



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

(11) PI 0910397-0 B1



(22) Data do Depósito: 18/03/2009

(45) Data de Concessão: 24/04/2019

(54) Título: PROTEÇÃO ELETROMAGNÉTICA E MAGNETOSTÁTICA PARA REALIZAÇÃO DE MEDIÇÕES À FRENTE DA BROCA DE PERFURAÇÃO

(51) Int.Cl.: G01V 3/08; G01V 3/26; G01V 3/38; G01V 3/10.

(30) Prioridade Unionista: 19/03/2008 US 61/037,930.

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

(72) Inventor(es): GREGORY B. ITSKOVICH; ROLAND E. CHEMALI; TSILI WANG.

(86) Pedido PCT: PCT US2009037549 de 18/03/2009

(87) Publicação PCT: WO 2009/117507 de 24/09/2009

(85) Data do Início da Fase Nacional: 17/09/2010

(57) Resumo: PROTEÇÃO ELETROMAGNÉTICA E MAGNETOSTÁTICA PARA REALIZAÇÃO DE MEDIÇÕES À FRENTE DA BROCA DE PERFURAÇÃO A presente invenção refere-se a um transmissor em um conjunto de fundo de poço (BHA) é utilizado para gerar um sinal eletromagnético transiente em uma formação de terra. Um par de receptores no BHA recebe sinais que são indicativos de resistividade de formação e distâncias para os limites de leito. Um fator de calibragem dependente de tempo ou um fator de calibragem independente de tempo pode ser utilizado para combinar os dois sinais recebidos e estimar a distância para os limites de leito que não são afetados pelo corpo condutor de perfuração. O aperfeiçoamento adicional pode ser obtido pela utilização de proteção de cobre.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para "**PROTEÇÃO ELETROMAGNÉTICA E MAGNETOSTÁTICA PARA REALIZAÇÃO DE MEDIÇÕES À FRENTE DA BROCA DE PERFURAÇÃO**".

Antecedentes da Descrição

5 Campo da Descrição

A presente invenção refere-se a perfilagem de poço por indução eletromagnética. Mais especificamente, a presente descrição é um método de redução dos efeitos de tubos de perfuração condutores em sinais nas medições eletromagnéticas transientes para avaliação das formações de terra à frente da broca de perfuração.

Descrição da Técnica Relacionada

Os instrumentos de resistividade por indução eletromagnética podem ser utilizados para determinar a condutividade elétrica de formações de terra que cercam um poço. Um instrumento de perfilagem de poço por indução eletromagnética é descrito, por exemplo, na patente U.S. Nº 5.452.761, expedida para Beard *et al.* O instrumento descrito na patente Beard '761 inclui uma bobina transmissora e uma pluralidade de bobinas receptoras posicionadas em locais axialmente espaçados ao longo do alojamento do instrumento. Uma corrente alternada é passada através da bobina transmissora. Voltagens que são induzidas nas bobinas receptoras como resultado dos campos magnéticos alternados induzidos nas formações de terra são então medidas. A magnitude de determinados componentes de fase das voltagens induzidas de receptor é relacionada com a condutividade do meio que cerca o instrumento.

25 Ferramentas eletromagnéticas de observação profunda são utilizadas para alcançar uma variedade de diferentes objetivos. As ferramentas de observação profunda tentam medir as propriedades de reservatório entre os poços a distâncias que variam de dezenas a centenas de metros (escala ultra profunda). Existem abordagens de poço único e poço cruzado, a maior parte das quais são enraizadas em tecnologias de física de propagação de onda de sísmica/radar. Esse grupo de ferramentas é naturalmente limitado por, entre outras coisas, sua aplicabilidade a apenas formações de alta

resistividade e a energia disponível no furo.

Em escala ultra profunda, a tecnologia pode ser empregada com base no comportamento de campo transiente. O método de campo eletromagnético transiente tem sido utilizado em geofísica de superfície. Tipicamente, pulsos de voltagem ou corrente que são excitados em um transmissor iniciam a propagação de um sinal eletromagnético na formação de terra. As correntes elétricas difundem para fora a partir do transmissor para dentro da formação circundante. Em momentos diferentes, a informação chega ao sensor de medição a partir de diferentes profundidades de investigação. Particularmente, em um momento suficientemente posterior, o campo eletromagnético transiente é sensível basicamente às zonas de formação remota e depende apenas ligeiramente da distribuição de resistividade nas proximidades do transmissor. Esse campo transiente é especialmente importante para perfilagem.

O transmissor pode ser um transmissor eletromagnético e/ou elétrico de eixo geométrico único ou múltiplos eixos geométricos. Em uma modalidade, os transmissores eletromagnéticos transientes (TEM) e os receptores REM são módulos separados que são espaçados e interconectados por comprimentos de cabo, com o transmissor TEM e os módulos de receptor TEM sendo separados por um intervalo de um metro a 200 metros, como selecionado. A profundidade radial de investigação δ é relacionada com o tempo pela relação $\delta = \sqrt{2t/\sigma\mu}$. Dessa forma, a profundidade da investigação aumenta com o tempo t . De forma similar, a condutividade σ do material circundante afeta de forma inversa a profundidade da investigação δ . À medida que a condutividade σ aumenta, a profundidade radial da investigação diminui. O envoltório de condutividade finita do aparelho, portanto, pode reduzir a profundidade radial da investigação.

A tecnologia de medição durante perfuração (MWD) rapidamente emergente introduz uma nova escala de profundidade (3 a 10 metros) para um aplicativo de perfilagem eletromagnético relacionado com a navegação de poço em reservatórios espessos. O problema principal associado com o ambiente MWD é a introdução de um tubo de perfuração metálico

perto da área sendo medida. Esse tubo produz uma resposta muito forte e reduz de forma significativa a sensibilidade do campo EM medido para os efeitos de resistividades de formação e limites remotos. Soluções anteriores para esse problema compreendem tipicamente a criação de um espaçamento grande (até 20 metros) entre o transmissor e o receptor. No entanto, a sensibilidade de tal ferramenta aos limites remotos é baixa.

Em uma ferramenta de indução transiente típica, a corrente na bobina transmissora cai de um valor inicial I_0 para 0 no momento $t=0$. Medições subsequentes são realizadas enquanto a ferramenta rotativa está se movendo ao longo da trajetória do furo. As correntes induzidas no tubo de perfuração e na formação (isso é, correntes oscilantes) começam a difundir a partir da região próxima à bobina transmissora em todas as direções cercando o transmissor. Essas correntes induzem componentes de campo eletromagnético que podem ser medidos pelas bobinas de indução localizadas ao longo do tubo condutor. Contribuições de sinal decorrentes das correntes oscilantes no tubo são consideradas parasíticas visto que o sinal decorrente dessas correntes oscilantes é muito mais forte do que o sinal da formação. A fim de receber um sinal que seja substancialmente não afetado pelas correntes oscilantes no tubo, pode-se medir o sinal em um estágio muito posterior, em um momento quando os sinais da formação dominam os sinais parasíticos devido ao tubo. Apesar de o sinal de formação dominar no estágio posterior, o mesmo também é muito pequeno e a medição confiável pode ser difícil. Em métodos anteriores, o aumento da distância entre o transmissor e os receptores reduz a influência do tubo e muda a contribuição dominante da formação para a faixa de tempo anterior. Além de ter resolução limitada com relação a um limite de óleo/água, tal sistema é muito longo (até 10 a 15 metros) o que não é desejável e/ou conveniente para uma ferramenta MWD.

A patente U.S. Nº 7.150.316 de Itskovich, possuindo o mesmo cessionário que a presente descrição e o conteúdo da qual é incorporado aqui por referência, ensina um aparelho para uso em um furo em uma formação de terra e um método de utilização do aparelho. Uma parte tubular do aparelho inclui uma parte de amortecimento para interromper um fluxo de

correntes oscilantes. Um transmissor posicionado dentro da parte de amortecimento propaga um primeiro sinal eletromagnético transiente na formação de terra. Um receptor posicionado dentro da uma parte de amortecimento separada axialmente do transmissor recebe um segundo sinal eletromagnético transiente indicativo das propriedades de resistividade da formação de terra. Um processador determina a partir dos primeiro e segundo sinais eletromagnéticos transientes uma resistividade da formação de terra. A parte de amortecimento inclui pelo menos um corte que pode ser longitudinal em azimute. Um material não condutor pode ser disposto dentro do corte. Alternativamente, a parte de amortecimento pode incluir segmentos possuindo cortes e segmentos possuindo um material não condutor em uma superfície externa da mesma.

