



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

**(11) PI 0911143-3 B1**



**(22) Data do Depósito: 25/03/2009**

**(45) Data de Concessão: 18/06/2019**

---

**(54) Título:** APARELHO CONFIGURADO PARA ESTIMAR UM VALOR DE UMA PROPRIEDADE DE RESISTIVIDADE DE UMA FORMAÇÃO TERRESTRE, MÉTODO DE ESTIMAR UM VALOR DE UMA PROPRIEDADE DE RESISTIVIDADE DE UMA FORMAÇÃO TERRESTRE E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR

**(51) Int.Cl.:** G01V 3/20; G01V 3/34; E21B 47/12; G01V 3/02.

**(30) Prioridade Unionista:** 25/03/2008 US 61/039,360.

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

**(72) Inventor(es):** ROLAND E. CHEMALI; TSILI WANG.

**(86) Pedido PCT:** PCT US2009038236 de 25/03/2009

**(87) Publicação PCT:** WO 2009/120773 de 01/10/2009

**(85) Data do Início da Fase Nacional:** 24/09/2010

**(57) Resumo:** APARELHO CONFIGURADO PARA ESTIMAR UM VALOR DE UMA PROPRIEDADE DE RESISTIVIDADE DE UMA FORMAÇÃO TERRESTRE, MÉTODO DE ESTIMAR UM VALOR DE UMA PROPRIEDADE DE RESISTIVIDADE DE UMA FORMAÇÃO TERRESTRE E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR. Medições transitórias feitas em dois receptores espaçados lado a lado responsivos à ativação separada de dois transmissores dispostos simetricamente ao redor dos dois receptores. Os transmissores e receptores estão em um instrumento tendo um corpo condutivo que induz correntes na formação de solo. O efeito do corpo condutivo é removido ao usar deconvolução do sinal em um receptor usando o sinal medido no outro receptor. A configuração de transmissor simétrico também capacita compensação para diferenças de receptor.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para "APARELHO CONFIGURADO PARA ESTIMAR UM VALOR DE UMA PROPRIEDADE DE RESISTIVIDADE DE UMA FORMAÇÃO TERRESTRE, MÉTODO DE ESTIMAR UM VALOR DE UMA PROPRIEDADE DE RESISTIVIDADE DE UMA FORMAÇÃO TERRESTRE E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR".

Antecedentes da Descrição

1. Campo da Descrição

[001] A presente descrição refere-se ao campo de medições de campo eletromagnético transitório feitas em uma formação geológica. Especificamente, a descrição aumenta uma sensibilidade e resolução azimutal do campo transitório para limites de formação.

2. Descrição da Técnica Relacionada

[002] Instrumentos de resistividade de indução eletromagnética podem ser usados para determinar a condutividade elétrica de formações de solo circundando um furo de poço. Um instrumento de perfilação de poço de indução eletromagnética está descrito, por exemplo, na Patente U.S. Nº 5.452.761 para Beard e outros. O instrumento descrito na patente de Beard inclui uma antena transmissora e uma pluralidade de antenas receptoras posicionadas em localizações separadas espaçadas axialmente ao longo do alojamento de instrumento. Uma corrente alternada é passada através da antena transmissora. Tensões que são induzidas nas antenas receptoras como resultado de campos magnéticos alternantes induzidos nas formações de solo são então medidas. A magnitude de certos componentes de fase das tensões de receptor induzidas está relacionada com a condutividade do meio circundando o instrumento.

[003] O desenvolvimento de ferramentas eletromagnéticas de pesquisa de profundidade tem uma longa história. Tais ferramentas são usadas para alcançar uma variedade de objetivos diferentes. Fer-

ramentas de pesquisa de profundidade tentam medir as propriedades de reservatório entre poços em distâncias variando de dezenas a centenas de metros (escala de ultraprofundidade). Existem abordagens de único poço e através de poços, muitas das quais estão enraizadas nas tecnologias de física de radar/propagação de onda sísmica. Este grupo de ferramentas é naturalmente limitado, entre outras coisas, por sua aplicabilidade a somente formações de alta resistividade e pela energia disponível de subsuperfície.

[004] Na escala de ultraprofundidade, tecnologia pode ser empregada com base em comportamento de campo transitório. O método de campo eletromagnético transitório (TEM) é amplamente usado em geofísica de superfície. Tipicamente, pulsos de tensão ou de corrente que são excitados em um transmissor iniciam a propagação de um sinal eletromagnético na formação de solo. Correntes elétricas se difundem para fora do transmissor para dentro da formação circundante. Em momentos diferentes, informação chega ao sensor de medição proveniente de diferentes profundidades de investigação. Particularmente, em um momento suficientemente tardio, o campo eletromagnético transitório é sensível somente às zonas de formação remotas e não depende da distribuição de resistividade nas proximidades do transmissor. Este campo transitório é especialmente importante para perfilagem.

