



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

**(11) PI 0921094-6 B1**



**(22) Data do Depósito:** 16/11/2009

**(45) Data de Concessão:** 24/04/2019

---

**(54) Título:** MÉTODO DE AVALIAÇÃO DE UMA FORMAÇÃO DE TERRA E APARELHO CONFIGURADO PARA AVALIAR UMA FORMAÇÃO DE TERRA.

**(51) Int.Cl.:** E21B 47/022; G01V 3/26; G01V 3/08.

**(30) Prioridade Unionista:** 17/11/2008 US 12/272,484.

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

**(72) Inventor(es):** ARCADY REIDERMAN; GREGORY B. ITSKOVICH.

**(86) Pedido PCT:** PCT US2009064524 de 16/11/2009

**(87) Publicação PCT:** WO 2010/057070 de 20/05/2010

**(85) Data do Início da Fase Nacional:** 17/05/2011

**(57) Resumo:** MÉTODO DE AVALIAÇÃO DE UMA FORMAÇÃO DE TERRA E APARELHO CONFIGURADO PARA AVALIAR UMA FORMAÇÃO DE TERRA. A presente invenção refere-se a um sinal eletromagnético transiente que é registrado em uma formação de terra na presença de um tubo que tem uma condutividade finita. Uma parte do sinal dominado pelo sinal do tubo é analisada para determinar uma representação funcional, extrapolada de volta para um intervalo de tempo em que o sinal de formação está presente, e subtraído do sinal gravado para fornecer um sinal corrigido.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"MÉTODO DE AVALIAÇÃO DE UMA FORMAÇÃO DE TERRA E APARELHO CONFIGURADO PARA AVALIAR UMA FORMAÇÃO DE TERRA".**

**ANTECEDENTES DA INVENÇÃO**

5    1. Campo da Exposição

A invenção refere-se com o campo de registro de poço por indução eletromagnética para determinar a resistividade das formações de terra penetradas por um furo de poço revestido. Mais especificamente, a invenção se refere à medição dos sinais transientes em uma ferramenta de indução tendo um tubo metálico com condutividade alta, finita, não zero.

10    2. Descrição da Técnica Relacionada

Os instrumentos de resistividade de indução eletromagnética podem ser usados para determinar a condutividade elétrica de formações de terra que circundam um furo de poço revestido. Um instrumento de registro de poço por indução eletromagnética é descrito, por exemplo, na patente norte-americana No. 5.452.761, emitida para Beard e colaboradores. O instrumento descrito na patente '761 de Beard inclui uma bobina de transmissor e uma pluralidade de bobinas de receptor posicionadas em localizações axialmente espaçadas ao longo do alojamento do instrumento. Uma corrente alternada é passada através da bobina de transmissor. Tensões que são induzidas nas bobinas de receptor como um resultado de campos magnéticos induzidos nas formações de terra são, então, medidas. A magnitude de certos componentes de fase das tensões de receptor induzidas está relacionada com a condutividade dos meios que circundam o instrumento.

25    O desenvolvimento de ferramentas eletromagnéticas de busca profunda tem uma longa história. Essas ferramentas são usadas para alcançar uma variedade de objetivos diferentes. As ferramentas de busca profunda tentam medir as propriedades do reservatório entre poços em distâncias que oscilam de dez a centenas de metros (escala ultraprofunda). Há abordagens de poços simples e de poços cruzados, a maior parte das quais estão enraizadas nas tecnologias da física de propagação de ondas sísmicas e de radar. Esse grupo de ferramentas, naturalmente, está limitado por, entre outras coisas,

30

sua aplicabilidade apenas às formações de alta resistividade e a energia disponível furo abaixo

- O registro transitório de profundidade durante a perfuração (LWD), especialmente a capacidade de "olhar para frente" mostrou ter um grande potencial na predição de zonas excessivamente pressurizadas, detectando falhas na frente da broca de perfuração em poços horizontais, perfilando estruturas salinas maciças, etc.. Um dos problemas principais das medições transientes profundas em aplicação em LWD é um sinal parasita devido ao tubo de perfuração condutor. Uma variedade de técnicas tem sido usada para reduzir este sinal parasita nos dados adquiridos. Para os fins da presente exposição, foi adotada a seguinte definição do termo: ("Transient Electromagnetic Method" de Schlumberger Oilfield Glossary") - Uma variação do método eletromagnético em que campos elétricos e magnéticos são induzidos por pulsos transientes de corrente elétrica em bobinas ou antenas, em lugar de por meio de corrente contínua (senoidal).

Entre os métodos que têm sido usados para reduzir o sinal parasita devido a um tubo de perfuração condutor estão o uso de uma blindagem de ferrita e cobre, o uso de um sinal de referência para fins de calibração e o uso do comportamento assintótico do tempo de resposta do tubo condutor para a filtragem do sinal de tubo.

A patente norte-americana N° 7.027.922, de Besspalov, tendo a mesma cessionária que a presente invenção e cujos conteúdos são aqui incorporados através de referência é de particular interesse. Conforme divulgado em Besspalov, o sinal transiente pode ser representado pela expansão de Série de Taylor .

$$\begin{pmatrix} H_z(t_1) \\ H_z(t_2) \\ \vdots \\ H_z(t_{m-1}) \\ H_z(t_m) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} t_1^{-1/2} & t_1^{-3/2} & t_1^{-5/2} & \cdots & t_1^{n/2} \\ t_2^{-1/2} & t_2^{-3/2} & t_2^{-5/2} & \cdots & t_2^{n/2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ t_m^{-1/2} & t_m^{-3/2} & t_m^{-5/2} & \cdots & t_m^{n/2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} S_{1/2} \\ S_{3/2} \\ S_{5/2} \\ \vdots \\ S_{(2n+1)/2} \end{pmatrix}$$

Onde  $H_z$  é o z- componente do campo magnético;  $t$  é o tempo e

S-s são coeficientes de expansão. Conforme discutido em Besspalov, os termos  $S_{1/2}$  e  $S_{3/2}$  são dominados pelos efeitos do tubo condutor e estimando e corrigindo para pelo menos o componente de  $S_{1/2}$  e, opcionalmente, também o componente  $S_{3/2}$  dá uma resposta transiente que é sensível à distância até os limites de leito.

No caso do DOI alvo de até 50 metros, o sinal de tubo condutor é, tipicamente, mais do que duas ordens de magnitude maior do que o sinal de formação, mesmo se as blindagens de ferrita e cobre forem usadas. Sob essas condições, a precisão de neutralização (por exemplo, devido à exposição às condições de furo abaixo) e a filtragem assintótica pode não ser suficiente para facilitar as medições. A presente exposição direciona os problemas para medições de resistividade profunda extras.

#### SUMÁRIO DA INVENÇÃO

Uma modalidade da invenção é um método de avaliação e uma formação de terra usando uma ferramenta transportada dentro de um furo de poço não revestido na formação de terra. A ferramenta tem um corpo com uma condutividade finita, não zero. O método inclui o uso de um transmissor na ferramenta para produção de um sinal eletromagnético transiente na formação de terra; uso de pelo menos um receptor para recebimento de um sinal resultante da interação do sinal transiente com a formação de terra, o sinal recebido tem um primeiro intervalo de tempo que inclui um primeiro componente responsivo a uma propriedade da formação de terra e um segundo componente responsivo à condutividade da ferramenta e tem um segundo intervalo de tempo responsivo substancialmente à condutividade da ferramenta, usando o sinal recebido no segundo intervalo de tempo e o sinal recebido no primeiro intervalo de tempo para estimar o primeiro componente do sinal no primeiro intervalo de tempo.

Outra modalidade da invenção é um aparelho configurado para avaliar uma formação de terra. O aparelho inclui uma ferramenta tendo um corpo com uma condutividade finita, não zero configurada para ser transportada em um furo de poço não revestido, um transmissor na ferramenta configurada para produzir um sinal eletromagnético transiente na formação de

terra; pelo menos um receptor configurado para produzir um sinal responsivo à interação do sinal transiente com a formação de terra. O sinal tem um primeiro intervalo de tempo incluindo um primeiro componente responsivo à propriedade da formação de terra e um segundo componente responsivo à condutividade da ferramenta e tem um segundo intervalo de tempo responsivo substancialmente à condutividade da ferramenta. O aparelho também inclui pelo menos um processador configurado para usar o sinal produzido no segundo intervalo de tempo e o sinal produzido no primeiro intervalo de tempo para estimar o primeiro componente do sinal no primeiro intervalo de tempo

Outra modalidade da invenção é um meio legível em computador acessível a pelo menos um processador. O meio inclui instruções que permitem que o pelo menos um processador processe um sinal produzido por um receptor em uma ferramenta em um furo de poço não revestido responsivo a um sinal transiente gerado por um transmissor no furo de poço não revestido para estimar uma propriedade da formação de terra. O sinal tem um primeiro intervalo de tempo incluindo um primeiro componente responsivo à propriedade da formação de terra e um segundo componente responsivo à condutividade da ferramenta e tem um segundo intervalo de tempo responsivo substancialmente à condutividade da ferramenta.

#### BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

A presente exposição é mais bem compreendida com referência às figuras anexas em que numerais semelhantes se referem a elementos semelhantes e em que:

A figura 1 mostra um instrumento de registro de resistividade de acordo com a presente exposição transportado em um furo de poço não revestido.

A figura 2 mostra uma configuração de furo de poço revestido cilíndrico típico para exploração de óleo.

A figura 3 mostra um modelo cilíndrico da configuração de furo de poço não revestido.

A figura 4 (técnica anterior) mostra respostas transientes devido

ao limite cilíndrico remoto na configuração da figura 3 na presença de um tubo de perfuração perfeitamente condutor.

A figura 5 (técnica anterior) mostra respostas transientes devido a um limite remoto, quando o tubo de perfuração tem uma condutividade  $\sigma = 1,4 \cdot 10^6$  S/m.

A figura 6 mostra respostas transientes através de um intervalo de tempo onde o sinal é dominado pelo efeito de um tubo de perfuração condutor.

A figura 7 mostra um fluxograma ilustrando algumas das etapas da presente exposição.

A figura 8 mostra um sinal transiente exemplificativo que inclui um sinal de formação, um sinal de tubo e ruído; e

A figura 9 mostra o resultado da aplicação do método da presente exposição ao sinal da figura 8.

## 15 DESCRIÇÃO DE MODALIDADES EXEMPLIFICATIVAS

A figura 1 mostra um diagrama esquemático de um sistema de perfuração 10 com uma coluna de perfuração 20 conduzindo um conjunto de perfuração 90 (também referido como o conjunto de fundo de poço ou "BHA") conduzido em um "furo de poço revestido" ou "furo de poço não revestido" 26 para perfuração do furo de poço revestido. O sistema de perfuração 10 inclui uma torre de perfuração 11 convencional ereta em um piso 12 que suporta uma mesa giratória 14 que é girada por um movedor primário, tal como um motor elétrico (não mostrado) em uma velocidade rotacional desejada. A coluna de perfuração 20 inclui uma tubulação, tal como um tubo de perfuração 22 ou uma tubulação espiralada que se estende para baixo da superfície no furo de poço não revestido 26.

A coluna de perfuração 20 é empurrada no furo de poço 26, quando um tubo de perfuração 22 é usado como a tubulação. Para aplicações em tubulação espiralada, um injetor de tubulação, tal como um injetor (não mostrado), contudo, é usado para mover a tubulação de uma fonte, tal como um carretel (não mostrado) para o furo de poço 26. A broca de perfuração 50 anexada à extremidade da coluna de perfuração rompe as forma-

ções geológicas quando é girada para perfurar o furo de poço 26. Se um tubo de perfuração 22 é usado, a coluna de perfuração 20 é acoplada a um guincho principal 30 via uma junta Kelly 21, um destorcedor 28 e a linha 29 através de uma polia 23. Durante operações de perfuração, o guincho principal 30 é operado para controlar o peso na broca, que é um parâmetro importante que afeta a taxa de penetração. A operação do guincho principal 30 é bem conhecida na técnica e, assim, não é descrita aqui em detalhes.

Durante as operações de perfuração, um fluido de perfuração adequado 31 de um poço de lama (fonte) 32 é circulado sob pressão através de um canal na coluna de perfuração 20 por uma bomba de lama 34. O fluido de perfuração passa da bomba de lama 34 para a coluna de perfuração 20 via um amortecedor de surgência (não mostrado), a linha de fluido 28 e a junta Kelly 21. O fluido de perfuração 31 é descarregado no fundo de furo de poço 51 através de uma abertura na broca de perfuração 50. O fluido de perfuração 31 circula furo acima através do espaço anular 27 entre a broca de perfuração 50. Um sensor  $S_1$  pode ser colocado na linha 38 para proporcionar informação a cerca das taxa de fluxo de fluido, Um sensor de torque de superfície  $S_2$  e um sensor  $S_3$  associado com a coluna de perfuração 20, respectivamente, proporcionam informação a cerca da velocidade de torque e rotacional da coluna de perfuração. Adicionalmente, um sensor (não mostrado) associado com a linha 29 é usado para proporcionar a carga de gancho da coluna de perfuração 20.

Em uma modalidade da exposição, a broca de perfuração 50 é girada apenas pela rotação do tubo de perfuração 22. Em outra modalidade da exposição, um motor de furo abaixo 55 (motor de lama) é disposto no conjunto de perfuração 90 para girar a broca de perfuração 50 e o tubo de perfuração 22 é girado, usualmente, para suplementar a potência rotacional, se requerido, e efetuar mudanças na direção de perfuração.

Em uma modalidade da figura 1, o motor de lama 55 é acoplado à broca de perfuração 50 via um eixo de acionamento (não mostrado) disposto em um conjunto de rolamento 57. O motor de lama gira a broca de perfuração 50, quando o fluido de perfuração 31 passa através do motor de

lama 55 sob pressão. O conjunto de rolamento 57 suporta as forças radiais e axiais da broca de perfuração. Um estabilizador 58 acoplado ao conjunto de rolamento 57 atua como um centralizador para a porção inferior do conjunto de motor de lama.

5                    Em uma modalidade da invenção, um módulo de sensor de perfuração 59 é colocado perto da broca de perfuração 50. O módulo de sensor de perfuração 59 contém sensores, circuito e *software* de processador e algoritmos referentes aos parâmetros dinâmicos de perfuração.

10                   Esses parâmetros podem incluir salto de broca, *stick-slip* do conjunto de perfuração, rotação para trás, torque, choques, furo de poço e pressão anular, medições de aceleração e outras medições da condição de broca de perfuração. Um sub de telemetria ou comunicação 72 adequado, usando, por exemplo, telemetria bidirecional, também é proporcionado, conforme ilustrado no conjunto de perfuração 90. O módulo de sensor de perfu-  
15                   ração processa a informação de sensor e a transmite para a unidade de controle de superfície 40 via o sistema de telemetria 72.

20                   O sub de comunicação 72, uma unidade de energia 78 e uma ferramenta de MWS 79 no conjunto de perfuração 90. Esses subs e ferramentas formam o conjunto de perfuração de fundo de poço 90 entre a coluna de perfuração 20 e a broca de perfuração 50. O conjunto de perfuração 90 faz várias medições, incluindo as medições de ressonância magnética nuclear pulsada, enquanto o furo de poço 26 está sendo perfurado. O sub de comunicação 72 obtém os sinais e as medições e transfere os sinais, usando telemetria bidirecional, por exemplo, para serem processados na superfície.  
25                   De modo alternativo, os sinais podem ser processados usando um processador de furo abaixo no conjunto de perfuração 90.

30                   A unidade de controle de superfície ou processador 40 também recebe sinais de outros sensores e dispositivos furo abaixo e sinais dos sensores  $S_1 - S_3$  e outros sensores usados no sistema 10 e processa esses sinais de acordo com as instruções programadas proporcionadas para a unidade de controle de superfície 40. A unidade de controle de superfície 40 mostra parâmetros de perfuração desejados e outra informação em uma te-

la/ monitor 42 utilizado por um operador para controlar as operações de perfuração. A unidade de controle de superfície 40 pode incluir um computador ou um sistema de processamento com base em microprocessador, memória para armazenamento de programas ou modelos e datas, um gravador para gravar dados e outros periféricos. A unidade de controle 40 pode ser configurada para ativar alarmes 44, quando certas condições de operação inseguras ou indesejáveis ocorrem.

A figura 2 mostra uma estrutura cilíndrica exemplificativa, compreendendo três zonas substancialmente definidas por um tubo de metal 200 com condutividade  $\sigma_1$  e duas camadas 203 e 205 com condutividades,  $\sigma_2$  e  $\sigma_3$ , respectivamente. A permeabilidade magnética de todo o espaço é  $\mu$ . Conforme ilustrado, o limite cilíndrico 202, separando o tubo de metal da camada de transição e o limite cilíndrico 204 separando as regiões da camada de transição e formação remota compartilham um eixo-z comum. Conforme medido do eixo-z, o raio de limite 202 é rotulado como  $r_{md}$  e o raio de limite 204 é rotulado como  $r_d$ . Um campo eletromagnético é excitado por um circuito fechado de corrente de transmissor 215 de raio,  $r_{xt}$  e é medido por um circuito fechado 220 de receptor de raio  $r_{xr}$ . O circuito fechado de transmissor e o circuito fechado de receptor são separados pela distância  $L$ . A amplitude e a frequência da corrente de transmissor de CA são  $I$  e  $\omega$ , respectivamente.