O pedido de patente U.S. Nº 11/682.381 de Itskovich possuindo o mesmo cessionário da presente descrição e o conteúdo do qual é incorporado aqui por referência descreve uma combinação de proteção eletromagnética e magnetoestática para realização das medições à frente da broca de perfuração. Descobriu-se que o dispositivo de Itskovich fornece a capacidade de determinar uma distância para uma interface na formação de terra na qual o furo é inclinado em ângulos de menos de 45 para a interface. O termo "interface" deve incluir um limite entre dois fluidos em uma formação de terra e também um limite entre diferentes camadas de formação de terra. Em inclinações maiores, o sensor de resistividade pode ser considerado como sendo "observando à frente da broca" e a capacidade de identificar as interfaces a 10 metros à frente do conjunto de fundo de poço é relativamente ruim. Esses ângulos maiores são comumente encontrados quando se primeiro perfura um reservatório. Itskovich '381 ilustra que uma combinação de proteções eletromagnéticas e magnetoestáticas fornece resultados aperfeiçoados. Na presente descrição, discute-se desenvolvimentos adicionais dos métodos de Itskovich e Itskovich '381.

30 Sumário da Invenção

Uma modalidade da descrição é um método de utilização de um instrumento eletromagnético em um furo em uma formação de terra. O mé-

todo inclui a alteração de uma corrente através de um transmissor em um instrumento eletromagnético em um furo e induzindo uma corrente na formação de terra; o recebimento de um primeiro sinal transiente resultando da corrente induzida em um primeiro receptor e um segundo sinal transiente em um segundo receptor no instrumento, o primeiro sinal transiente e o segundo sinal transiente incluindo efeitos de um corpo condutor do instrumento; e utilizando o primeiro sinal e o segundo sinal para estimar uma distância para uma interface na formação de terra, a estimativa sendo substancialmente não afetada pelo corpo condutor.

10 Outra modalidade da descrição é um aparelho configurado para avaliar uma formação de terra. O aparelho inclui um instrumento eletromagnético possuindo um corpo condutor configurado para ser transportado em um furo; pelo menos um processador configurado para alterar uma corrente em um transmissor no instrumento; um primeiro receptor configurado para receber um primeiro sinal transiente resultando da corrente induzida na formação em resposta à alteração na corrente no transmissor; e um segundo receptor configurado para receber um segundo sinal transiente resultando da corrente induzida; em que o primeiro sinal e o segundo sinal incluem efeitos do corpo condutor e em que o pelo menos um processador é adicionalmente configurado para estimar uma distância para uma interface na formação de terra, a estimativa sendo substancialmente não afetada pelo corpo condutor.

25 Outra modalidade da descrição é um meio legível por computador acessível a pelo menos um processador. O meio legível por computador inclui instruções que permitem que o pelo menos um processador estime uma distância para uma interface em uma formação de terra utilizando: um primeiro sinal transiente em um primeiro receptor resultando de uma corrente induzida na formação de terra produzida por um sinal transiente em um transmissor em um instrumento eletromagnético; e um segundo sinal transiente em um segundo receptor resultando da corrente induzida; em que o primeiro sinal transiente e o segundo sinal transiente incluem os efeitos de um corpo condutor do instrumento e em que a estimativa é substancialmente não afetada pelo corpo condutor.

Breve Descrição dos Desenhos

A presente descrição é mais bem compreendida com referência aos desenhos em anexo nos quais referências numéricas similares se referem a elementos similares, e nos quais:

5 A figura 1 ilustra uma ferramenta MWD adequada para uso com a presente descrição;

A figura 2 (técnica anterior) ilustra um esquema de uma modalidade ilustrativa da ferramenta MWD da figura 1 e sua trajetória em um poço horizontal;

10 A figura 3 (técnica anterior) ilustra uma seção vertical esquemática de uma modalidade ilustrativa da ferramenta MWD da presente descrição com um limite de eleito à frente da broca de perfuração;

A figura 4 ilustra o modelo ilustrativo utilizado para ilustrar a presente descrição;

15 A figura 5 ilustra uma resposta TEM para diferentes distâncias para uma interferência com uma distância entre transmissor e receptor de 0,5 metros para o modelo da figura 4;

A figura 6 ilustra uma resposta TEM para diferentes distâncias para uma interface com uma distância entre transmissor e receptor de 2 metros para o modelo da figura 4;

20 A figura 7 ilustra o sinal de erro diferencial para diferentes distâncias para uma interface obtida pela combinação das medições das figuras 5 e 6;

25 As figuras de 8 a 10 ilustram respostas transientes na presença de um tubo de aço para os espaçamentos entre transmissor e receptor de 1, 2 e 4 metros, respectivamente;

A figura 11 ilustra a resposta de transiente neutralizado utilizando medições a 1 metro e 2 metros na presença de um tubo de aço;

30 A figura 12 ilustra a resposta de transiente neutralizado utilizando medições a 1 metro e 2 metros na ausência de um tubo de aço;

A figura 13 ilustra a resposta de transiente neutralizado utilizando medições a 2 metros e 4 metros na presença de um tubo de aço;

A figura 14 ilustra a resposta de transiente neutralizado utilizando medições a 2 metros e 4 metros na ausência de um tubo de aço;

A figura 15 ilustra o sinal de transiente neutralizado com uma proteção de cobre e os espaçamentos receptores de 1 metro e 2 metros;

5 A figura 16 ilustra o sinal de transiente neutralizado com uma proteção de cobre e espaçamentos receptores de 2 metros e 4 metros;

A figura 17 ilustra uma comparação de respostas de um sinal utilizando medições de 1 metro e 2 metros com e sem uma proteção de cobre para uma interface a 8 metros; e

10 A figura 18 ilustra uma comparação de respostas de um sinal utilizando as medições de 2 metros e 4 metros com e sem uma proteção de cobre para uma interface de 8 metros.

Descrição das Modalidades Preferidas

A figura 1 ilustra um diagrama esquemático de um sistema de perfuração 10 com uma sequência de perfuração 20 portando um conjunto de perfuração 90 (também referido como conjunto de fundo de poço ou "BHA") transportado em um "poço" ou "furo" 26 para perfuração do poço. O sistema de perfuração 10 inclui um guindaste convencional 11 erguido em um piso 12 que suporta uma mesa rotativa 14 que é girada por um movedor primário tal como um motor elétrico (não ilustrado) em uma velocidade de rotação desejada. A sequência de perfuração 20 inclui uma tubulação tal como um tubo de perfuração 22 ou uma tubulação espiralada estendendo-se para baixo a partir da superfície para dentro do furo 26. A sequência de perfuração 20 é empurrada para dentro do poço 26 quando um tubo de perfuração 22 é utilizado como tubulação. Para aplicações de tubulação espiralada, um injetor de tubulação, tal como um injetor (não ilustrado), no entanto, é utilizado para mover a tubulação de uma fonte, tal como um carretel (não ilustrado), para o poço 26. A broca de perfuração 50 fixada à extremidade da sequência de perfuração rompe as formações geológicas quando é girada para perfurar o furo 26. Se um tubo de perfuração 22 for utilizado, a sequência de perfuração 20 é acoplada a um guincho principal 30 através de uma junta Kelly 21, tornel 28, e linha 29 através de uma roldana 23. Durante as

operações de perfuração, guincho principal 30 é operado para controlar o peso na broca, que é um parâmetro importante que afeta a taxa de penetração. A operação de guincho principal é bem conhecida na técnica e, dessa forma, não descrita em detalhes aqui.

5 Durante as operações de perfuração, um fluido de perfuração adequando 31 de um poço de lama (fonte) 32 é circulado sob pressão através de um canal na sequência de perfuração 20 por uma bomba de lama 34. O fluido de perfuração passa da bomba de lama 34 para dentro da sequência de perfuração 20 através de um amortizador (desurger) (não ilustrado),
10 linha de fluido 28 e junta Kelly 21. O fluido de perfuração 31 é descarregado no fundo do furo 51 através de uma abertura na broca de perfuração 50. O fluido de perfuração 31 circula para cima do poço através do espaço anular 27 entre a sequência de perfuração 20 e o furo 26 e retorna para o poço de lama 32 através de uma linha de retorno 35. O fluido de perfuração age para
15 lubrificar a broca de perfuração 50 e para transportar o corte ou pedaços do furo para longe da broca de perfuração 50. Um sensor S_1 localizado preferivelmente na linha 38 fornece informação sobre a taxa de fluxo de fluido. Um sensor de torque de superfície S_2 e um sensor S_3 associado com a sequência de perfuração 20 respectivamente fornecem informação sobre o torque e
20 velocidade de rotação da sequência de perfuração. Adicionalmente, um sensor (não ilustrado) associado com a linha 29 é utilizado para fornecer a carga de gancho da sequência de perfuração 20.

Em uma modalidade da presente descrição, a broca de perfuração 50 é girada pela rotação apenas do tubo de perfuração 22. Em outra
25 modalidade da descrição, um motor de furo de poço 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 normalmente para suplementar a energia de rotação, se necessário, e para realizar as mudanças na direção de perfuração.