[005] Tecnologia de medições durante a perfuração (MWD) emergindo rapidamente introduz uma nova escala de meso-profundidade (3-10 metros) para uma aplicação de perfilagem eletromagnética relacionada com navegação em poço em reservatórios espessos. Um principal problema associado com o ambiente MWD é a introdução de uma tubulação de perfuração de metal próxima à área sendo medida. Esta tubulação produz uma resposta muito forte e reduz significativamente a sensibilidade do campo EM medido aos efei-

tos de resistividades da formação e de limites distantes. Soluções anteriores para este problema compreendem tipicamente criar um grande espaçamento (de até 20 metros) entre transmissor e receptor. A sensibilidade de uma ferramenta como esta para limites distantes é baixa.

[006] Atualmente, ferramentas de indução operam para obter medições na presença de um campo primário ou ao usar técnicas de campo transitório. Exemplos de técnicas atuais para obter medições usando campo primário ou fenômeno de campo transitório em métodos de medições durante a perfuração incluem o dispositivo de Resistividade de Propagação Múltipla (MPR) e o dispositivo de Perfilagem de Indução de Alta Definição (HDIL). Nestas técnicas, um ou mais transmissores dispostos ao longo de uma ferramenta de perfuração agem como uma fonte primária de indução, e sinais são recebidos da formação em antenas receptoras colocadas em uma distância axial a partir dos transmissores ao longo da ferramenta de perfuração. Uma desvantagem de ambos os métodos MPR e HDIL é que a fonte primária de indução do transmissor está sempre presente durante o intervalo de tempo no qual os receptores estão obtendo medições da formação, distorcendo assim o sinal pretendido. Isto pode ser resolvido ao usar excitações de pulso tal como é feito em uma ferramenta de indução transitória.

[007] Em uma ferramenta de indução transitória típica, corrente na antena transmissora cai de seu valor inicial  $I_0$  para 0 no momento  $t=0$ . Medições subsequentes são feitas enquanto a ferramenta giratória está se deslocando ao longo da trajetória de furo de poço. As correntes induzidas na tubulação de perfuração e na formação (isto é, correntes parasitas) começam a se difundir da região próxima à antena transmissora em todas as direções circundando o transmissor. Estas correntes induzem componentes de campo eletromagnético que podem ser medidos por meio de antenas de indução colocadas ao longo

da tubulação condutiva. Contribuições de sinal por causa das correntes parasitas na tubulação são consideradas para serem parasíticas, uma vez que o sinal por causa destas correntes é muito mais forte que o sinal proveniente da formação. A fim de receber um sinal que seja substancialmente não afetado pelas correntes parasitas na tubulação, o sinal pode ser medido no estágio mais tardio, em um momento no qual os sinais provenientes da formação predominam sobre os sinais parasíticos por causa da tubulação. Embora o sinal de formação predomine no estágio tardio, ele também é muito pequeno, e medição segura pode ser difícil. Em métodos anteriores, aumentar a distância entre transmissor e receptores reduz a influência da tubulação e muda contribuição dominante da formação para a faixa de tempo mais cedo. Além de ter resolução limitada com relação a um limite petróleo/água, um sistema como este é muito comprido (até 10-15m), o que não é desejável e conveniente para uma ferramenta MWD.

[008] Diversas publicações descrevem aplicações diferentes de medições de perfilagem de resistividade MPR. Ver, por exemplo, Meyer, W., 1997, "Multi-parameter propagation resistivity interpretation", 38<sup>th</sup> SPWLA anual transactions, paper GG. Todas estas publicações descrevem duplos pares de antenas de transmissão que permitem medições espaçadas de forma longa e curta de diferença de fase e resistividades de atenuação nas frequências de 2 MHz e 400 MHz. As curvas de resistividade resultantes suportam análise quantitativa e petrofísica detalhada.

[009] Um dos problemas ao fazer medições EM durante perfuração é a presença da coluna de perfuração. A coluna de perfuração tem uma condutividade finita diferente de zero, e influi nas medições de modo diferente do de um mandril não condutor (usado em aplicações de cabo de perfilagem), ou uma coluna de perfuração de condutividade infinita. A Patente U.S. Nº 6.906.521 para Tabarovsky tendo o

mesmo requerente que a presente descrição discute um método de obter um parâmetro de interesse, tal como resistividade, de uma formação de solo usando uma ferramenta tendo um corpo com condutividade finita diferente de zero. O método obtém um sinal da formação de solo que é substancialmente independente da condutividade da ferramenta. Um primeiro sinal é produzido usando um transmissor na ferramenta. Um receptor separado axialmente recebe um segundo sinal que resulta de uma interação do primeiro sinal com a formação de solo. O segundo sinal é dependente da condutividade da ferramenta de indução. Este segundo sinal pode ser representado usando uma expansão de série de Taylor em uma metade de potências de número inteiro ímpar de tempo. Pelo menos um termo principal da expansão de série de Taylor pode ser subtraído do segundo sinal. Pelo processamento adequado dos sinais, Tabarovsky mostra a determinação da resistividade da formação. Os exemplos dados por Tabarovsky usam antenas transmissoras e receptoras orientadas em z.