Há apenas um componente  $E_\psi$  do campo elétrico no modelo considerado da figura 2 e satisfaz a equação de Maxwell detalhada na Equação (1), sob as condições da Equação (2).

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial E_\psi}{\partial r} \right) - \frac{E_\psi}{r^2} + \frac{\partial^2 E_\psi}{\partial z^2} = k^2 E_\psi \quad (1)$$

$$\text{onde } k_j^2 = -i\omega\mu\sigma_j, j = 1, 2, 3 \quad (2)$$

Como é bem conhecido na técnica, condições de limite requerem uma continuidade do campo elétrico tangencial  $E_\psi$  e do campo magnético tangencial,  $H_z$ , nos limites 202 e 204. Essas condições podem ser expressas matematicamente na forma:

$$\left\{ \begin{array}{l} [E_\varphi] = 0 \\ \left[ \frac{\partial E_\varphi}{\partial r} \right] = 0 \end{array} \right\} \text{ at } r = r_{\text{me}}, r_d \quad (3)$$

Uma solução analítica para o problema do valor limite das Equações (1) e (3) pode ser encontrada usando técnicas conhecidas da transformação de Fourier e separação de variáveis. As expressões resultantes para uma força eletromotriz induzida no receptor,  $E_f = 2\pi r_{x1} E_\psi$ , são mostradas

5 abaixo:

$$E_f = \int_0^\infty (F_a + F_b) \cos(\lambda L) d\lambda + \frac{i\omega\mu(2\pi r_{x1})(2\pi r_{x2})}{2\pi} \int_0^\infty \frac{\lambda}{2p_2} e^{-p_2 L} J_1(\lambda r_{x1}) J_1(\lambda r_{x2}) d\lambda \quad (4)$$

$$F_a = \frac{i\omega\mu(2\pi r_{x1})(2\pi r_{x2})}{2\pi^2 \text{Det}} \left[ \frac{I_1(p_2 * r_{md}) K_1(p_2 * r_d)}{K_1(p_2 * r_{md}) I_1(p_2 * r_d)} K_1(p_2 * r_{x1}) I_1(p_2 * r_{x2}) \frac{\alpha_{11} \alpha_{22}}{\alpha_{12} \alpha_{21}} \right. \\ \left. - \frac{K_1(p_2 * r_d)}{I_1(p_2 * r_d)} I_1(p_2 * r_{x1}) I_1(p_2 * r_{x2}) \frac{\alpha_{22}}{\alpha_{21}} \right] \quad (5)$$

$$F_b = \frac{i\omega\mu(2\pi r_{x1})(2\pi r_{x2})}{2\pi^2 \text{Det}} \left[ \frac{I_1(p_2 * r_{md}) K_1(p_2 * r_d)}{K_1(p_2 * r_{md}) I_1(p_2 * r_d)} I_1(p_2 * r_{x1}) K_1(p_2 * r_{x2}) \frac{\alpha_{11} \alpha_{22}}{\alpha_{12} \alpha_{21}} \right. \\ \left. - \frac{I_1(p_2 * r_{md})}{K_1(p_2 * r_{md})} K_1(p_2 * r_{x1}) K_1(p_2 * r_{x2}) \frac{\alpha_{11}}{\alpha_{12}} \right] \quad (6)$$

$$p_j^2 = k_j^2 + \lambda_j^2 \quad (7)$$

$$\alpha_{11} = 1 - \frac{p_2}{p_1} \frac{I_1(p_1 * r_{md}) I_0(p_2 * r_{md})}{I_0(p_1 * r_{md}) I_1(p_2 * r_{md})} \quad (8)$$

$$\alpha_{12} = 1 + \frac{p_2}{p_1} \frac{I_1(p_1 * r_{md}) K_0(p_2 * r_{md})}{I_0(p_1 * r_{md}) K_1(p_2 * r_{md})} \quad (9)$$

$$\alpha_{21} = 1 + \frac{p_2}{p_3} \frac{K_1(p_3 * r_d) I_0(p_2 * r_d)}{K_0(p_3 * r_d) I_1(p_2 * r_d)} \quad (10)$$

$$\alpha_{22} = 1 - \frac{p_2}{p_3} \frac{K_1(p_3 * r_d) K_0(p_2 * r_d)}{K_0(p_3 * r_d) K_1(p_2 * r_d)} \quad (11)$$

$$\text{Det} = 1 - \frac{I_1(p_2 * r_{md}) K_1(p_2 * r_d) \alpha_{11} \alpha_{22}}{K_1(p_2 * r_{md}) I_1(p_2 * r_d) \alpha_{12} \alpha_{21}} \quad (12)$$

As respostas transientes são obtidas pela geração de uma função de corrente elétrica na antena do transmissor. Então, a resposta no domínio de tempo  $E_f(t)$  pode ser obtido pela aplicação da transformação de Fourier à resposta de frequência (4):

$$E_f(t) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \text{Im}[E_f(\omega)] \cdot \frac{\sin(\omega t)}{\omega} d\omega = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \text{Re}[E_f(\omega)] \cdot \frac{\cos(\omega t)}{\omega} d\omega$$

(13)

A figura 3 mostra um exemplo prático do modelo cilíndrico com duas camadas de formação: a formação 50  $\Omega$ -m, mostrada em 302 e a formação 2  $\Omega$ -m mostrada em 304. A figura 4 mostra as respostas em uma distância até o limite de 1,2,4, 6, 8 e 10 metros e são mostradas como 401, 402, 403, 404, 405 e 406, respectivamente. A resposta para uma distância infinita é mostrada como 407.

A figura 5 mostra respostas transientes obtidas na presença de um tubo condutor típico. A condutividade é  $\sigma = 1,4 \cdot 10^6$  S/m. As curvas 501, 502 e 503 indicam respostas em distâncias de 1, 2 e 4 metros até um limite remoto. A curva de resposta 504 representa a resposta a um limite remoto em uma distância finita. A curva de resposta 504 é quase indistinguível das curvas de respostas e estas se sobrepõem em uma distância de 6m, 8m e 10m. A figura 5 ilustra o fato de que nos últimos tempos, correspondendo à investigação profunda, o sinal de tubo condutor, tipicamente, domina a resposta transiente das formações de terra por pelo menos uma ordem de magnitude. A parte principal do sinal de tubo condutor pode ser removida do sinal recebido pelo uso dos resultados da modelagem seguinte para o sinal de tubo no ar, medições de lab do sinal de tubo e pelo uso de bobina de neutralização. Na prática, sempre haverá uma parte do sinal de tubo deixado devido à instabilidade do sinal de tubo causado pelo ambiente de perfuração. As causas da instabilidade podem ser dependentes da temperatura da condutividade elétrica do tubo, mudança da distância efetiva entre o transmissor e o receptor, devido à curvatura do tubo de perfuração. Mudança da área seccional transversal efetiva do receptor e do transmissor e outras. A instabilidade do sinal de tubo pode produzir ruído de baixa frequência, comparável ou excedendo o sinal da formação, especialmente nos tempos finais.

A presente exposição ensina a eliminação do sinal do tubo de perfuração condutor nos dados transientes de EM com base na aquisição de um conjunto de dados adicionais em um intervalo de tempo final além do

intervalo de tempo de interesse. Devido ao enfraquecimento mais rápido do sinal da formação, os dados adicionalmente adquiridos contêm uma porção desprezível (menos do que um erro sistemático tolerável) do sinal da formação e, portanto, representa a resposta apenas do tubo de perfuração. O sinal de tubo de perfuração 22 estimado é, então, extrapolado de volta para o intervalo de tempo de interesse (tipicamente 0,01 - 1 ms (para medições de transientes de leitura profunda e subtraído dos dados de receptor. O procedimento de extrapolação pode ser aplicado ao sinal do tubo de perfuração ou aos resíduos de sinal de tubo de perfuração 22 restantes, após um procedimento de calibração ou após a aplicação de uma técnica de neutralização. Detalhes do método são discutidos a seguir.