30 Em uma modalidade da figura 1, o motor de lama 55 é acoplado à broca de perfuração 50 através de um eixo de acionamento (não ilustrado) disposto em um conjunto 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. O conjunto de suporte 57 suporta as forças radial e axial da broca de perfuração. Um estabilizador 58 acoplado ao conjunto de suporte 57 age como um centralizador para a parte mais inferior do conjunto de motor de lama.

Em uma modalidade da descrição, um módulo de sensor de perfuração 59 é localizado perto da broca de perfuração 50. O módulo de sensor de perfuração contém sensores, conjuntos de circuito e software e algoritmos de processamento referentes aos parâmetros de perfuração dinâmicos. Tais parâmetros incluem preferivelmente pulo de bit, aderência e deslizamento de conjunto de perfuração, rotação para trás, torque, choques, pressão de furo e anel, medições de aceleração e outras medições da condição da broca de perfuração. Uma telemetria adequada ou sub comunicação 72 utilizando, por exemplo, telemetria de duas vias, também é fornecida como ilustrado no conjunto de perfuração 90. O módulo de sensor de perfuração processa a informação de sensor e transmite a mesma para a unidade de controle de superfície 40 através do sistema de telemetria 72.

O sub de comunicação 72, uma unidade de energia 78 e uma ferramenta MWD 79 são todos conectados em conjunto com a sequência de perfuração 20. Subs flexíveis, por exemplo, são utilizados na conexão da ferramenta MWD 79 no conjunto de perfuração 90. Tais subs e ferramentas formam o conjunto de perfuração de furo inferior 90 entre a sequência de perfuração 20 e a broca de perfuração 50. O conjunto de perfuração 90 realiza várias medições incluindo as medições de ressonância magnética nuclear pulsada enquanto o furo 26 está sendo perfurado. O sub de comunicação 72 obtém os sinais e as medições e transfere os sinais, utilizando telemetria de duas vias, por exemplo, a ser processada na superfície. Alternativamente, os sinais podem ser processados utilizando um processador de furo no conjunto de perfuração 90.

A unidade ou processador de controle de superfície 40 também recebe sinais de outros sensores e dispositivos de furo e sinais dos sensores S_1 - S_3 e outros sensores utilizados 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 outras informações em um monitor 42 utilizado por um operador para controlar as operações de perfuração. A unidade de controle de superfície 40 inclui preferivelmente um computador ou um sistema de processamento com base em microprocessador, memória para o armazenamento de programas ou modelos e dados, um gravador para gravar dados, e outros periféricos. A unidade de controle 40 é preferivelmente adaptada para ativar os alarmes 44 quando determinadas condições operacionais inseguras ou indesejáveis ocorrem. No ilustrado na figura 1 são os detalhes sobre a ferramenta de perfilagem da presente descrição, discutidos abaixo.

A figura 2 ilustra a ferramenta de perfilagem ilustrativa 200 de Itskovich adequada para uso em um BHA em várias modalidades ilustrativas da presente descrição. Uma bobina transmissora 201 e um conjunto de bobinas receptoras 204, 205 são associados com uma parte de amortecimento 202 de um tubo de perfuração 202a sendo posicionada ao longo da parte de amortecimento 202 do tubo de perfuração 202a para suprimir as correntes oscilantes. O eixo geométrico longitudinal da ferramenta de perfilagem 200 define uma direção Z de um sistema de coordenadas. Uma direção X é definida de modo a ser perpendicular ao eixo geométrico longitudinal da ferramenta de perfilagem 200. A parte de amortecimento 202 do tubo de perfuração 202a tem um comprimento suficiente para interromper um fluxo de correntes oscilantes. A bobina transmissora 201 é capaz de induzir um impulso magnético. Na ilustração da figura 2, por exemplo, a bobina transmissora 201 é orientada para induzir um impulso magnético ao longo da direção Z. O conjunto de bobina receptora 204, 205 compreende um conjunto de bobinas de orientação Z 204 e bobinas de orientação X 205 possuindo impulsos magnéticos orientados de modo a ser capaz de detectar os impulsos magnéticos induzidos ao longo das direções ortogonais (isso é, M_z e M_x , respectivamente). Com um tubo de perfuração condutor 202a sem uma parte de amortecimento 202, as correntes oscilantes produzidas nas medições de

campo eletromagnético transiente podem criar circuitos circunferenciais coincidentes com a superfície do tubo de perfuração 202a. As correntes oscilantes produzidas a partir de um transmissor Z, tal como a bobina transmissora orientada em Z 201 na figura 2, podem existir por um longo tempo e possuem tipicamente a taxa mais longa possível de decadência de todos os sinais eletromagnéticos transientes. Os cortes longitudinais dispostos na parte de amortecimento 202 forçam as correntes oscilantes a seguir um ou mais percursos de alta resistividade ao invés de circuitos circunferenciais, induzindo, assim, uma taxa mais rápida de decadência das correntes oscilantes. A indução de uma rápida decadência das correntes oscilantes no tubo de perfuração 202a permite medições aperfeiçoadas dos componentes de sinal eletromagnético transiente. Tais aperfeiçoamentos permitem a determinação aperfeiçoada da informação, por exemplo, sobre as posições de limites de óleo/água e/ou resistividade da formação de terra circundante.

Apesar de a figura 2 ilustrar uma configuração do transmissor 202 e receptores 204, 205, uma variedade de configurações de transmissor e receptor pode ser utilizada em várias modalidades ilustrativas da presente descrição. Em uma primeira modalidade da ferramenta transiente MWD 200, a bobina transmissora orientada em Z 201 pode ser posicionada ao longo da parte de amortecimento 202, e um par de bobinas receptoras 205-204 compreendendo uma bobina de orientação X 205 e uma bobina receptora orientada em Z 204 pode ser axialmente deslocado a partir da bobina transmissora orientada em Z 201. O par receptor 205-204 pode ser tipicamente localizado a uma distância de cerca de 0 metros a cerca de 10 metros da bobina transmissora 201, também ao longo da parte de amortecimento 202. Uma distância entre o transmissor e o receptor inferior a aproximadamente 2 metros da bobina transmissora 201 pode permitir adicionalmente o geosteering. O termo geosteering refere-se ao controle da direção de perfuração do BHA com base nas distâncias determinadas a partir de uma interface na formação de terra. Tipicamente, em geosteering, é desejável se manter a perfuração do furo em uma profundidade desejada abaixo de uma interface de fluido tal como a interface entre óleo/água, gás/óleo, ou gás/água. Alternativamente,

geosteering pode ser utilizado para manter o poço dentro de uma pedra de reservatório a uma distância desejada com relação à rocha capeadora (caprock).

5 Como notado acima, Itskovich descreve o uso de amortecimento para interromper o fluxo de correntes oscilantes induzidas em um elemento do BHA, tal como um tubular como o tubo de perfuração 202a. A parte de amortecimento 202 do tubo de perfuração 202a da presente modalidade ilustrativa possui cortes longitudinais de comprimento suficiente para interromper o fluxo de correntes oscilantes, nesse caso, cerca de 10 metros de comprimento. O par de transmissor e receptor 201-205-204 pode ser localizado de forma centralizada na parte de amortecimento 202 do tubo de perfuração 202a. Como uma alternativa aos cortes, tal como cortes longitudinais, dispostos no elemento do BHA, tal como o tubular como o tubo de perfuração 202a, um revestimento de ferrita pode ser fornecido no elemento do BHA, tal como o tubular como o tubo de perfuração 202a. O uso de cortes ou um revestimento de ferrita não condutor pode ser referido como proteção magnetoestática. Itskovich também ensina o uso de um revestimento de ferrita para fornecer proteção magnetoestática.

20 Em adição à proteção magnetoestática, várias modalidades ilustrativas da presente descrição também podem incluir proteção eletromagnética. Isso é esquematicamente ilustrado na figura 3. Ilustrada aí se encontra uma ferramenta MWD de Itskovich '381 300 possuindo um colar de perfuração 301. O transmissor é indicado por 307 enquanto o receptor é indicado por 309. O colar de perfuração 301 pode ser fornecido com uma proteção magnetoestática 305. Em adição à proteção magnetoestática 305, o colar de perfuração 301 também pode ser fornecido com uma proteção eletromagnética 303. A proteção eletromagnética 303 pode ser feita de um material altamente condutor tal como cobre. O uso em potencial de uma proteção eletromagnética 303 foi reconhecido mediante revisão das diferenças entre as técnicas de fio de linha e medição de resistividade MWD. Como notado na 30 patente U.S. Nº 6.906.521 de Tabarovsky *et al.*, possuindo o mesmo cessionário que a presente descrição, o conteúdo da qual é incorporado aqui por

referência, um aparelho MWD que inclui um mandril perfeitamente condutor age de forma muito parecida com um corpo de ferramenta de perfilagem perfeitamente não condutor utilizado nas aplicações de linha de fio. Os métodos desenvolvidos através dos anos para aplicações de linha de fio podem então ser utilizados com poucas modificações das aplicações MWD. Um ponto de novidade em Tabarovsky pode se encontrar no reconhecimento de um problema causado por um mandril imperfeitamente condutor e o desenvolvimento de um método de processamento para lidar com os efeitos de um mandril imperfeitamente condutor. A adição de uma folha de cobre como uma proteção eletromagnética 303 pode, em várias modalidades ilustrativas da presente descrição, ser observada como uma solução de hardware para o problema de um mandril imperfeitamente condutor. Um mandril imperfeitamente condutor pode ser considerado como possuindo uma condutividade finita, diferente de zero.