[0010] A Patente U.S. Nº 7.167.006 de Itskovich descreve um método no qual medições eletromagnéticas transitórias são feitas para determinar uma propriedade de resistividade de formação incluindo uma distância a uma interface na formação de solo. O método descrito na mesma subtrai uma calibração de referência do sinal medido para corrigir os dados em função da condutividade da ferramenta. O sinal de referência pode ser obtido em um meio homogêneo. O presente método aborda o problema sem a necessidade de obter um sinal de referência em um meio homogêneo, mas usa uma medição feita em operações normais.

#### Sumário da Descrição

[0011] Uma modalidade da descrição é um aparelho configurado para estimar um valor de uma propriedade de resistividade de uma formação de solo. O aparelho inclui: uma ferramenta configurada para

ser transportada em um furo de poço; pelo menos um transmissor e pelo menos um receptor na ferramenta, o pelo menos um transmissor e o pelo menos um receptor definindo duas combinações transmissor-receptor, o pelo menos um transmissor configurado para induzir uma corrente na formação de solo, o pelo menos um receptor configurado para produzir um sinal transitório responsivo à corrente induzida, o sinal transitório sendo responsivo a um corpo condutivo da ferramenta; e pelo menos um processador configurado para estimar o valor da propriedade de resistividade usando um primeiro sinal transitório correspondendo a uma primeira combinação das duas combinações transmissor-receptor e um segundo sinal transitório correspondendo a uma segunda combinação das duas combinações transmissor-receptor, a estimativa substancialmente não sendo afetada pelo corpo condutivo da ferramenta.

[0012] Uma outra modalidade é um método de estimar um valor de uma propriedade de resistividade de uma formação de solo. O método inclui: transportar uma ferramenta em um furo de poço; usar pelo menos um transmissor e pelo menos um receptor na ferramenta para definir duas combinações transmissor-receptor, usar o pelo menos um transmissor para induzir uma corrente na formação de solo, usar o pelo menos um receptor configurado para produzir um sinal transitório responsivo à corrente induzida, o sinal transitório sendo responsivo a um corpo condutivo da ferramenta; e estimar o valor da propriedade de resistividade usando um primeiro sinal transitório correspondendo a uma primeira combinação das duas combinações transmissor-receptor e um segundo sinal transitório correspondendo a uma segunda combinação das duas combinações transmissor-receptor, a estimativa substancialmente não sendo afetada pelo corpo condutivo da ferramenta.

[0013] Uma outra modalidade da descrição é uma mídia legível por computador acessível para pelo menos um processador. A mídia

legível por computador inclui instruções que capacitam o pelo menos um processador para: estimar um valor de uma propriedade de resistividade de uma formação de solo usando um primeiro sinal transitório e um segundo sinal transitório produzido por pelo menos um receptor em uma ferramenta de perfilagem responsivo à ativação de um transmissor na ferramenta de perfilagem, o primeiro sinal transitório e o segundo sinal transitório sendo afetados por um corpo condutivo da ferramenta, a estimativa substancialmente não sendo afetada pelo corpo condutivo da ferramenta.

#### Breve Descrição dos Desenhos

[0014] A presente descrição é mais bem entendida com referência aos desenhos anexos, nos quais números iguais se referem a elementos iguais e nos quais:

[0015] A figura 1 mostra uma ferramenta de medições durante a perfuração adequada para uso com a presente descrição;

[0016] A figura 2 mostra um dispositivo de medição de resistividade de propagação tendo um transmissor e dois receptores;

[0017] A figura 3 mostra um dispositivo de resistividade de propagação tendo dois transmissores e dois receptores; e

[0018] A figura 4 mostra um fluxograma de algumas das etapas do método descrito.

#### Descrição Detalhada da Descrição

[0019] A figura 1 mostra um diagrama esquemático de um sistema de perfuração 10 com uma coluna de perfuração 20 carregando uma montagem de perfuração 90 (também referida como a montagem de fundo de poço, ou "BHA") transportada em um "furo de poço" ou "furo" 26 para executar o furo de poço. O sistema de perfuração 10 inclui uma torre de perfuração convencional 11 erguida sobre um piso 12 que suporta uma mesa rotativa 14 que é girada por uma máquina motriz tal como um motor elétrico (não mostrado) em uma velocidade ro-

tacional desejada. A coluna de perfuração 20 inclui uma tubulação tal como uma tubulação de perfuração 22 ou uma tubulação flexível contínua se estendendo para baixo a partir da superfície para dentro do furo de poço 26. A coluna de perfuração 20 é empurrada para dentro do furo de poço 26 quando uma tubulação de perfuração 22 é usada como a tubulação. Para aplicações de tubulação flexível contínua, um injetor de tubulação, tal como um injetor (não mostrado), entretanto, é usado para deslocar a tubulação a partir de uma fonte da mesma, tal como um carretel (não mostrado), para o furo de poço 26. A broca de perfuração 50 fixada à extremidade da coluna de perfuração fragmenta as formações geológicas quando ela é girada para executar o furo de poço 26. Se uma tubulação de perfuração 22 for usada, a coluna de perfuração 20 é conectada a um guincho principal 30 por meio de uma junta de conjunto de ligação de coluna de perfuração a tornel 21, ao tornel 28 e ao cabo 29 por meio de uma polia 23. Durante operações de perfuração, o guincho principal 30 é operado para controlar o peso sobre a broca, o qual é um parâmetro importante que afeta a taxa de penetração. A operação do guincho principal é bem conhecida na técnica e assim não está descrita detalhadamente neste documento.

