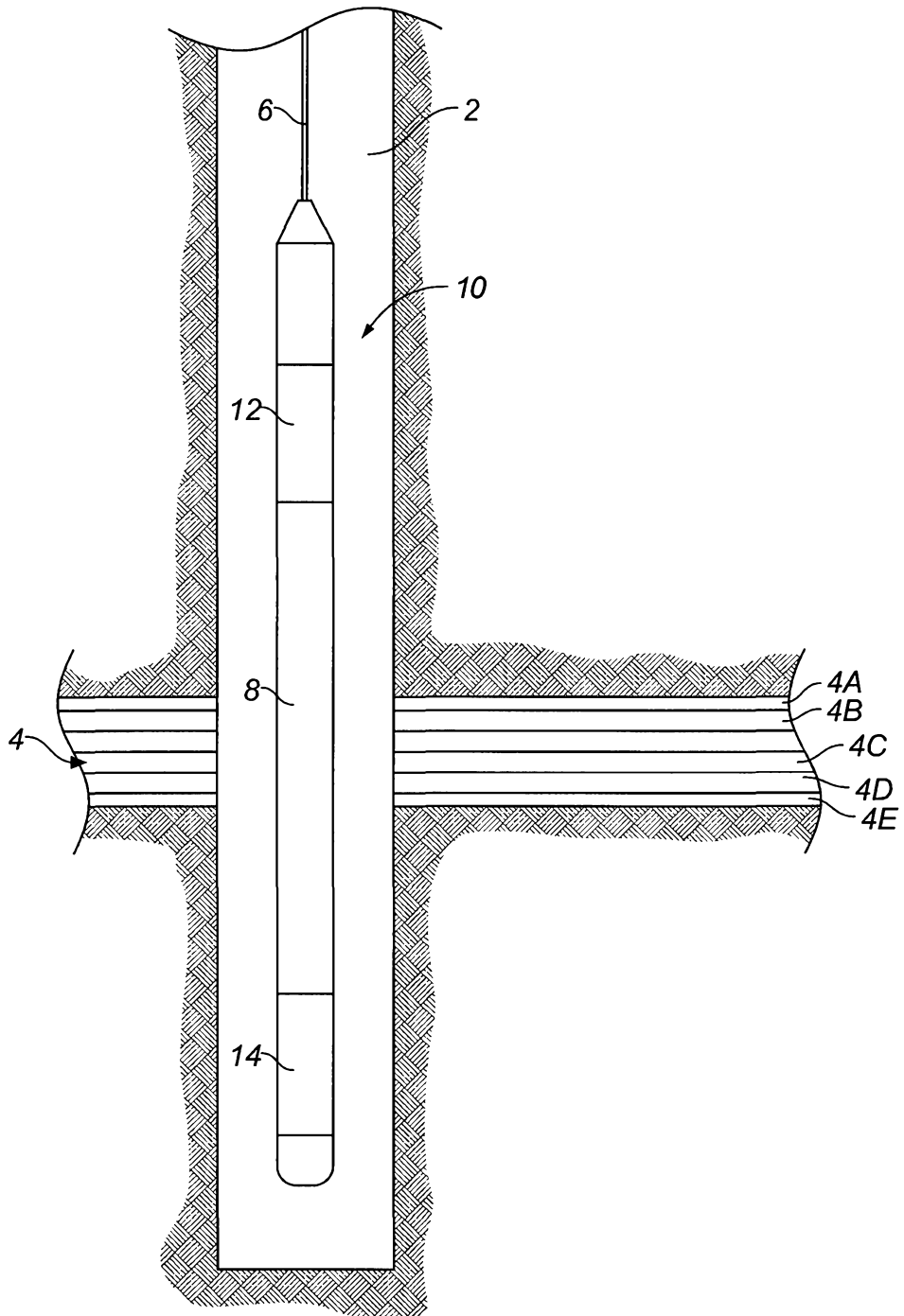
- processar um sinal recebido para dar um primeiro sinal indicati-

vo de uma resposta do pelo menos um receptor apenas para a operação do primeiro transmissor, e um segundo sinal indicativo de uma resposta do pelo menos um receptor apenas para a operação do pelo menos um transmissor adicional; e