15 Itskovich '381 ilustra os resultados de modelagem para ilustrar a eficiência da proteção eletromagnética e magnetoestática. Uma formação de duas camadas como ilustrado na figura 3 pode ser utilizada para a modelagem. A ferramenta MWD 300 pode ser colocada em um meio espaço superior resistivo 315 com uma resistividade R_{01} de 50 Ω -m. À frente de uma broca de perfuração 311, no outro lado de um limite 313 encontra-se um meio 20 320 com uma resistividade R_{02} de 1 Ω -m. O limite pode estar a uma distância (0 a 5 metros) abaixo da broca de perfuração 311. O limite 313 pode ser um limite de leito ou pode, por exemplo, ser uma interface de fluido entre uma formação saturada com hidrocarbono e uma formação saturada com 25 água.

A figura 4 ilustra a configuração ilustrativa de ferramenta e modelo utilizada para ilustrar a presente descrição. A ferramenta de perfilagem inclui um transmissor e pelo menos dois receptores e permite a neutralização eficiente da sequência de perfuração condutora na aplicação das medições eletromagnéticas de domínio de tempo (TDEM), também referida como TEM. No exemplo ilustrado na figura 4, uma bobina receptora pode ser baseada em um lado do transmissor ou em diferentes lados de um transmissor.

O transmissor 401 e dois receptores R_1 , R_2 (403, 405) são ilustrados em um furo. A ferramenta pode incluir uma ferrita com 1,5 metros de comprimento com $\mu=400$, que é centralizada com relação ao espaçamento de 0,5 metro. A formação consiste de duas camadas cilíndricas 411, 413 com resistividade de 2 e 50 Ω -m. O sistema é localizado na camada resistiva. A posição do limite de "água-óleo" 415 varia entre 4 metros e 10 metros para simulações de modelagem. O colar de perfuração possui um raio externo de 10 cm. e um canal interno com um raio de 6,5 cm.

Em uma modalidade da descrição, as medições de indução pulsada (TEM) são feitas na presença do colar de perfuração condutor (tubo) em um modo de calibragem no ar. Os dois receptores R_1 , R_2 medem sinais $C_1(t)$ e $C_2(t)$ respectivamente. Um coeficiente de ganho dependente de tempo fornecido por:

$$K(t) = \frac{C_2(t)}{C_1(t)} \quad (1)$$

é calculado. A seguir, as medições TEM são feitas no furo e as medições TEM $S_1(t)$ e $S_2(t)$ são medidas por dois receptores. Um sinal de erro diferencial $\Delta S(t)$ é estimado de acordo com a equação:

$$\Delta S(t) = S_2(t) - K(t)S_1(t) \quad (2).$$

O sinal de erro diferencial $\Delta S(t)$ é substancialmente não afetado pelo tubo. A inversão do sinal diferencial fornece parâmetros da formação circundante incluindo resistividade, distância para uma interface na formação (geosteering) ou à frente da broca. Para geosteering, as bobinas receptoras devem ser localizadas de forma assimétrica com relação à bobina transmissora para evitar um sinal de erro diferencial igual a zero quando o furo é paralelo à interface. A interface pode ser um limite de leito e/ou uma interface entre dois fluidos possuindo diferentes resistividades, tal como um contato de óleo e água. O sinal de erro diferencial aqui (utilizando sinais dos dois receptores) é diferente do sinal diferencial na patente U.S. Nº 7.167.006 de Itskovich, o conteúdo da qual é incorporado aqui por referência. Na patente Itskovich '006, o sinal de calibragem para cada distância de transmissor para receptor é simplesmente subtraído da medição correspondente no furo.

A figura 5 ilustra sinais transientes para um espaçamento de 0,5

metro entre o transmissor e um receptor. 501 ilustra o sinal de calibragem enquanto o conjunto de curvas 503 é para diferentes distâncias para a interface. A abscissa é o tempo e a ordenada é a amplitude de sinal. A figura 6 ilustra sinais transientes comparáveis para um espaçamento de 2 metros entre o transmissor e um receptor. 601 ilustra o sinal de calibragem enquanto o conjunto de curvas 603 é para diferentes distâncias para a interface. Pode ser observado a partir da figura 5 e da figura 6 que para distâncias superiores a 6 metros, os dados em ambas as distâncias de transmissor e receptor são incapazes de solucionar a distância.

10 Voltando-se agora para a figura 7, o sinal de erro diferencial para diferentes distâncias para uma interface obtido pela combinação das medições das figuras 6 e 7 é ilustrado. As curvas para 4 metros, 6 metros, 8 metros e 10 metros (711, 713, 715, 717) são claramente separáveis, de forma que a inversão desse sinal de erro diferencial possa ser utilizado para estimar as distâncias para as interfaces na formação.

Em outra modalidade da descrição, a neutralização não depende da utilização do ganho de variação de tempo $K(t)$. Ao invés disso, os impulsos magnéticos M_1 e M_2 dos dois receptores são combinados com os espaçamentos de transmissor para receptor correspondentes d_1 e d_2 . Essa distâncias são ilustradas na figura 4. Especificamente, os impulsos são selecionados para satisfazer a condição a seguir:

$$\frac{M_1}{M_2} = \frac{d_1^3}{d_2^3} \quad (3).$$

A equação (1) é bem conhecida nas medições de indução como "condição de neutralização" do sinal primário. Pela subtração do sinal S_2 medido na distância d_2 do sinal S_1 medido na distância d_1 garante-se que na ausência da formação a resposta diferencial (sinal neutralizador) $\Delta S = S_2 - S_1$ é pequena em comparação com o sinal na presença da formação. Em outras palavras, pela formação de neutralização pretende-se receber um sinal que pode ser interpretado com base no mesmo modelo de formação e nenhum tubo no sistema. Esse tipo de neutralização tem sido utilizado em perfilagem de indução convencional onde o transmissor é ativado em uma ou mais frequências selecionadas e as propriedades de resistividade são estimadas

utilizando-se amplitudes e/ou mudanças de fase entre os sinais transmitidos e recebidos, ou entre sinais recebidos.

Pela utilização da equação (3) para medições TEM, baseia-se no fato de o sinal do tubo de aço na ausência de formação seja inversamente proporcional a uma terceira potência do espaçamento de transmissor para receptor. Na prática, a fim de se reduzir substancialmente o efeito do tubo no sinal transiente, a equação (3) precisa se manter não na faixa de tempo arbitrária, mas na janela de tempo na qual os sinais respondem mais aos parâmetros da formação. Nossos resultados de modelagem indicam que para a tarefa de geosteering essa janela de tempo se encontra na faixa de $(10^{-7} - 10^{-5})$ s. Por essa razão a fim de se estimar de forma objetiva a qualidade do nosso sistema de neutralização transiente é necessário se comparar uma resposta de transiente neutralizado no modelo com um tubo e formação X uma resposta de transiente neutralizado do modelo com a formação e nenhum tubo no modelo. Quanto mais perto essas duas respostas na faixa de tempo indicada estiverem menos erro será causado pela interpretação da resposta de transiente neutralizado como a resposta correspondente ao modelo de formação sem tubo.