A figura 6 mostra um sinal típico de domínio de tempo de um tubo de perfuração 601 e um sinal de formação 603 para meio homogêneo com a condutividade 0,1 S/m. Denotando por  $(t_1, t_2)$  o intervalo de tempo de interesse para o sinal da formação, no exemplo mostrado pode ser visto que, se o tempo  $t_2$  for 1 ms, então, o sinal da formação no tempo  $t_2$  excede o sinal da formação em  $t=6$ ms por mais de duas ordens de magnitude. No exemplo mostrado na figura 6, os valores de  $t_1$  e  $t_2$  são  $10^{-5}$  e  $10^{-3}$ , respectivamente. Então, é suposto que as duas ordens de magnitude de sinal de relação de sinal de formação de tubo de perfuração é suficiente para desprezar o sinal da formação em um intervalo de tempo  $(t_3, t_4)$  No exemplo mostrado, os valores de  $t_3, t_4$  são  $6 \times 10^{-3}$  s e  $10^{-2}$  s, respectivamente. Também é suposto que o sinal de tensão de tubo  $f$  na bobina de receptor pode ser representado por função de tempo conhecida  $t$  e um vetor de parâmetro  $\vec{\beta}$ . Então, o sinal de tubo de perfuração no intervalo principal de aquisição de dados  $t_1$  e  $t_2$  pode ser obtido da extrapolação dos dados obtidos no intervalo de tempo  $(t_3, t_4)$  adicional. O procedimento a seguir pode ser usado para a extrapolação.

O vetor  $\vec{\beta}$  parâmetro da função modelo  $\vec{\beta}$  pode ser determinado pelo emprego da técnica dos mínimos quadrados:

$$\sum_i \|y_i - f(t_i, \vec{\beta})\|^2 \rightarrow \min, \quad t_i \in (t_3, t_4), \quad (14)$$

Aqui  $V_{pt}$  é o vetor de dados adquirido no intervalo de tempo  $(t_3, t_4)$ .

A função modelo  $f(t, \tilde{\beta})$  pode estar presente como uma linearização com relação ao vetor parâmetro:

$$f(t_i, \tilde{\beta}) \approx f(t_i, \tilde{\beta}_0) + \sum_j g(t_i) \Delta \beta_j, \quad (15)$$

- 5 Onde  $f(t_i, \tilde{\beta}_0)$  é uma função conhecida de um valor nominal do parâmetro  $\tilde{\beta}$  de calibração,  $\Delta \beta$ , são variações pequenas dos parâmetros de seus valores nominais  $\tilde{\beta}_0$  e  $g(t_i)$  são coeficientes - derivadas - dependentes do tempo conhecidos  $\frac{\partial f(t_i, \tilde{\beta})}{\partial \beta_j}$ . A possibilidade de linearização é praticamente possibilitada pelo facto de que a parte principal do sinal de tubo é conhecida da modelagem ou medições de lab (procedimento de calibração).  
10 Também pode ser medido (e subtraído dos dados do receptor) com base no uso de uma bobina de neutralização. Então, coeficientes  $g(t)$  também podem ser obtidos de antemão da modelagem ou de medidas de lab. Então, um procedimento de mínimos quadrados lineares pode ser usado para determinar variações  $\Delta \beta$ , de parâmetros  $\beta$  dos dados de calibração  $V_{pci}$ :

$$\sum_i \left| V_{pci} - \sum_j g(t_i) \cdot \Delta \beta_j \right|^2 \xrightarrow{LS} \min, \quad t_i \in (t_3, t_4), \quad (16)$$

- A solução do problema (3) dos mínimos quadrados dá o estimador de parâmetro  $\Delta \hat{\beta}_j$  para cada variação de parâmetro. Então, o valor corrente estimado dos resíduos do sinal de tubo condutor no intervalo de interesse  $(t_1 \text{ e } t_2)$  pode ser determinado e, então, subtraído dos dados do receptor:  
20

$$Data' = Data - \sum_j g(t_i) \Delta \hat{\beta}_j. \quad (17)$$

- O sinal de calibração pode ser obtido fazendo-se medições com a ferramenta suspensa no ar. Sinais transientes são medidos e, usando uma função de ajuste selecionada, valores nominais dos parâmetros de ajuste são derivados pela realização de um ajuste dos mínimos quadrados ao sinal de calibração medido, usando a função de ajuste selecionada. Os valores  
25

nominais do parâmetro de ajuste são, então, usados no método linearizado discutido acima. O uso do sinal de calibração pode evitar problemas com a não singularidade do ajuste.

Em uma modalidade da exposição, a função  $f(t, \vec{\beta})$  é uma fun-

- 5   ção exponencial de dois parâmetros  $\beta_1$  e  $\beta_2$  dados por:

$$f(t_i, \vec{\beta}) = \beta_1 e^{-\beta_2 t_i} \quad (18).$$

- Essa representação é dada como um exemplo simplificado e pode ser adequada para representar a resposta de um tubo de perfuração 22 condutor tendo um diâmetro único, parede fina e uma condutividade única. Para um caso mais prático, onde a porção do tubo de perfuração que contribui para o sinal transiente pode ser representada pelas equações (5) - 10 (13) para  $\sigma_2 = \sigma_3 = 0$ .

- Um fluxograma de algumas das etapas da presente exposição é mostrado na figura 7. Dados transientes eletromagnéticos são adquiridos através de um tempo que excede o tempo de interesse 701 para sinais da 15 formação. Isso inclui um intervalo de tempo de  $t_1$  (o primeiro tempo de interesse para o sinal da formação) até  $t_4$  (o final de um intervalo de tempo através do qual o sinal de tubo de perfuração é dominante). Isso incluir um primeiro intervalo de tempo  $\{t_1, t_2\}$  onde o sinal é responsivo à propriedade da formação e ao tubo de perfuração e um segundo intervalo de tempo  $(t_3, t_4)$  20 onde o sinal é responsivo quase totalmente ao tubo. Uma função de ajuste para o sinal do tubo é definida e linearizada 703 quase nos valores nominais dos parâmetros do tubo. Um ajuste dos mínimos quadrados aos dados através do segundo intervalo de tempo  $(t_3, t_4)$  705 é, então, realizado 709 para estimular um vetor modificado (pelo ambiente da perfuração) do parâmetro.
- 25 Com o uso dos parâmetros de ajuste obtidos em 709, o sinal de tubo é extrapolado para o primeiro intervalo de tempo  $\{t_1, t_2\}$  711 e, então, subtraído 717 do sinal através do intervalo de tempo  $\{t_1, t_2\}$  717 para dar um sinal corrigido para o intervalo  $\{t_1, t_2\}$  719. O sinal corrigido pode ser estimado por uma pluralidade de diferentes distâncias de transmissor - receptor e usando 30 os métodos da técnica anterior, tais como uma consulta à tabela, a distância até o limite do leito pode ser estimada.

Voltando agora à figura 8, um sinal transiente exemplificativo 803 é mostrado que inclui um sinal de formação, sinal de tubo e ruído de medição aditivo. Para o exemplo mostrado, a distância do transmissor - receptor era 10 m e a condutividade da formação era 0,1 S/m. Também mostrado na figura 8 está o sinal que seria registrado na ausência do tubo 801 (ou com um tubo de condutividade infinita). O intervalo de tempo de interesse é de  $10^{-5}$  s a  $10^{-3}$  s. Como pode ser visto, o sinal de tubo começa a se tornar importante após cerca de  $3 \times 10^{-4}$  s, denotado por 805.

O resultado da aplicação do método da presente exposição é mostrado na figura 9. A curva 903 mostra o resultado de fazer um ajuste de mínimos quadrados ao sinal 903 através do intervalo de tempo  $\{t_3, t_4\}$ , extrapolando de volta para o intervalo de tempo de interesse e subtraindo-o do sinal original 803. Como pode ser visto, a curva resultante está muito próxima do sinal da formação através de todo o intervalo  $\{t_1, t_2\}$  e, assim, pode ser invertida usando métodos da técnica anterior para dar as propriedades da formação, incluindo condutividades e distância até uma interface na formação de terra.

A invenção foi descrita acima com referência a um aparelho de MWD conduzido em uma coluna de perfuração. O método da invenção também pode ser usado em outros tipos de aparelho de MWD conduzidos em uma tubulação de perfuração e também pode ser usado em uma ferramenta de registro conduzida em um cabo elétrico de perfilagem. O último desses métodos é de importância relativamente menor, uma vez que em dispositivos de cabo elétrico de perfilagem é possível ter o alojamento de condutividade muito alta, de modo que os métodos de correção aqui descritos podem não ser necessários. Esses meios de transporte poderiam ser conhecidos para aqueles versados na técnica e não são aqui discutidos.