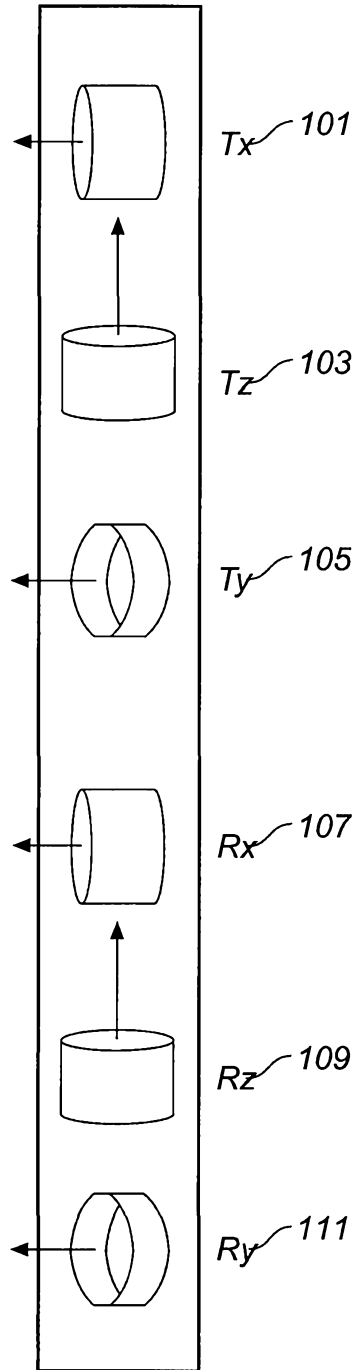
5 - determinar a partir do primeiro sinal e do segundo sinal um valor de uma propriedade da formação terrestre.

20. Meio, de acordo com a reivindicação 19, **caracterizado pelo fato de** que adicionalmente compreende pelo menos um dentre: (i) uma ROM, (ii) uma EPROM, (iii) uma EEPROM, (iv) uma memória flash e (v) um  
10 disco ótico.