O que segue abaixo é a prova do conceito descrito. A prova é baseada na modelagem matemática da resposta neutralizada para o caso de um modelo de formação geoeletrico típico consistindo em duas camadas cilíndricas com resistividade 2 e 50 Ω -m. O sistema de transmissor/receptor transiente é localizado a uma distância de 4 ou 8 metros a partir da interface hipotética (por exemplo, um limite de "água e óleo"). Observando-se a separação entre duas curvas de transientes neutralizados correspondendo à posição limite de 4 e 8 metros, pode-se observar a eficiência do sistema de neutralização, e, de forma ideal, essa separação deve ser similar à que é observada no caso do modelo de formação sem tubo. Primeiro, nas figuras de 8 a 10, apresenta-se resultados da modelagem matemática para o modelo descrito e duas disposições de bobinas (sem neutralização ainda!) quando a presença do tubo de aço condutor deteriora de forma significativa a resolução do sinal transiente com relação ao limite "água-óleo". 801 na figura 8 é

para um espaçamento de 1 metro, 901 na figura 9 é para um espaçamento de 2 metros, e 1001 na figura 10 é para um espaçamento de 4 metros. Pode-se observar que quanto menor o espaçamento menor a sensibilidade do sinal ao limite de interesse. Agora se combina as curvas das figuras 8 e 9 de acordo com a equação (3) para sintetizar a resposta de transiente neutralizado para receptores espaçados por 1 e 2 metros. O resultado é apresentado na figura 11. Observando-se as respostas de sinal neutralizado correspondentes à posição diferente do limite de água e óleo pode-se observar que as curvas são muito mais bem resolvidas em comparação com o sistema não neutralizado. De fato, o formato das curvas e a separação entre as mesmas é bem similar aos que correspondem ao modelo constituído da mesma formação, mas sem o tubo de aço no sistema (figura 12). É perceptível que a similaridade entre as curvas da figura 11 e da figura 12 deteriora com o tempo, especialmente quando o tempo superior a $1 \mu\text{s}$. Vide 1211 na figura 12. Essa é outra confirmação da dificuldade na detecção de limite entre água e óleo localizado profundamente, visto que nesse caso a informação sobre a posição limite pode ser extraída apenas posteriormente.

De forma similar, combina-se as curvas da figura 9 e da figura 10 de acordo com a equação (3) para sintetizar a resposta de transiente neutralizado para receptores espaçados por 2 e 4 metros. O resultado é apresentado por 1301 na figura 13. Pela comparação das curvas neutralizadas a partir da figura 13 com as curvas 1401 que correspondem ao caso "sem tubo" (figura 14) observa-se um aumento significativo da janela de tempo (para pelo menos $5 \mu\text{s}$) quando a similaridade entre as curvas ocorre. Isso claramente indica que o par neutralizado de bobinas com espaçamento de 2 a 4 metros é superior ao par neutralizado de 1 e 2 metros.

A fim de amplificar uma resolução do sistema transiente adicionalmente uma terceira modalidade que utiliza uma combinação de um sistema de neutralização de três bobinas e proteção de cobre. Uma proteção de cobre é considerada como cobrindo todo o espaço entre o transmissor e os receptores (cerca de 7 metros de comprimento) e sendo espessa o suficiente (acoplamento mm) para impedir a penetração de correntes oscilantes

no tubo de aço. Informação adicional sobre a proteção de cobre pode ser encontrada em Itskovich '381.

Para se provar a eficiência da proteção de cobre foi realizada a modelagem matemática da resposta neutralizada para o sistema com proteção de cobre cercada pela formação descrita anteriormente. A modelagem é realizada para o limite de água e óleo localizado a 8 metros do sistema transiente, que representa mais um desafio do que um modelo com limite a 4 metros, visto que foi destacado anteriormente que quanto maior a distância para o limite, maior o tempo quando esse limite pode ser detectado.

Resultados para receptores neutralizados de 1 e 2 metros são apresentados na figura 15, enquanto os resultados de modelagem no caso de par de recebimento de 2 e 4 metros são apresentados na figura 16. Por comparação as curvas da figura 15 (ou figura 16) com as curvas correspondentes da figura 12 (ou figura 14) pode-se observar que uma presença da proteção de cobre no sistema aumenta por um fato de várias vezes uma janela de tempo quando a resposta neutralizada se comporta de forma similar a um caso "sem tubo".

Para quantificar o desempenho dos dois sistemas com e sem a proteção de cobre calcula-se as respostas normalizadas pela divisão de cada resposta de sistema pela resposta correspondente ao sistema que não tem tubo. Nessa anotação normalizada uma leitura de 1 indicaria a identidade de duas respostas. Os resultados dos cálculos são apresentados na figura 17 e na figura 18. Como se pode observar claramente a partir dessas figuras uma proteção de cobre aumenta de forma significativa uma faixa de tempo onde o modelo com um tubo está mais próximo do modelo sem tubo. Assume-se que um desvio tolerável de uma resposta da outra seja de 10%. Então, para o sistema neutralizado curto (figura 17) um aumento da faixa de tempo quando a resposta normalizada excede a leitura de 0,9 é cerca de fator 3 (vide a alteração 1711), enquanto que para o sistema longo (figura 18) é quase o fator 10 (vide a alteração 1811). Isso prova o valor de uma proteção de cobre.

O método da presente descrição foi observado em termos de um

conjunto de fundo de poço transportado em um elemento tubular de perfuração. O método também pode ser praticado utilizando-se dispositivos em um cordão de perfilagem transportado em uma linha de fio. Coletivamente, o conjunto de fundo de furo e um cordão de perfilagem transportado por linha de fio podem ser referidos como conjuntos de furo.

O processamento de dados pode ser realizado por um processador de furo ou um processador de superfície. Implícito ao controle e processamento de dados é o uso de um programa de computador implementado em um meio legível por máquina adequado que permite que o processador realize o controle e processamento. O meio legível por máquina pode incluir ROMs, EPROMs, EAROMs, memórias flash, e/ou discos óticos.

Enquanto a descrição acima é direcionada para várias modalidades preferidas da presente descrição, várias modificações serão aparentes aos versados na técnica possuindo o benefício da presente descrição. Pretende-se que todas as ditas variações dentro do escopo e espírito das reivindicações em anexo sejam englobadas pela presente descrição.

REIVINDICAÇÕES

1. Método de avaliação de uma formação de terra, o método compreendendo:

5 a alteração de uma corrente através de um transmissor em um instrumento eletromagnético em um furo e induzindo uma corrente na formação de terra;

o recebimento de um primeiro sinal transiente resultando da corrente induzida em um primeiro receptor e um segundo sinal transiente em um segundo receptor no instrumento, o primeiro sinal transiente e o segundo
10 sinal transiente incluindo efeitos de um corpo condutor do instrumento; e

a utilização do primeiro sinal e do segundo sinal para estimativa de uma distância para uma interface na formação de terra, a estimativa sendo substancialmente não afetada pelo corpo condutor.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, em que a estimativa
15 da distância compreende adicionalmente a utilização de um fator de ganho derivado das medições de calibragem feitas pelo primeiro receptor e pelo segundo receptor.

3. Método de acordo com a reivindicação 1, em que a estimativa da distância compreende adicionalmente a seleção de impulsos magnéticos
20 do primeiro receptor e do segundo receptor como uma função de uma distância do transmissor para o primeiro receptor e uma distância do transmissor para o segundo receptor.

4. Método de acordo com a reivindicação 1, compreendendo adicionalmente o posicionamento de uma proteção condutora no instrumento
25 entre o transmissor e os receptores.

5. Método de acordo com a reivindicação 1, compreendendo adicionalmente a utilização do instrumento em um furo onde um eixo geométrico longitudinal do instrumento é inclinado em um ângulo de menos de cerca de 45° com relação à interface.

30 6. Método de acordo com a reivindicação 2, compreendendo adicionalmente a realização de medições de calibragem com o instrumento em um meio substancialmente homogêneo.

7. Método de acordo com a reivindicação 1, compreendendo adicionalmente o transporte de instrumento eletromagnético em um conjunto de fundo de poço (BHA) para dentro de um furo, o método compreendendo adicionalmente a utilização de uma distância determinada para controlar uma direção de perfuração do BHA.

8. Método de acordo com a reivindicação 1, em que a interface é selecionada a partir de: (i) um limite de leito e (ii) uma interface entre dois fluidos.

9. Aparelho configurado para avaliar uma formação de terra, o aparelho compreendendo:

um instrumento eletromagnético possuindo um corpo condutor configurado para ser transportado para dentro de um furo;

pelo menos um processador configurado para alterar uma corrente em um transmissor no instrumento;

um primeiro receptor configurado para receber um primeiro sinal transiente resultando da corrente induzida na formação que responde à mudança na corrente no transmissor; e

um segundo receptor configurado para receber um segundo sinal transiente resultando da corrente induzida;

em que o primeiro sinal e o segundo sinal incluem efeitos do corpo condutor e em que o pelo menos um processador é adicionalmente configurado para estimar uma distância para uma interface na formação de terra, a estimativa sendo substancialmente não afetada pelo corpo condutor.

10. Aparelho de acordo com a reivindicação 9, em que o pelo menos um processador é adicionalmente configurado para estimar a distância pela utilização de um fator de ganho derivado das medições de calibragem feitas pelo primeiro receptor e pelo segundo receptor.

11. Aparelho de acordo com a reivindicação 9, em que os impulsos magnéticos do primeiro receptor e do segundo receptor são selecionados como uma função de uma distância do transmissor para o primeiro receptor e uma distância do transmissor para o segundo receptor.

12. Aparelho de acordo com a reivindicação 1, compreendendo

adicionalmente uma proteção condutora no instrumento entre o transmissor e os receptores, a proteção condutora configurada para reduzir o efeito do corpo condutor no primeiro sinal e no segundo sinal.