[0020] Durante operações de perfuração, um fluido de perfuração adequado 31 proveniente de uma cova de lama (fonte) 32 é circulado sob pressão através de um canal na coluna de perfuração 20 por meio de uma bomba de lama 34. O fluido de perfuração passa da bomba de lama 34 para dentro da coluna de perfuração 20 através de um amortecedor de pulsações ou irregularidades (não mostrado), da linha de fluido 28 e da junta de conjunto de ligação de coluna de perfuração a tornel 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 para o topo de poço através do espaço anular 27 entre a coluna de perfuração 20 e o furo de poço 26 e retorna para a cova

de lama 32 através de uma linha de retorno 35. O fluido de perfuração age para lubrificar a broca de perfuração 50 e para carregar aparas ou lascas de pedra de furo de poço para longe da broca de perfuração 50. Um sensor  $S_1$  colocado preferivelmente na linha 38 fornece informação a respeito da taxa de fluxo de fluido. Um sensor de torque de superfície  $S_2$  e um sensor  $S_3$  associados com a coluna de perfuração 20 fornecem respectivamente informação a respeito do torque e velocidade rotacional da coluna de perfuração. Adicionalmente, um sensor (não mostrado) associado com a linha 29 é usado para fornecer a carga de gancho da coluna de perfuração 20.

[0021] Em uma modalidade da descrição, a broca de perfuração 50 é girada ao somente girar a tubulação de perfuração 22. Em uma outra modalidade da descrição, um motor de subsuperfície 55 (motor de lama) é disposto na montagem de perfuração 90 para girar a broca de perfuração 50 e a tubulação de perfuração 22 é girada usualmente para completar a potência rotacional, se exigida, e para efetuar mudanças na direção de perfuração.

[0022] Na modalidade da figura 1, o motor de lama 55 é conectado à broca de perfuração 50 por meio de um eixo de acionamento (não mostrado) disposto em uma montagem de suporte 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. A montagem de suporte 57 suporta as forças radiais e axiais da broca de perfuração. Um estabilizador 58 conectado à montagem de suporte 57 age como um centralizador para a parte mais baixa da montagem de motor de lama.

[0023] Em uma modalidade da descrição, um módulo sensor de perfuração 59 é colocado perto da broca de perfuração 50. O módulo sensor de perfuração contém sensores, conjunto de circuitos e software de processamento e algoritmos se relacionando com os parâmetros dinâmicos de perfuração. Tais parâmetros incluem preferivelmente

quicar da broca, avanço descontínuo da montagem de perfuração, rotação para trás, torque, choques, pressão de furo de poço e espaço anular, medições de aceleração e outras medições da condição de broca de perfuração. Uma junta de ligação de telemetria ou comunicação adequada 72 usando, por exemplo, telemetria bidirecional, também é fornecida tal como ilustrado na montagem de perfuração 90. O módulo sensor de perfuração processa a informação de sensor e a transmite para a unidade de controle de superfície 40 por meio do sistema de telemetria 72.

[0024] A junta de ligação de comunicação 72, uma unidade de potência 78 e uma ferramenta MWD 79 são todas conectadas em tandem com a coluna de perfuração 20. Juntas de ligação flexíveis, por exemplo, são usadas na conexão da ferramenta MWD 79 na montagem de perfuração 90. Tais juntas de ligação e ferramentas formam a montagem de perfuração de fundo de poço 90 entre a coluna de perfuração 20 e a broca de perfuração 50. A montagem de perfuração 90 faz várias medições incluindo as medições de ressonância magnética nuclear pulsada enquanto o furo de poço 26 está sendo perfurado. A junta de ligação de comunicação 72 obtém os sinais e medições e transfere os sinais, usando telemetria bidirecional, por exemplo, para serem processados na superfície. Alternativamente, os sinais podem ser processados usando um processador de subsuperfície na montagem de perfuração 90.

[0025] A unidade ou processador de controle de superfície 40 também recebe sinais de outros sensores e dispositivos de subsuperfície e sinais dos sensores  $S_1$ - $S_3$  e de outros sensores usados no sistema 10 e processa tais sinais de acordo com instruções programadas fornecidas para a unidade de controle de superfície 40. A unidade de controle de superfície 40 exibe parâmetros de perfuração desejados e outra informação em um mostrador/monitor 42 utilizado por um opera-

dor para controlar as operações de perfuração. A unidade de controle de superfície 40 inclui preferivelmente um computador ou um sistema de processamento baseado em microprocessador, memória para armazenar programas ou modelos e dados, um gravador para gravar dados e outros periféricos. A unidade de controle 40 preferivelmente é adaptada para ativar alarmes 44 quando certas condições de operação inseguras ou indesejáveis ocorrerem.