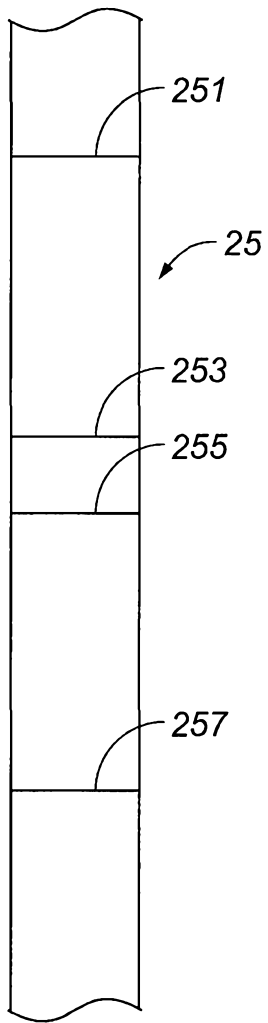
1/4



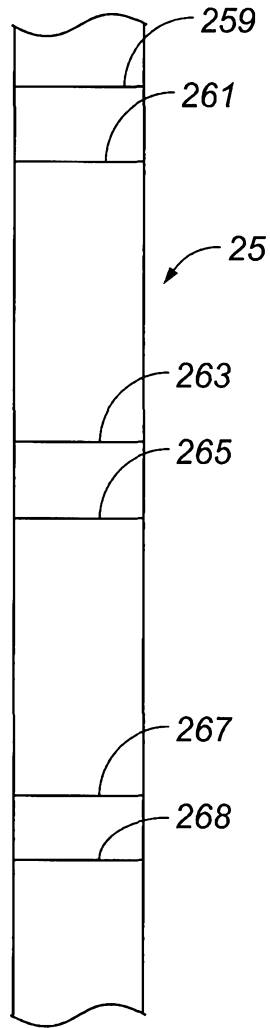
**FIG. 1**  
**(Técnica Anterior)**



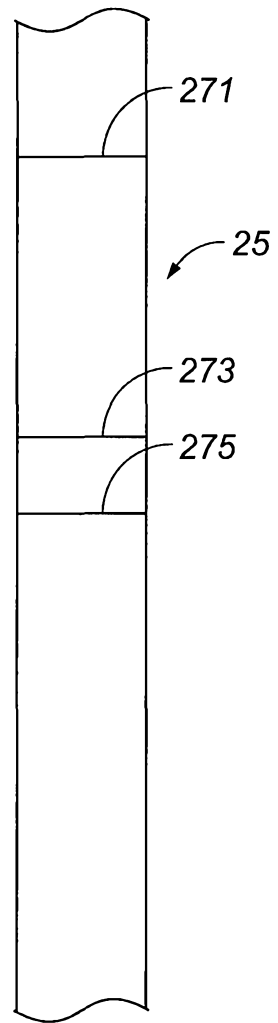
**FIG. 2**  
**(Técnica Anterior)**



**FIG. 3A**

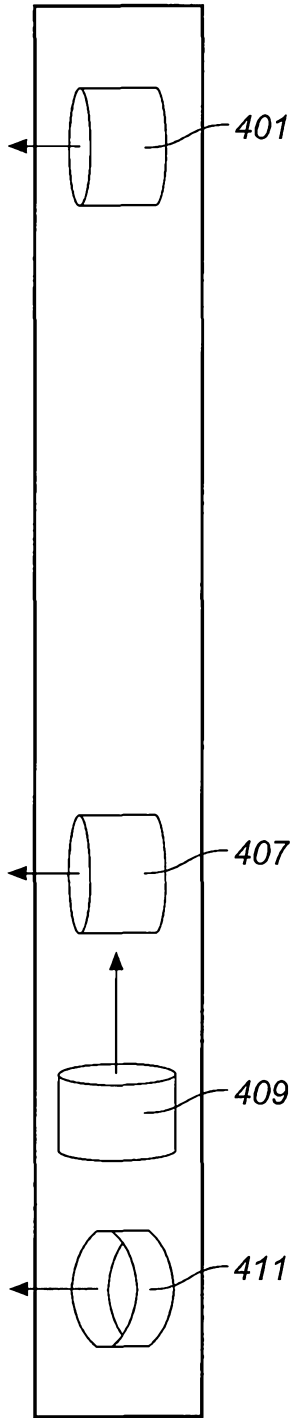


**FIG. 3B**

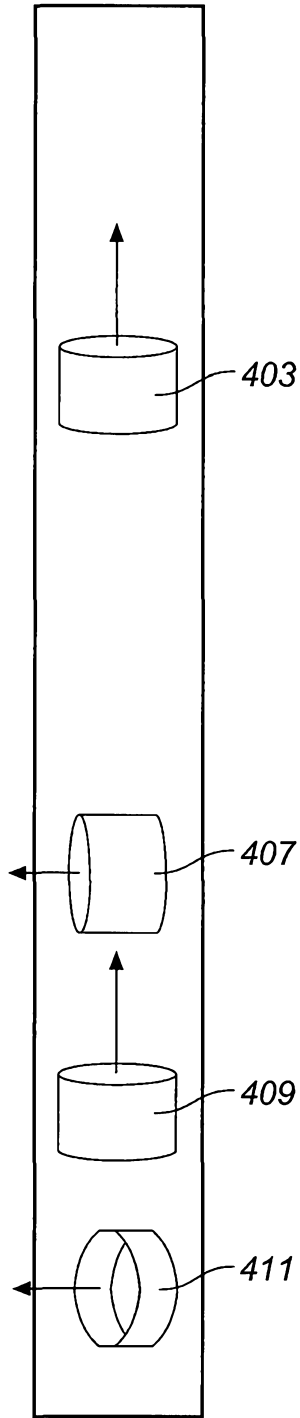


**FIG. 3C**

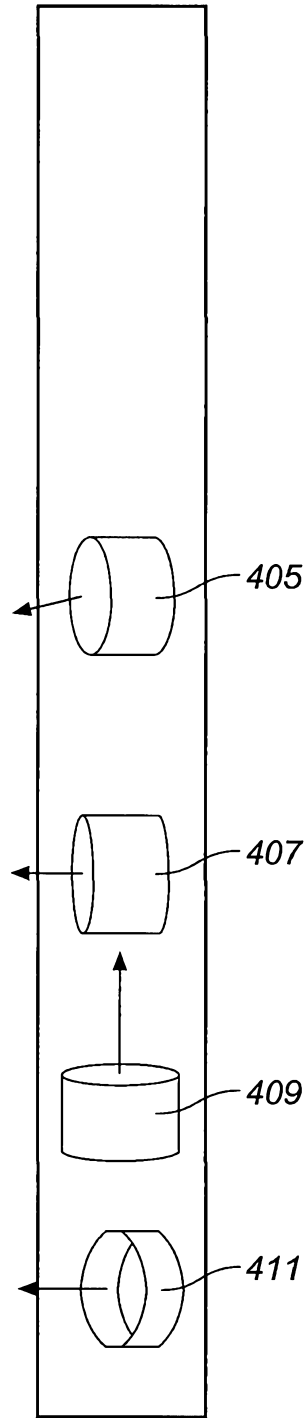
**(Técnica Anterior)**



**FIG. 4A**



**FIG. 4B**



**FIG. 4C**