5 13. Aparelho de acordo com a reivindicação 10, em que o pelo menos um processador é adicionalmente configurado para utilizar um fator de ganho derivado a partir das medições de calibragem com o instrumento em um meio substancialmente homogêneo.

10 14. Aparelho de acordo com a reivindicação 9, em que o instrumento eletromagnético é configurado para ser transportado em um conjunto de fundo de poço (BHA) para dentro de um furo, e em que o pelo menos um processador é adicionalmente configurado para utilizar a distância determinada para controlar uma direção de perfuração do BHA.

15 15. Aparelho de acordo com a reivindicação 9, em que a interface é selecionada a partir de: (i) um limite de leito, e (ii) uma interface entre dois fluidos.

16. Meio legível por computador acessível a pelo menos um processador, o meio legível por computador incluindo instruções que permitem que o pelo menos um processador estime uma distância para uma interface em uma formação de terra utilizando:

20 um primeiro sinal transiente em um primeiro receptor resultando de uma corrente induzida na formação de terra produzida por um sinal transiente em um transmissor em um instrumento eletromagnético; e

um segundo sinal transiente em um segundo receptor resultando da corrente induzida;

25 em que o primeiro sinal transiente e o segundo sinal transiente incluindo os efeitos de um corpo condutor do instrumento e em que a estimativa é substancialmente não afetada pelo corpo condutor.

30 17. Meio legível por computador de acordo com a reivindicação 16, compreendendo adicionalmente pelo menos um dentre: (i) uma ROM, (ii) uma EPROM, (iii) uma EAROM, (iv) uma memória flash, e (v) um disco ótico.

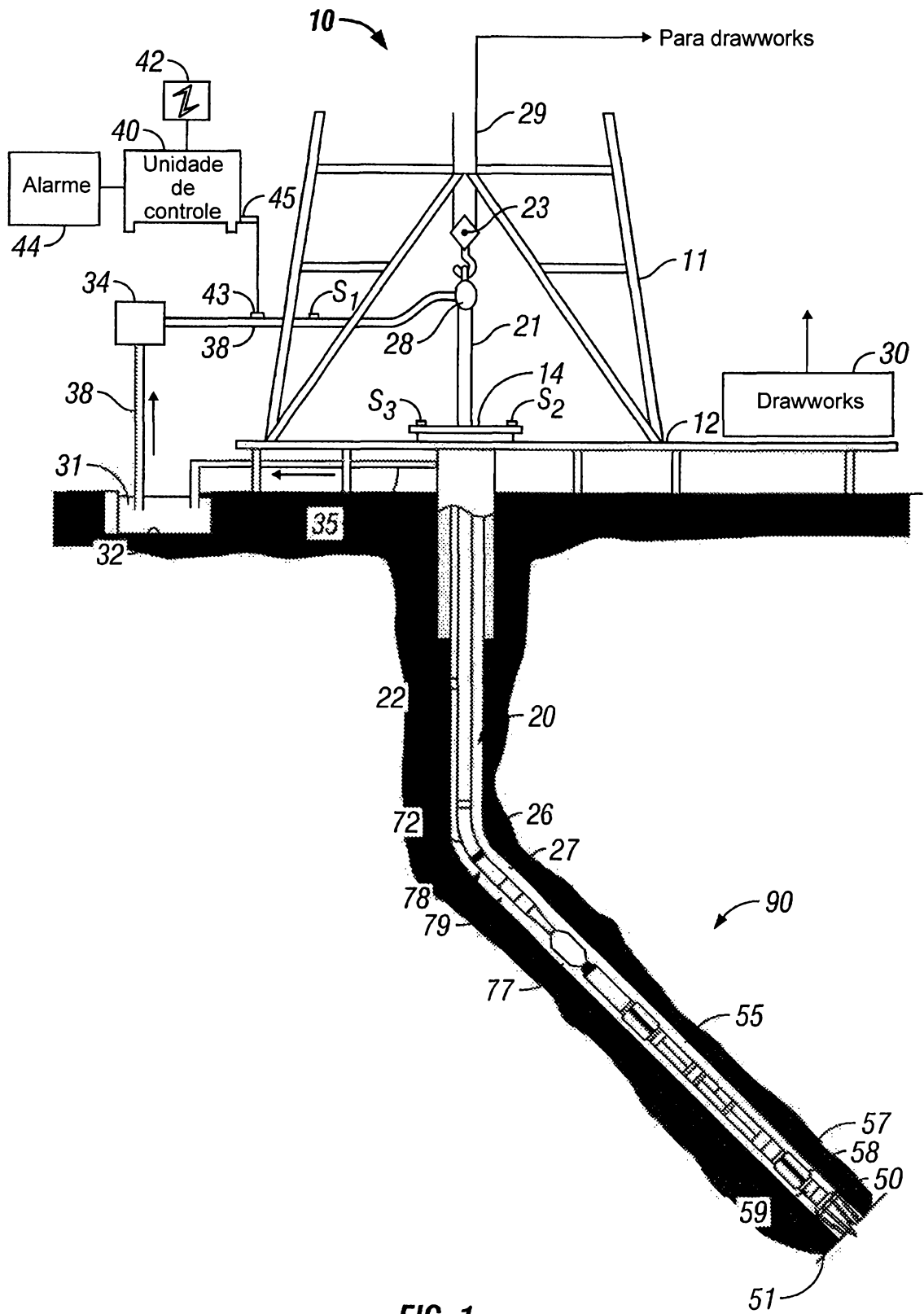


FIG. 1

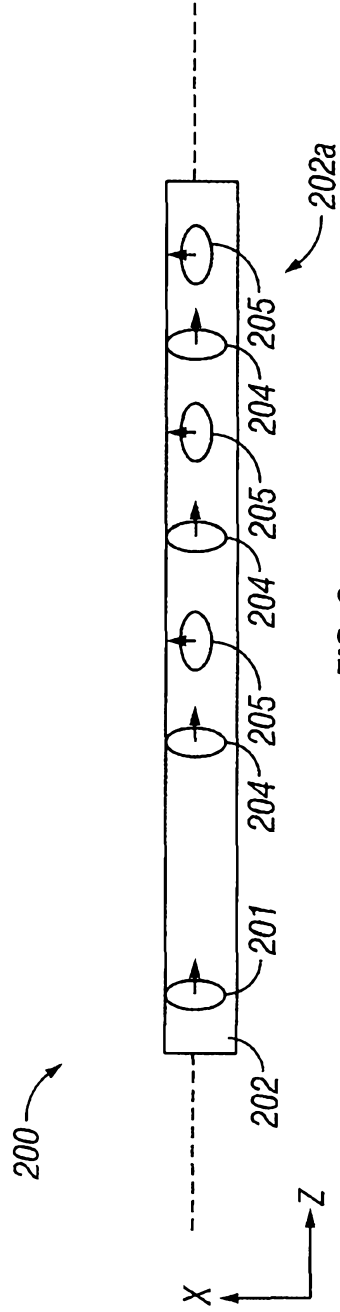


FIG. 2
(Técnica Anterior)

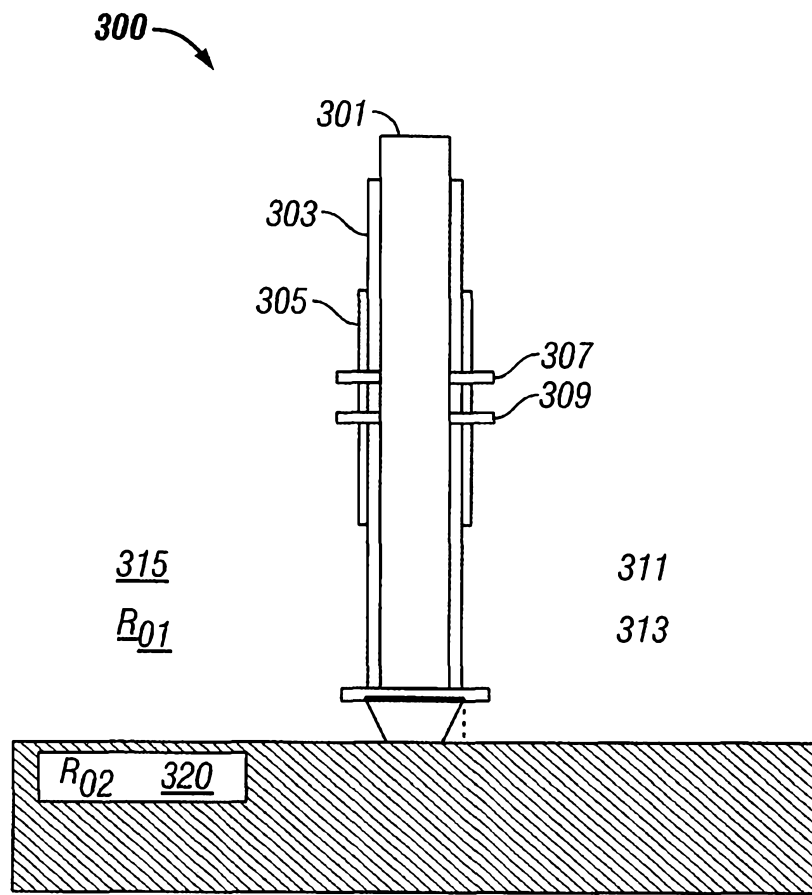


FIG. 3
(Técnica Anterior)