[0026] A figura 2 mostra um instrumento de resistividade de propagação MWD exemplar. Uma antena transmissora 201 e a montagem das antenas receptoras 211, 213 são posicionadas ao longo de uma parte 200 da tubulação de perfuração. A parte da tubulação de perfuração pode ser provida com revestimento de ferrita ou com cortes para suprimir correntes parasitas. Ver as Patentes U.S. N<sup>os</sup> 7.150.316 e 7.046.009 para Itskovich tendo o mesmo requerente que a presente descrição. As duas antenas receptoras medem os campos magnéticos  $H_1$  e  $H_2$ , ou de modo equivalente, as tensões  $V_1$  e  $V_2$ . Por causa de todas as antenas serem montadas em uma tubulação de perfuração de metal, as medições inevitavelmente são influenciadas pela tubulação. Entretanto, o efeito de tubulação deve ser suprimido a fim de medir a resposta da formação, particularmente para investigação de profundidade. Tanto simulação numérica quanto dados de campo têm mostrado que o efeito de tubulação pode ser substancialmente suprimido ao medir a razão entre as duas medições

$$D = \frac{H_2}{H_1} \quad (1).$$

[0027] A partir da razão são definidas tanto a atenuação (ATT) quanto a diferença de fase (PHA)

$$ATT = -20\log|D| \quad (2),$$

$$PHA = \tan^{-1} \left( \frac{\Im(D)}{\Re(D)} \right) \quad (3),$$

[0028] onde  $\Re(.)$  e  $\Im(.)$  representam as partes real e imaginária.

Quando os receptores estão aproximadamente 1 m ou mais distantes do transmissor, tanto a atenuação quanto a diferença de fase podem ser representadas exatamente por aquelas sem uma tubulação de perfuração.

[0029] Com base no método de medição de domínio de frequência, um método similar é usado para a medição de domínio de tempo. Assume-se que uma antena transmissora carrega uma corrente constante que é interrompida em  $t=0$ . Colocam-se duas antenas receptoras em um lado da antena transmissora para medir os tempos de resposta do meio circundante incluindo a tubulação. Deixam-se as duas medições serem  $h_1(t)$  e  $h_2(t)$ . Define-se uma nova quantidade

$$h(t) = h_1(t) \otimes h_2^{-1}(t), \quad (4)$$

[0030] onde  $h_2^{-1}(t)$  é o inverso de  $h_2(t)$ , e  $\otimes$  representa uma operação de convolução. Pode ser facilmente mostrado que a equação (4) é equivalente à equação (1). Usando o argumento de que a razão na equação (1) remove muito do efeito de tubulação, a nova medição definida pela equação (4) também suprimirá amplamente o efeito de tubulação.

[0031] Tal como Itskovich mostrou, colocar uma camada de ferrita entre os fios de antena e a superfície de tubulação reduzirá a corrente induzida na tubulação e assim reduzirá a interferência da tubulação na medição de sinal de formação. Isto é referido como uma parte de amortecimento na tubulação. Este método pode ser combinado com a equação (4) para melhorar adicionalmente a supressão de efeito de tubulação.

[0032] Tal como as ferramentas de resistividade LWD convencionais, arranjos simétricos podem ser usados (figura 3). Medições são feitas com cada transmissor 301, 303 ligado sequencialmente. Deconvolução é aplicada aos dados obtidos para cada transmissor separadamente 311, 313. Os resultados da deconvolução dos dois transmis-

sores passam então por convolução para dar a resposta de ferramenta final. A compensação fornecida por transmissores simétricos duplos é ilustrada como se segue.

[0033] Deixe  $H(\omega)$  ser o campo magnético a ser gravado por uma antena receptora. Por causa de variação de temperatura, deformação de antena, ou outros erros ambientais e eletrônicos, o campo gravado pode ser escrito como

$$H^*(\omega) = A(\omega)e^{i\Delta\phi}H(\omega) \quad (5),$$

[0034] onde  $A(\omega)$  é o fator de distorção de amplitude e  $\Delta\phi$  é a distorção de fase. Para um arranjo de dois transmissores e dois receptores, as medições individuais podem ser escritas como

$$H^*_{T1R1}(\omega) = A_{R1}(\omega)e^{i\Delta\phi_{R1}}H_{T1R1}(\omega) \quad (6),$$

$$H^*_{T1R2}(\omega) = A_{R2}(\omega)e^{i\Delta\phi_{R2}}H_{T1R2}(\omega) \quad (7),$$

$$H^*_{T2R1}(\omega) = A_{R1}(\omega)e^{i\Delta\phi_{R1}}H_{T2R1}(\omega) \quad (8), \text{ e}$$

$$H^*_{T2R2}(\omega) = A_{R2}(\omega)e^{i\Delta\phi_{R2}}H_{T2R2}(\omega) \quad (9).$$

[0035] No exposto anteriormente, assume-se que os erros de medição são induzidos pelos receptores (antenas e circuitos correspondentes) e independente de transmissores.