Deve ser notado que, embora o exemplo dado a cerca de transmissores e receptores usados axialmente orientados, este não deve ser construído como uma limitação. O método divulgado acima também pode ser usado com um transmissor e/ou receptor orientado em um ângulo ao eixo longitudinal da ferramenta de perfilagem. Especificamente, usando me-

dições feitas com antenas transversais e axialmente orientadas, conforme discutido na patente norte-americana N° 7.167.006, de *Itskovich*, é possível obter uma estimativa precisa de uma distância até uma interface e usá-la para navegação. A interface pode ser uma interface gás - óleo, uma interface óleo - água, uma interface gás - água e/ou um limite de leito. A distância

5

estimada pode ser usada para controlar uma direção de perfuração.

Implícito no processamento dos dados está o uso de um programa de computador em um meio legível em máquina adequado que permite ao processador realizar o controle e o processamento. O meio legível em máquina pode incluir ROMs, EPROMs, EEPROMs, Memórias Flash e Discos Ópticos.

10

Embora a descrição precedente seja dirigida às modalidades específicas da invenção, várias modificações serão evidentes para aqueles habilitados na técnica. É pretendido que todas essas variações dentro do escopo e do espírito das reivindicações anexas estejam envolvidas pela

15

descrição precedente.

## REIVINDICAÇÕES

1. Método de avaliação de uma formação de terra usando uma ferramenta (79) transportada dentro de um furo de poço na formação de terra, a ferramenta (79) tendo um corpo com uma condutividade finita, não zero, o método **caracterizado pelo fato de** que compreende:

- uso de um transmissor na ferramenta para a produção de um sinal eletromagnético transiente na formação de terra (302);

- uso de pelo menos um receptor para produzir um sinal responsivo a uma interação do sinal eletromagnético transiente com a formação de terra, o sinal produzido compreendendo um primeiro intervalo de tempo (715) incluindo um primeiro componente responsivo a uma propriedade da formação de terra e um segundo componente responsivo à condutividade da ferramenta e um segundo intervalo de tempo (705) subsequente ao primeiro intervalo de tempo (715) e responsivo, substancialmente, à condutividade da ferramenta; e

- estimar o primeiro componente do sinal produzido no primeiro intervalo de tempo (715) executando um ajuste de mínimos quadrados ao sinal produzido no segundo intervalo de tempo, extrapolando o ajuste de mínimos quadrados para definir um sinal extrapolado no primeiro intervalo de tempo e subtraindo o sinal extrapolado do sinal produzido.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que ainda compreende o uso do primeiro componente estimado do sinal para estimar um valor da propriedade da formação de terra, e controlar uma direção de perfuração usando o valor estimado da propriedade da formação de terra.

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que o referido parâmetro de interesse é pelo menos um de (i) uma propriedade de resistividade da formação; e (ii) uma distância até um limite de leito na formação.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que a realização do ajuste dos mínimos quadrados ainda compreende o uso de uma função exponencial.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que a realização do ajuste dos mínimos quadrados ao segundo intervalo de tempo do sinal ainda compreende,

definição de uma função de ajuste; e

5 linearização da função de ajuste em torno de um valor nominal de um parâmetro de ajuste.

6. Método, de acordo com a reivindicação 5, **caracterizado pelo fato de** que ainda compreende a estimativa do valor nominal do parâmetro de ajuste usando um sinal de calibração.

10 7. Aparelho configurado para avaliar uma formação de terra o aparelho **caracterizado pelo fato de** que compreende,

uma ferramenta (79) tendo um corpo com uma condutividade finita, não zero, configurado para ser transportado em um furo de poço;

15 um transmissor na ferramenta (79) configurado para produzir um sinal eletromagnético de transiente na formação de terra;

pelo menos um receptor configurado para produzir um sinal responsivo à interação do sinal de transiente com a formação de terra, o sinal compreendendo um primeiro intervalo de tempo (715) incluindo um primeiro componente responsivo a uma propriedade da formação de terra e um segundo componente responsivo à condutividade da ferramenta e um segundo intervalo de tempo (705) subsequente ao primeiro intervalo de tempo e responsivo, substancialmente, à condutividade da ferramenta; e

20

pelo menos um processador (40) configurado para estimar o primeiro componente do sinal produzido no primeiro intervalo de tempo executando um ajuste de mínimos quadrados ao sinal produzido no segundo intervalo de tempo, extrapolando o ajuste de mínimos quadrados para definir um sinal extrapolado no primeiro intervalo de tempo e subtraindo o sinal extrapolado do sinal produzido.

25

8. Aparelho, de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que o pelo menos um processador é ainda configurado para usar o primeiro componente estimado para estimar um valor da propriedade da formação de terra.

30

9. Aparelho, de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que a propriedade da formação de terra é selecionada de: (i) uma propriedade de resistividade da formação e (ii) uma distância até uma interface na formação.

5                    10. Aparelho, de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que o pelo menos um processador é ainda configurado para realizar o ajuste de mínimos quadrados usando ainda uma função exponencial.

10                  11. Aparelho, de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que o pelo menos um processador é ainda configurado para realizar o ajuste de mínimos quadrados ao sinal no segundo intervalo de tempo (705) do sinal através ainda da linearização de uma função de ajuste em torno de um valor nominal de parâmetro de ajuste.

15                  12. Aparelho, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de** que o pelo menos um processador é ainda configurado para estimar o valor nominal do parâmetro de ajuste usando um sinal de calibração.

20                  13. Aparelho, de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que ainda compreende um dispositivo de transporte configurado para transportar a ferramenta (79) na formação, o dispositivo de transporte sendo selecionado de: (i) uma tubulação de perfuração e (ii) um cabo elétrico de perfilagem.

25                  14. Aparelho, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado pelo fato de** que o pelo menos um processador é ainda configurado para controlar uma direção de perfuração com base pelo menos em parte no valor determinado de propriedade da formação de terra.