415 ↗

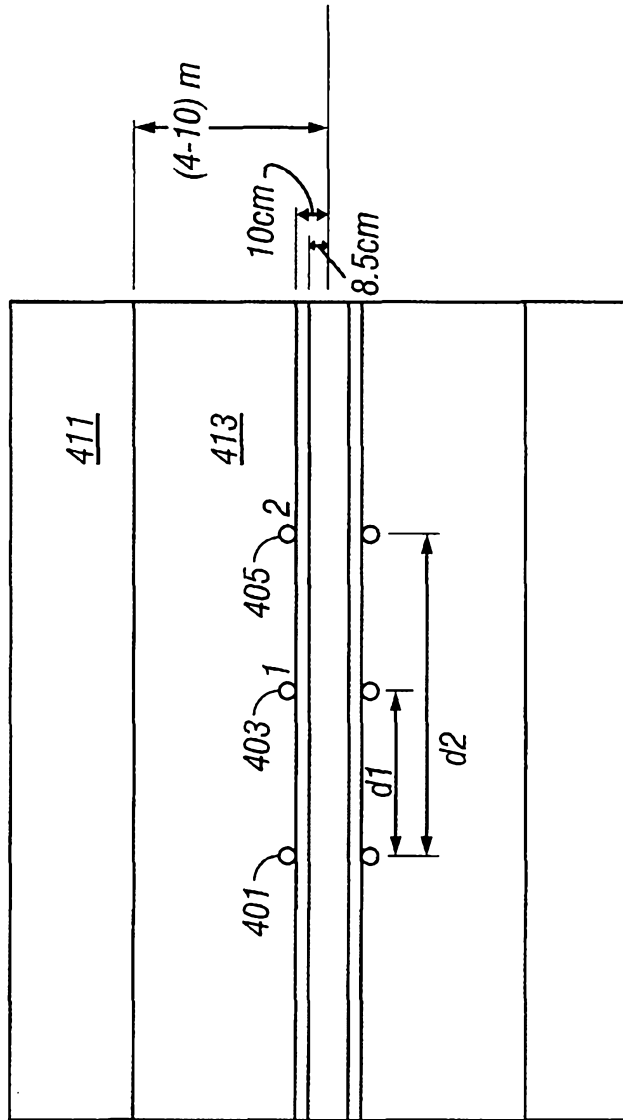


FIG. 4

Resultados de modelagem para espaçamento de 0,5 metro

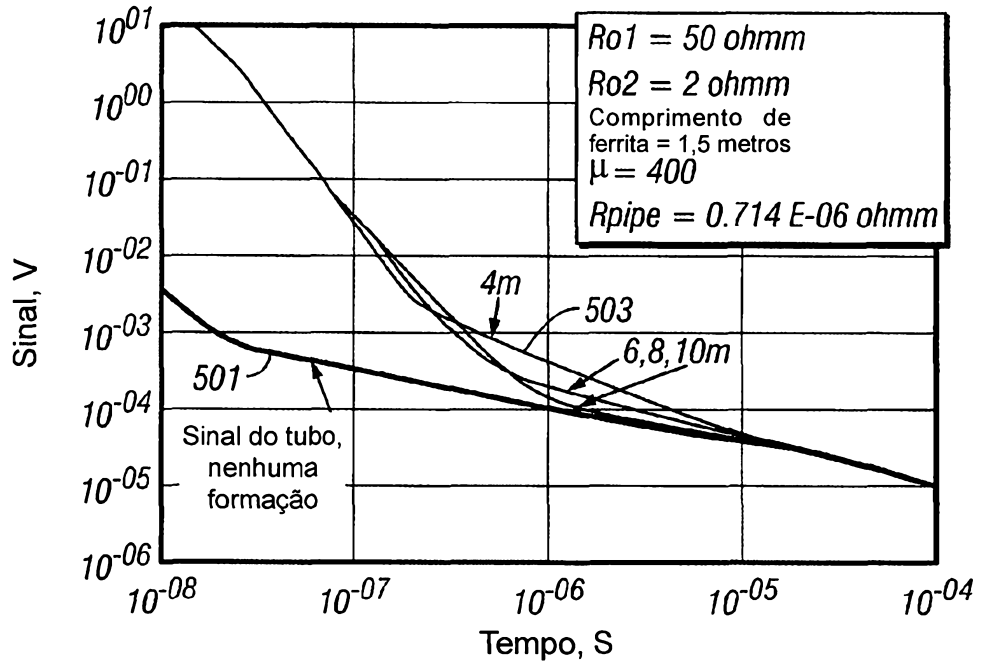


FIG. 5

Resultados de modelagem para espaçamento de 0,2 metro

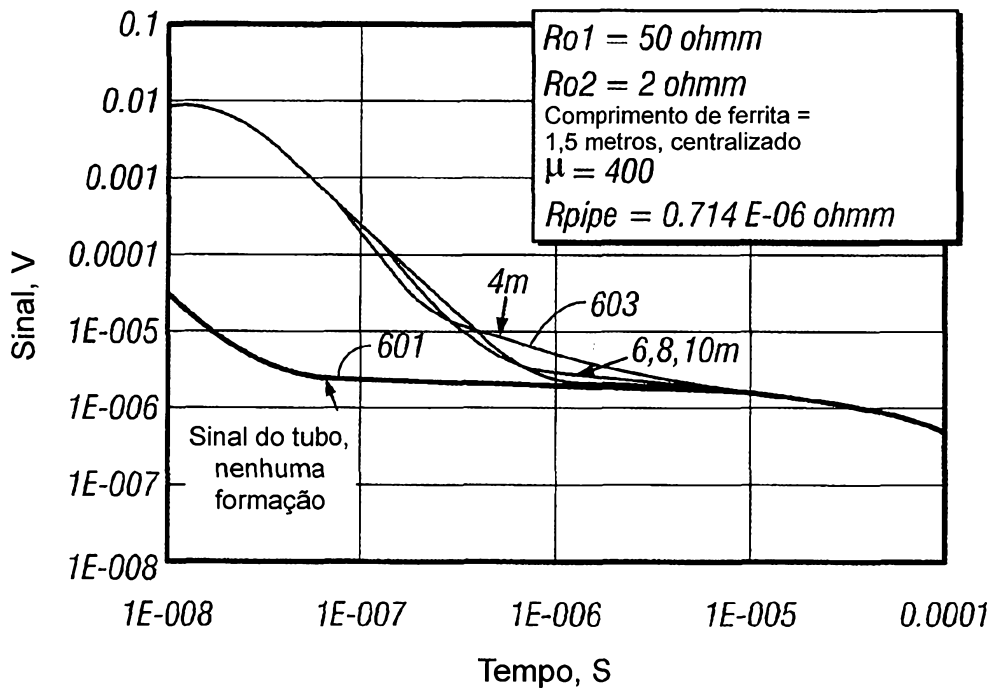


FIG. 6

Resultados de modelagem para espaçamentos de 0,5 e 2 metros combinados

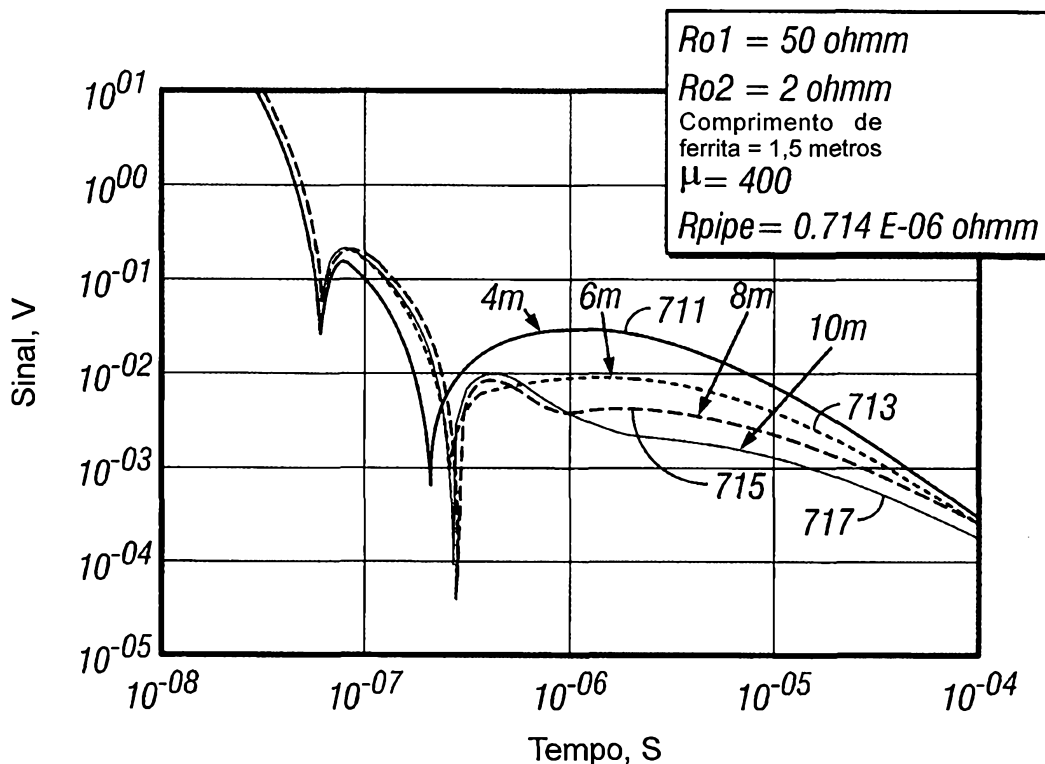


FIG. 7