[0036] Ao pegar a razão da medição de receptor distante para a medição de receptor perto, a resposta para cada transmissor é dada por

$$\begin{aligned} H^*_{T1}(\omega) &= \frac{H^*_{T1R2}(\omega)}{H^*_{T1R1}(\omega)} \\ &= \frac{A_{R2}(\omega)}{A_{R1}(\omega)} e^{[i(\Delta\phi_{R2} - \Delta\phi_{R1})]} \frac{H_{T1R2}(\omega)}{H_{T1R1}(\omega)} \end{aligned} \quad (10),$$

e

$$\begin{aligned} H^*_{T2}(\omega) &= \frac{H^*_{T2R1}(\omega)}{H^*_{T2R2}(\omega)} \\ &= \frac{A_{R1}(\omega)}{A_{R2}(\omega)} e^{[i(\Delta\phi_{R1} - \Delta\phi_{R2})]} \frac{H_{T2R1}(\omega)}{H_{T2R2}(\omega)} \end{aligned} \quad (11).$$

[0037] Pegando uma média geométrica das duas respostas ob-

têm-se

$$H^*(\omega) = [H_{T_1}^*(\omega)H_{T_2}^*(\omega)]^{1/2} = [H_{T_1}(\omega)H_{T_2}(\omega)]^{1/2} \quad (12).$$

[0038] Em outras palavras, os erros induzidos pelos dois receptores individuais são removidos na resposta final ao usar uma média geométrica das duas respostas para os transmissores simétricos.

[0039] No domínio de tempo, a equação (12) se converte em

$$h^*(t) = h_{T_1}^*(t) * h_{T_2}^*(t) = h_{T_1}(t) * h_{T_2}(t) \quad (13).$$

[0040] Consequentemente, ao usar convolução das respostas transitórias para dois transmissores simétricos, os erros induzidos pelos receptores podem ser removidos. A resposta para cada transmissor é dada pela equação (4).

[0041] A figura 4 ilustra um fluxograma do método da presente descrição. O transmissor  $T_1$  é ativado e medições são feitas nos dois receptores 401. O transmissor  $T_2$  é ativado e medições são feitas nos dois receptores 403. As medições correspondendo a 401 passam pela deconvolução 411 usando a equação (4) para dar  $h_{T_1}^*(t)$ . Isto pode ser referido como uma estimativa de uma propriedade de resistividade da formação de solo. As medições correspondendo a 403 passam pela deconvolução 413 usando a equação (4) para dar  $h_{T_2}^*(t)$ .  $h_{T_1}^*(t)$  e  $h_{T_2}^*(t)$  passam então pela convolução 421. Isto pode ser referido como uma estimativa adicional da propriedade de resistividade. A raiz quadrada é usada para dar uma estimativa melhorada da resposta de formação.

[0042] Os versados na técnica e tendo benefício da presente descrição reconhecerão a partir do princípio de reciprocidade que um método equivalente pode ser usado com dois receptores dispostos simetricamente ao redor de dois transmissores. Ao seguir um procedimento equivalente, compensação pode ser feita para qualquer flutuação relativa entre os dois receptores. Especificamente, para cada um dos receptores, deconvolução dos dois sinais de transmissor é feita.

[0043] Uma aplicação particular de uma ou outra das modalidades da descrição descrita anteriormente é em navegação em reservatório.

Um

exemplo do uso de resistividade é dado na Patente U.S. Nº RE35386 para Wu e outros, tendo o mesmo requerente que o presente pedido e cujo conteúdo está inteiramente incorporado neste documento pela referência.

É descrito em Wu um método para pesquisar e detectar limites entre estratos em uma formação durante perfuração direcional de maneira que a operação de perfuração que pode ser ajustada para manter a coluna de perfuração dentro de um estrato selecionado é apresentada. O método compreende a perfuração inicial de um poço adjacente a partir do qual resistividade da formação com profundidade é determinada. Esta informação de resistividade é então modelada para fornecer um perfil modelado indicativo da resposta de uma ferramenta de resistividade dentro de um estrato selecionado em uma direção substancialmente horizontal. Um poço direcional (por exemplo, horizontal) é perfurado em seguida em que resistividade é registrada em tempo real e comparada com aquela da resistividade horizontal modelada para determinar a localização da coluna de perfuração e assim do furo de poço no estrato substancialmente horizontal. A partir disto, a direção de perfuração pode ser corrigida ou ajustada de maneira que o furo de poço é mantido dentro do estrato desejado. As medições de resistividade feitas em Wu são obtidas com um instrumento de resistividade de propagação eletromagnético (EM) convencional. As medições feitas com uma ferramenta EM de propagação são desprovidas de informação direcional. Um outro exemplo de navegação em reservatório usando medições de múltiplos componentes está descrito no copendente Pedido de Patente U.S. Nº Serial 10/373.365 de Merchant e outros, tendo o mesmo requerente que o presente pedido e cujo conteúdo

do está inteiramente incorporado neste documento pela referência. Os princípios descritos em Wu ou Merchant podem ser usados com medições transitórias (tal como descrito anteriormente) para manter a coluna de perfuração em uma distância desejada de uma interface, tal como um contato gás-petróleo ou um contato petróleo-água.