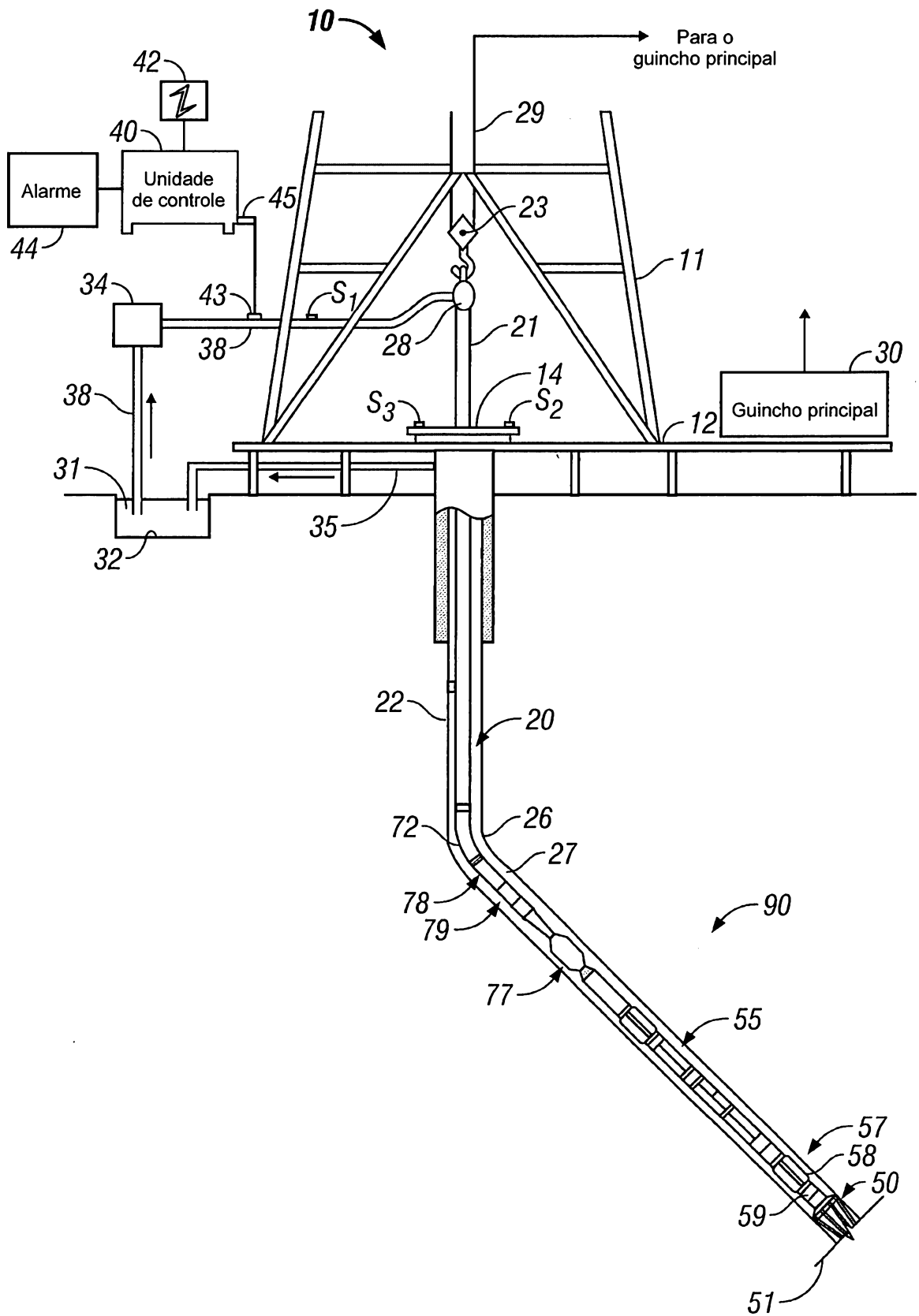


FIG. 1

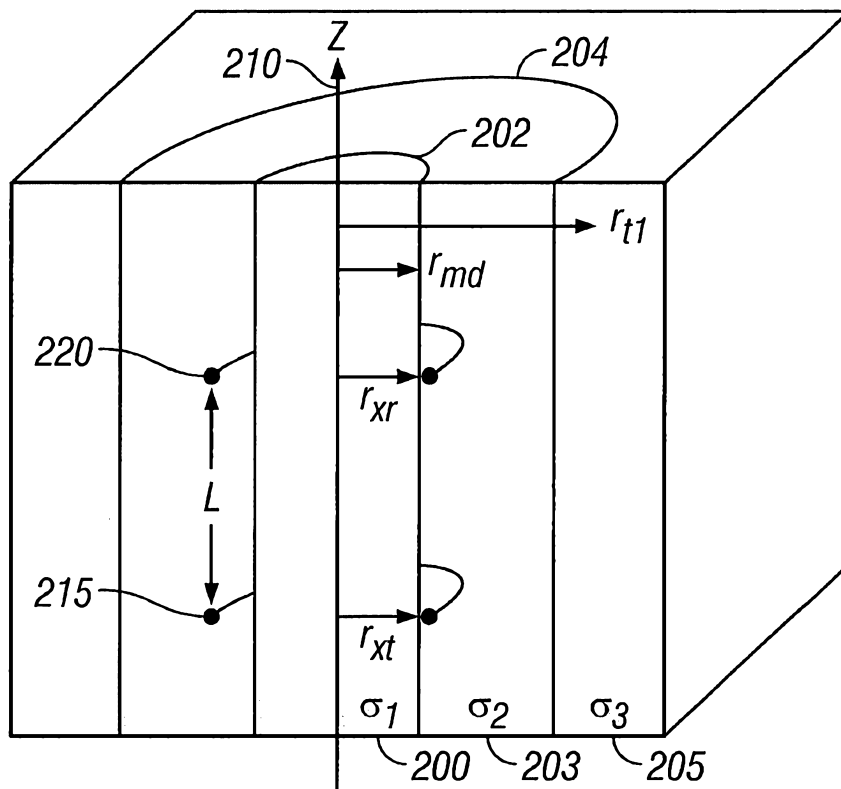


FIG. 2

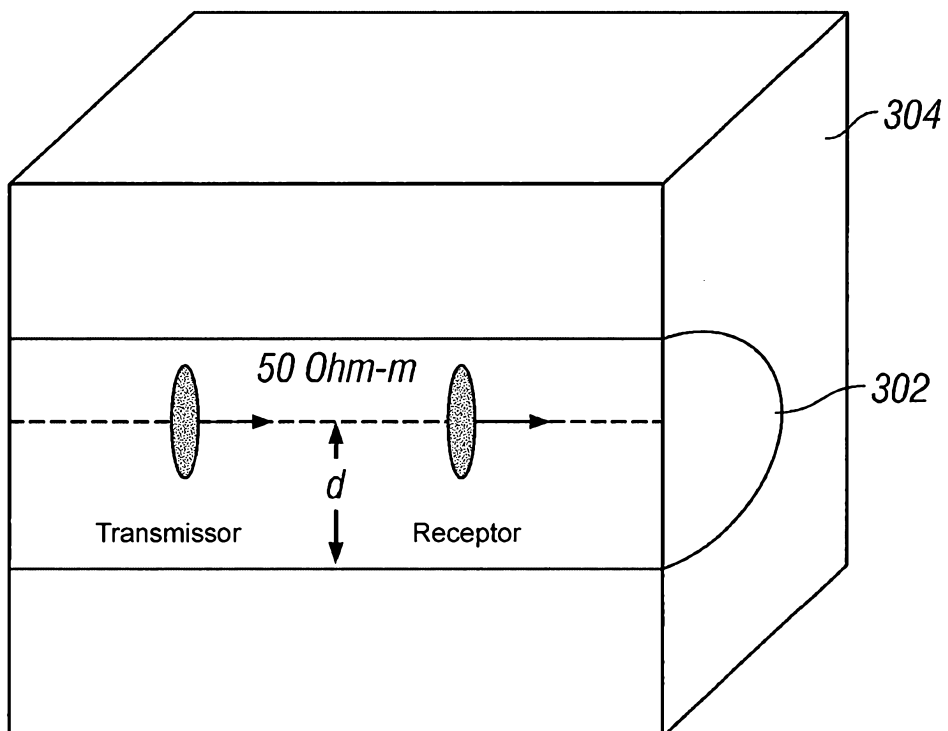
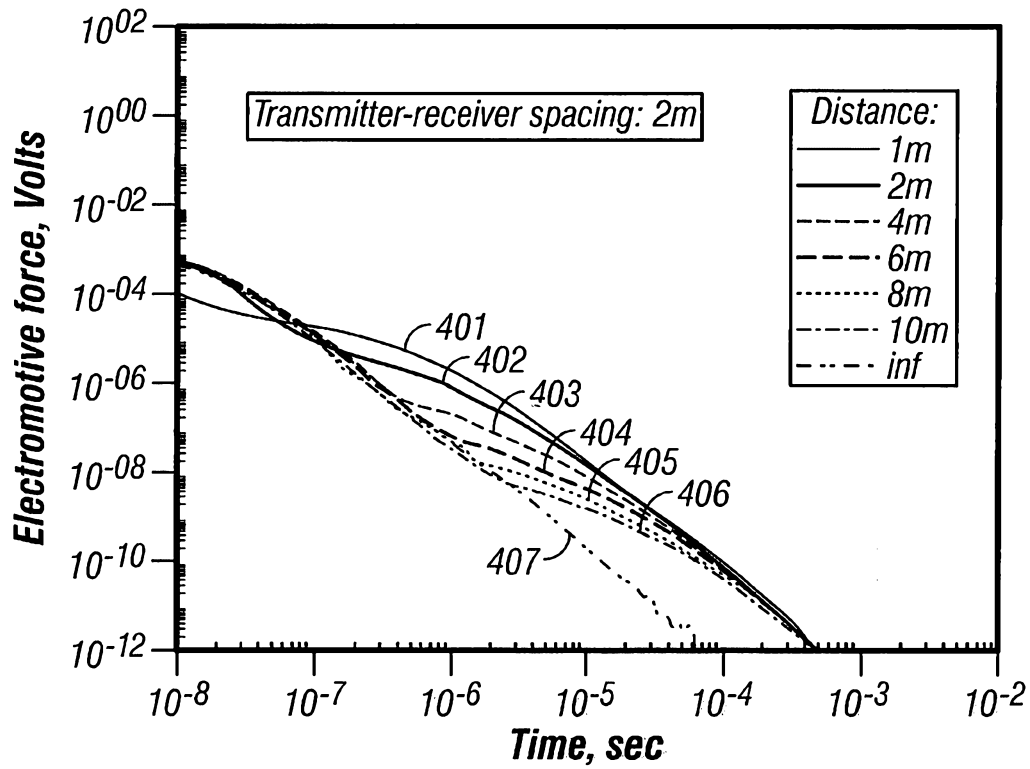
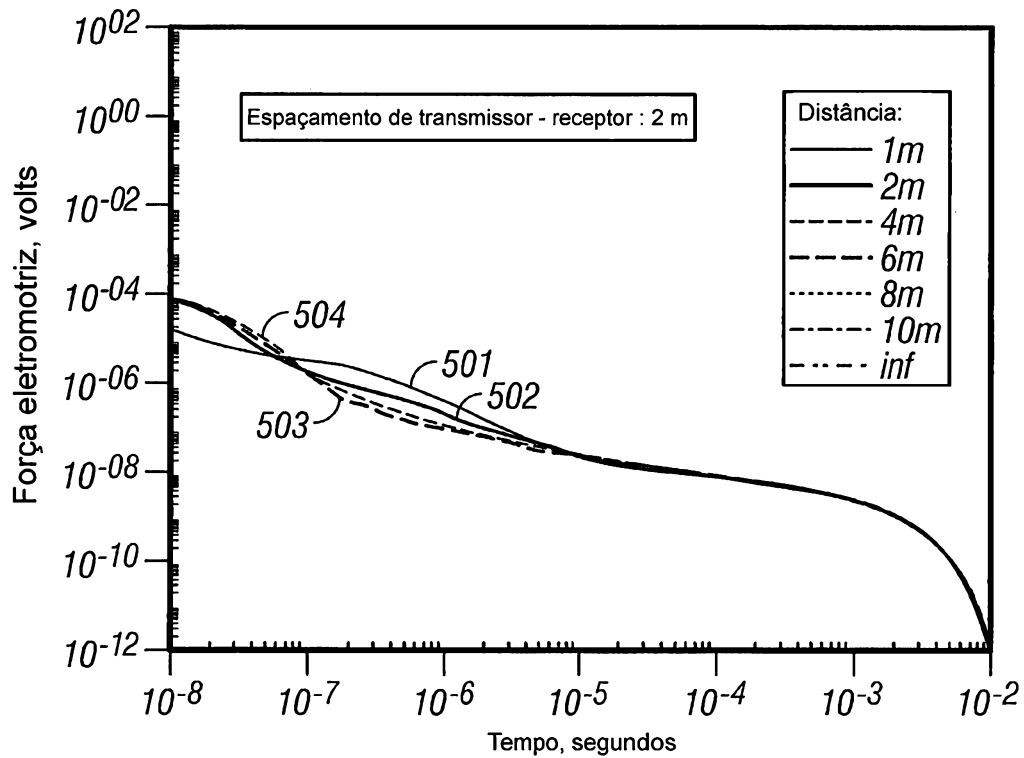