[0044] Está implícito no controle e processamento dos dados o uso de um programa de computador em uma mídia legível por máquina adequada que capacita o processador para executar o controle e processamento.

A mídia legível por máquina pode incluir ROMs, EPROMs, EEPROMs, Memórias Flash e discos óticos.

[0045] O método e aparelho da presente descrição foram descritos anteriormente com referência para uma modalidade MWD. Isto não é para ser interpretado como uma limitação já que a descrição também pode ser praticada com o aparelho transportado em um cabo de perfuração.

## REIVINDICAÇÕES

1. Aparelho configurado para estimar um valor de uma propriedade de resistividade de uma formação terrestre, o aparelho **caracterizado pelo fato de** que compreende:

uma ferramenta (72) configurada para ser transportada em um furo de poço (26);

pelo menos um transmissor (201) e pelo menos um receptor (211, 213) na ferramenta (72), o pelo menos um transmissor (21) e o pelo menos um receptor (211, 213) definindo duas combinações transmissor-receptor, o pelo menos um transmissor configurado para induzir uma corrente na formação terrestre, o pelo menos um receptor (211, 213) configurado para produzir um sinal transitório responsivo à corrente induzida, o sinal transitório sendo responsivo a um corpo condutivo da ferramenta (72); e

pelo menos um processador (40) configurado para estimar o valor da propriedade de resistividade ao deconvolver um primeiro sinal transitório correspondendo a uma primeira combinação das duas combinações transmissor-receptor usando um segundo sinal transitório correspondendo a uma segunda combinação das duas combinações transmissor-receptor, a estimativa sendo não afetada pelo corpo condutivo da ferramenta (72).

2. Aparelho de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que as pelo menos duas combinações transmissor-receptor são selecionadas a partir de: (i) um único transmissor (201) e dois receptores, e (ii) um único receptor (211, 213) e dois transmissores.

3. Aparelho de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que o processador é configurado adicionalmente para usar o valor estimado da resistividade para estimar uma distância a uma interface na formação terrestre.

4. Aparelho de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que as pelo menos duas combinações transmissor-receptor compreendem adicionalmente duas combinações transmissor-receptor adicionais e o pelo menos um processador (40) é configurado adicionalmente para fazer uma estimativa adicional da propriedade de resistividade ao usar um primeiro sinal transitório adicional e um segundo sinal transitório adicional correspondendo às duas combinações transmissor-receptor adicionais.

5. Aparelho de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que compreende adicionalmente uma montagem de fundo de poço em uma tubulação de perfuração configurada para transportar a ferramenta (72) para dentro do furo de poço (26); e em que o pelo menos um processador (40) é configurado adicionalmente para controlar um parâmetro de perfuração da BHA usando a distância determinada.

6. Aparelho de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de** que compreende adicionalmente uma parte de amortecimento no corpo condutivo configurada para suprimir correntes parasitas no corpo condutivo.

7. Método de estimar um valor de uma propriedade de resistividade de uma formação terrestre, o método **caracterizado pelo fato de** que compreende:

transportar uma ferramenta (72) em um furo de poço (26);

usar pelo menos um transmissor (201) e pelo menos um receptor (211, 213) na ferramenta (72) para definir duas combinações transmissor-receptor;

usar o pelo menos um transmissor (201) para induzir uma corrente na formação de solo;

usar o pelo menos um receptor (211, 213) configurado para produzir um sinal transitório responsivo à corrente induzida, o sinal transitório sendo responsivo a um corpo condutivo da ferramenta (72);

e

estimar o valor da propriedade de resistividade ao deconvolver um primeiro sinal transitório correspondendo a uma primeira combinação das duas combinações transmissor-receptor usando um segundo sinal transitório correspondendo a uma segunda combinação das duas combinações transmissor-receptor, a estimativa sendo não afetada pelo corpo condutivo da ferramenta (72).

8. Método de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que compreende adicionalmente definir as pelo menos duas combinações transmissor-receptor a partir de: (i) um único transmissor (201) e dois receptores, e (ii) um único receptor (211, 213) e dois transmissores.

9. Método de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado pelo fato de** que compreende adicionalmente usar o valor estimado da resistividade para estimar uma distância a uma interface na formação de terrestre.

10. Método de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que compreende adicionalmente:

(i) definir as pelo menos duas combinações transmissor-receptor com duas combinações transmissor-receptor adicionais e;

(ii) fazer uma estimativa adicional da propriedade de resistividade ao usar um primeiro sinal transitório adicional e um segundo sinal transitório adicional correspondendo às duas combinações transmissor-receptor adicionais.

11. Método de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que compreende adicionalmente:

(i) usar uma montagem de fundo de poço em uma tubulação de perfuração para transportar a ferramenta (72) para dentro do furo de poço (26); e

(ii) controlar um parâmetro de perfuração da BHA usando a

distância determinada.