FIG. 3



**FIG. 4**  
(Prior Art)



**FIG. 5**  
(Técnica anterior)

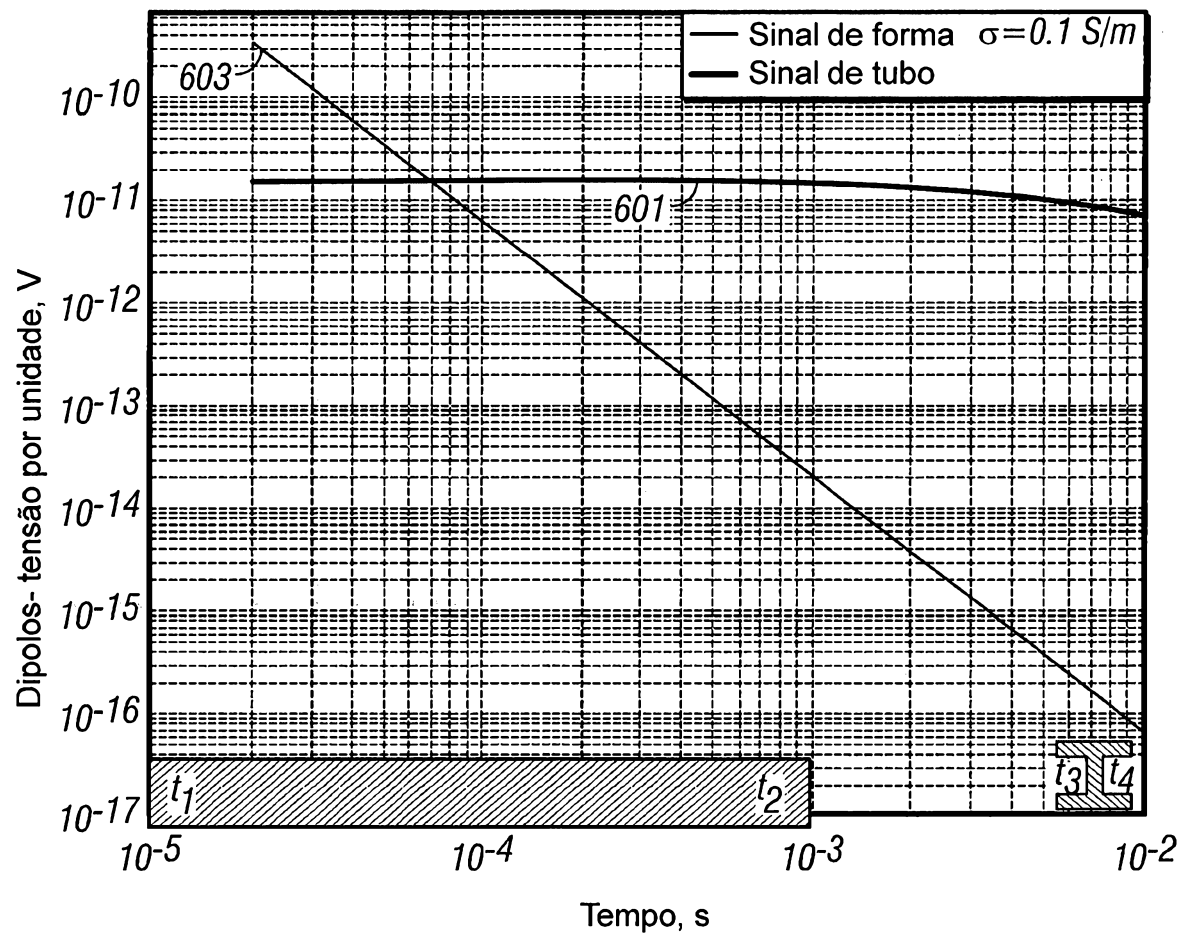


FIG. 6