12. Método de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado pelo fato de** que compreende adicionalmente fornecer uma parte de amortecimento no corpo condutivo configurada para suprimir correntes parasitas no corpo condutivo.

13. Meio legível por computador não transitório contendo instruções que quando lidas por pelo menos um processador (40), em um aparelho, como definido na reivindicação 1, fazem com que o pelo menos um processador (40) execute um método, **caracterizado pelo fato de** que o método compreende: estimar um valor de uma propriedade de resistividade de uma formação terrestre ao deconvolver um primeiro sinal transitório usando um segundo sinal transitório produzido por pelo menos um receptor (211, 213) em uma ferramenta (72) de perfilagem responsivo à ativação de um transmissor (201) na ferramenta de perfilagem, o primeiro sinal transitório e o segundo sinal transitório sendo afetados por um corpo condutivo da ferramenta (72), a estimativa sendo não afetada pelo corpo condutivo da ferramenta (72).

14. Meio legível por computador de acordo com a reivindicação 13, **caracterizado pelo fato de** que compreende adicionalmente pelo menos um de: (i) uma ROM, (ii) uma EPROM, (iii) uma EPROM, (iv) uma memória flash e (v) um disco ótico.



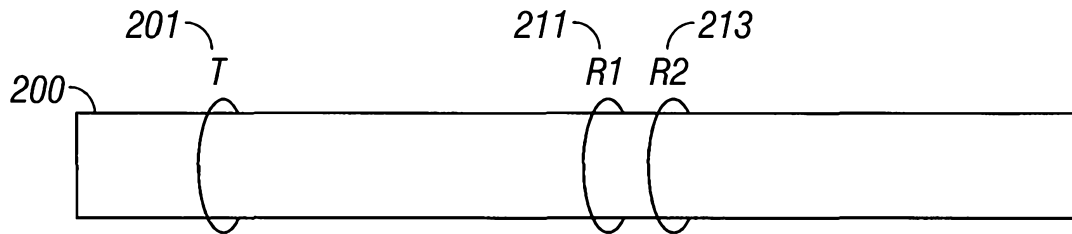


FIG. 2

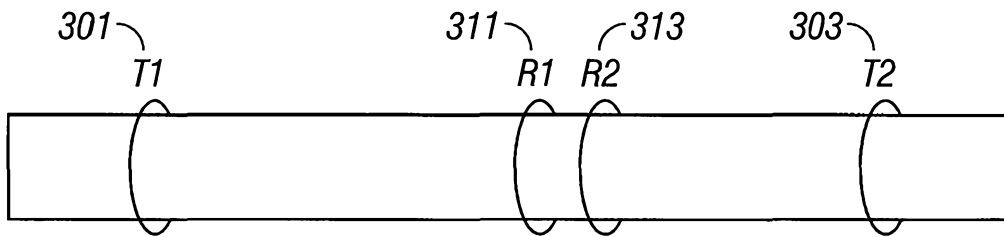


FIG. 3

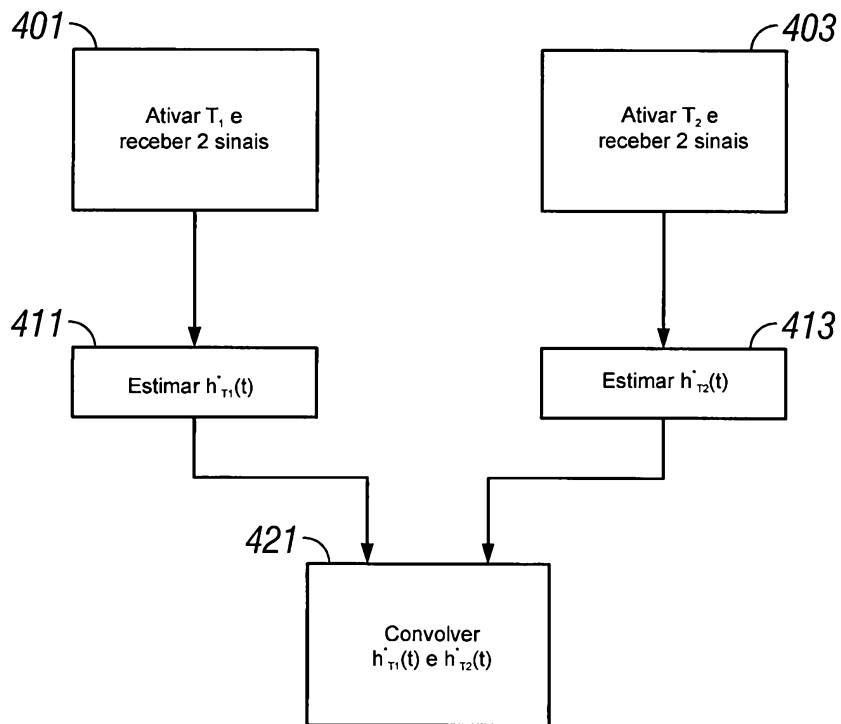


FIG. 4