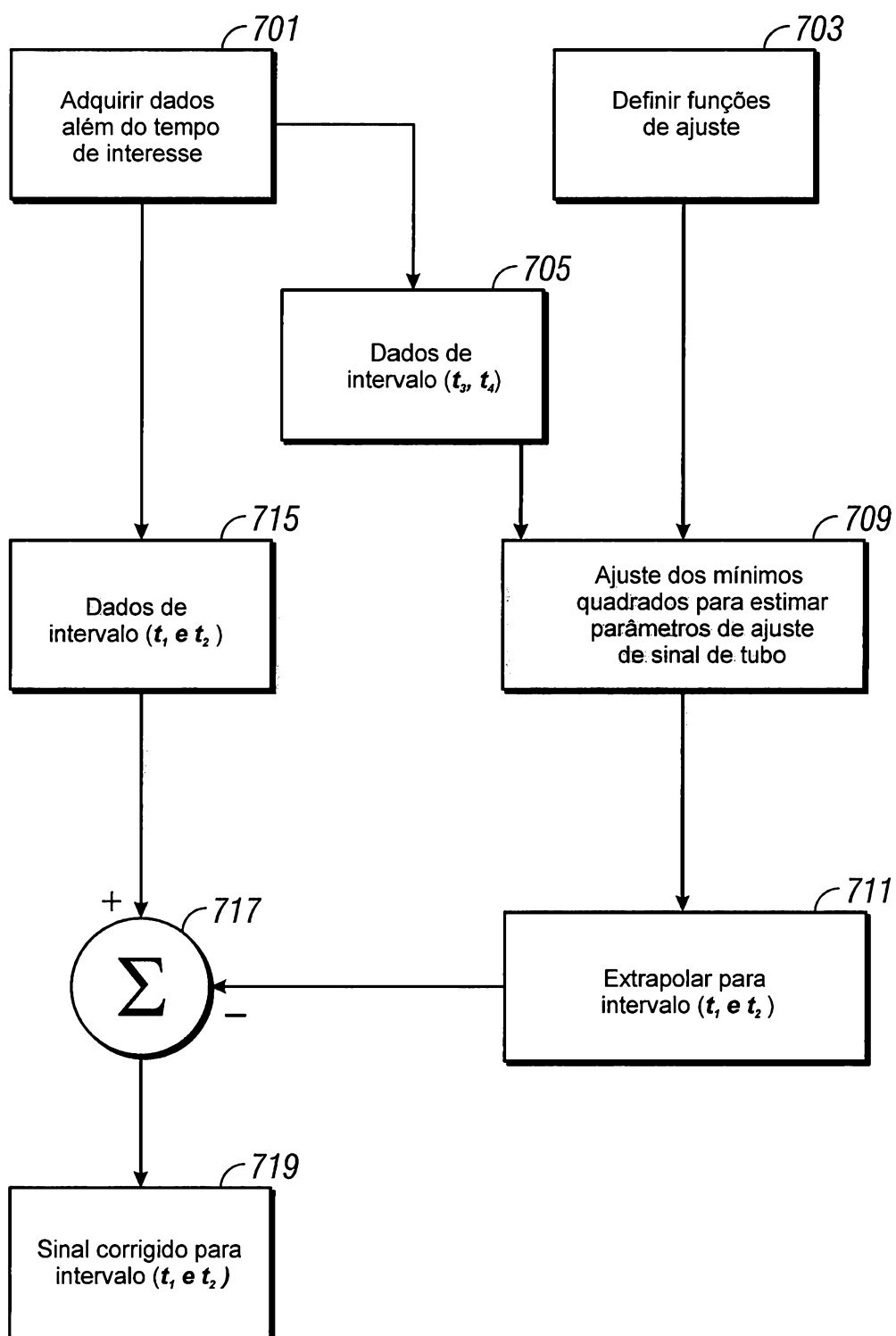


FIG. 7

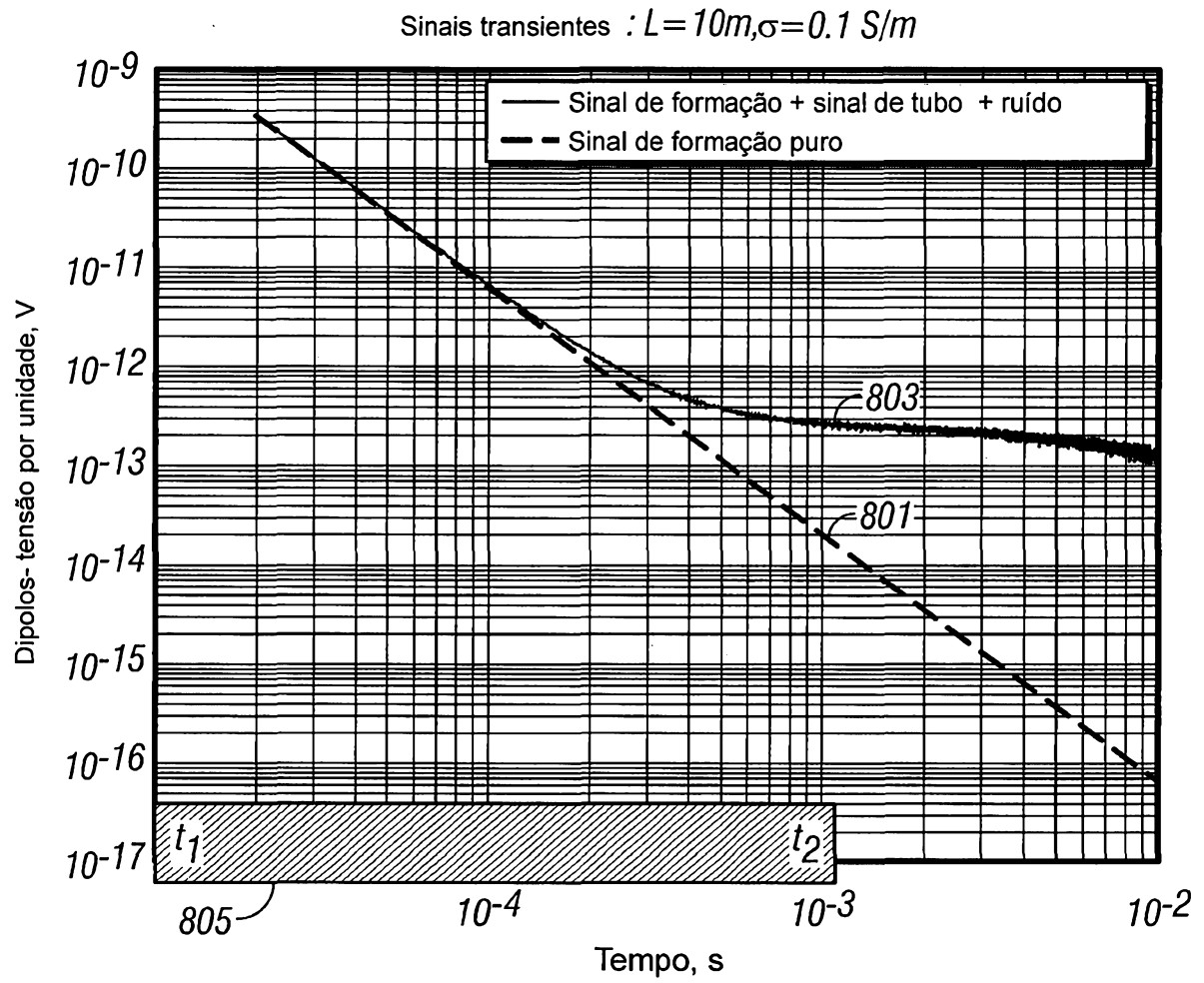


FIG. 8

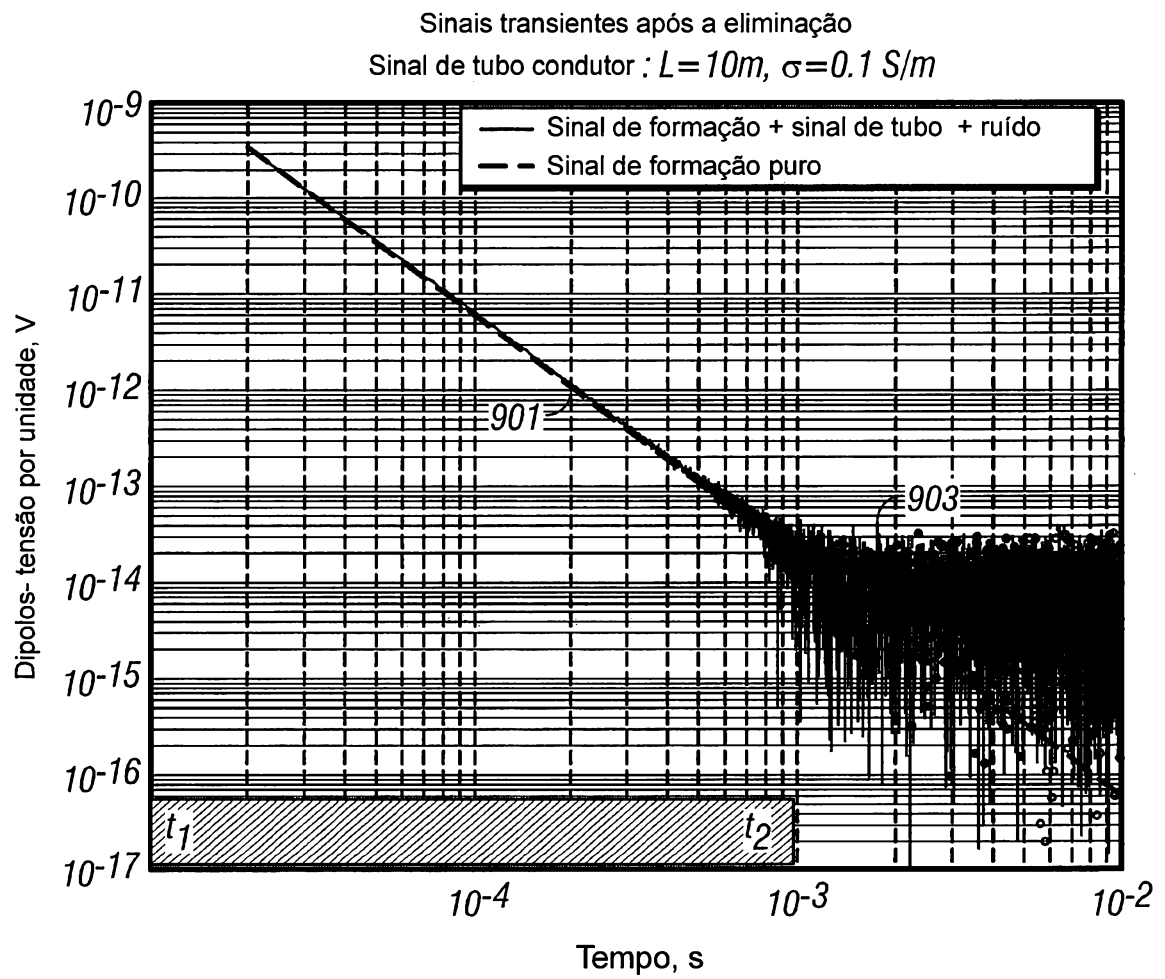


FIG. 9