Sinal transiente, tubo de aço com espaçamento de 1,0 metro

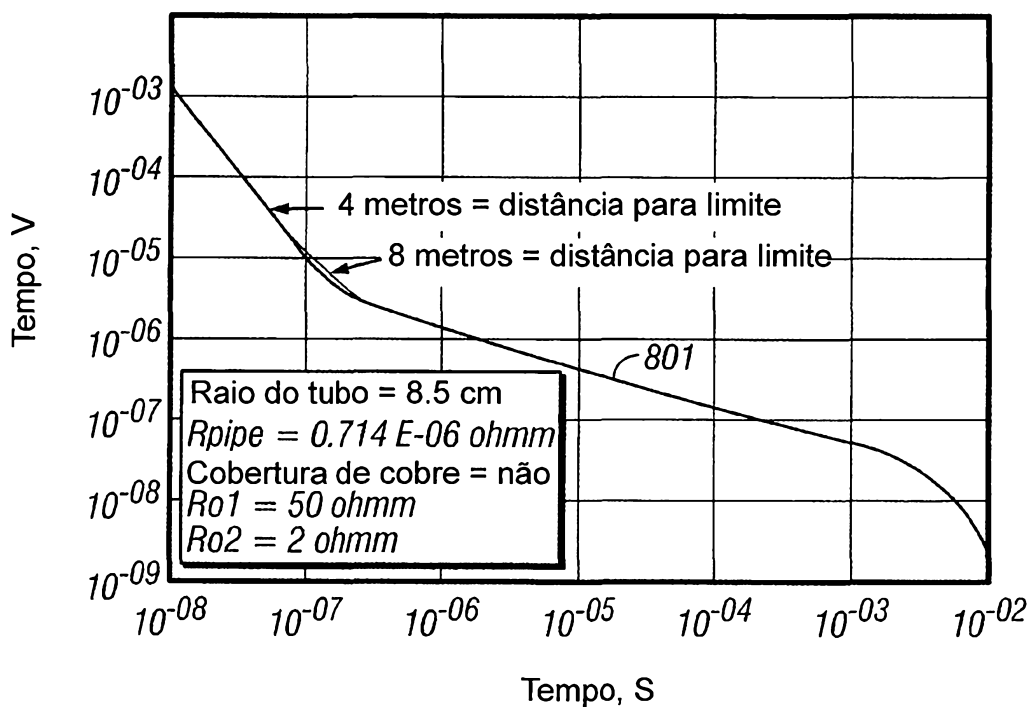


FIG. 8

Sinal transiente, tubo de aço de espaçamento de 2 metros

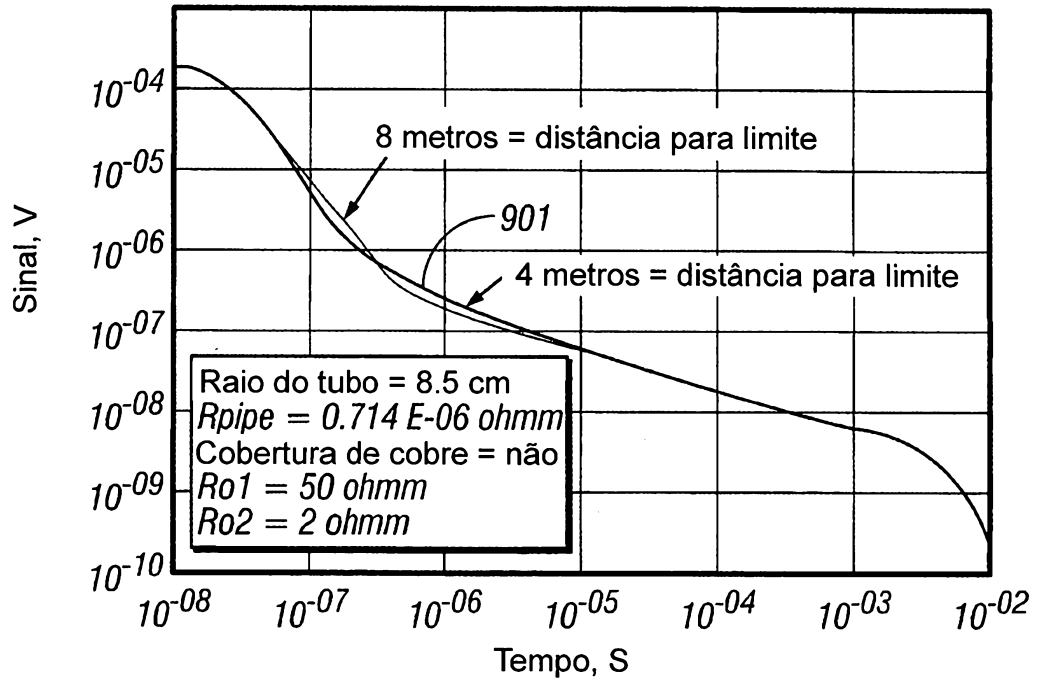


FIG. 9

Sinal transiente, tubo de aço de espaçamento de 4 metros

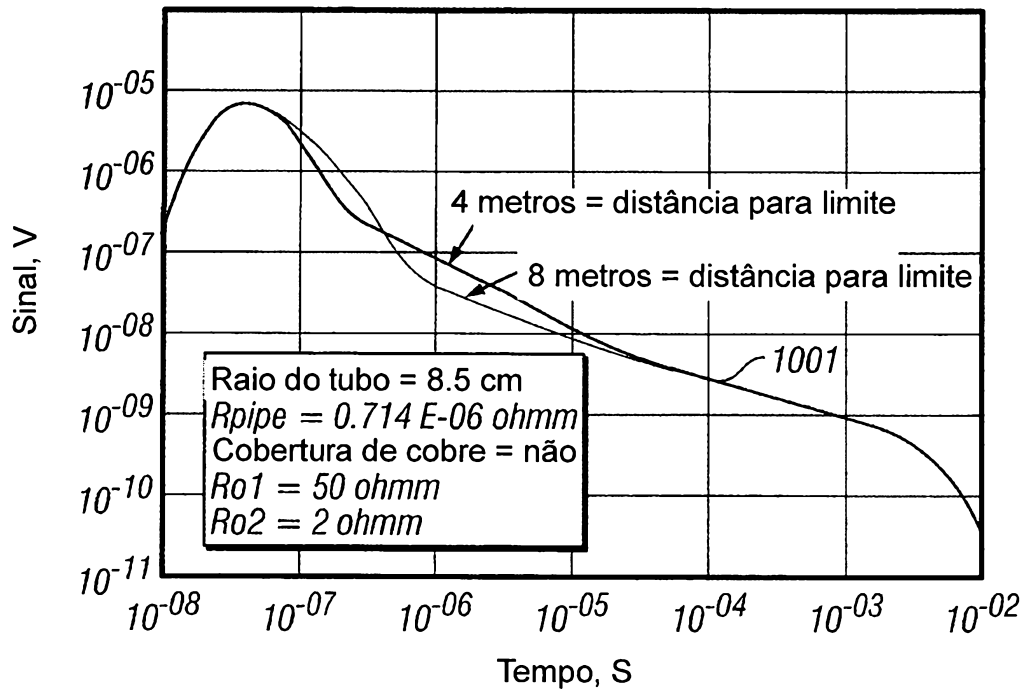


FIG. 10

Sinal bucked transiente, tubo de aço de 1 e 2 metros de espaçamento

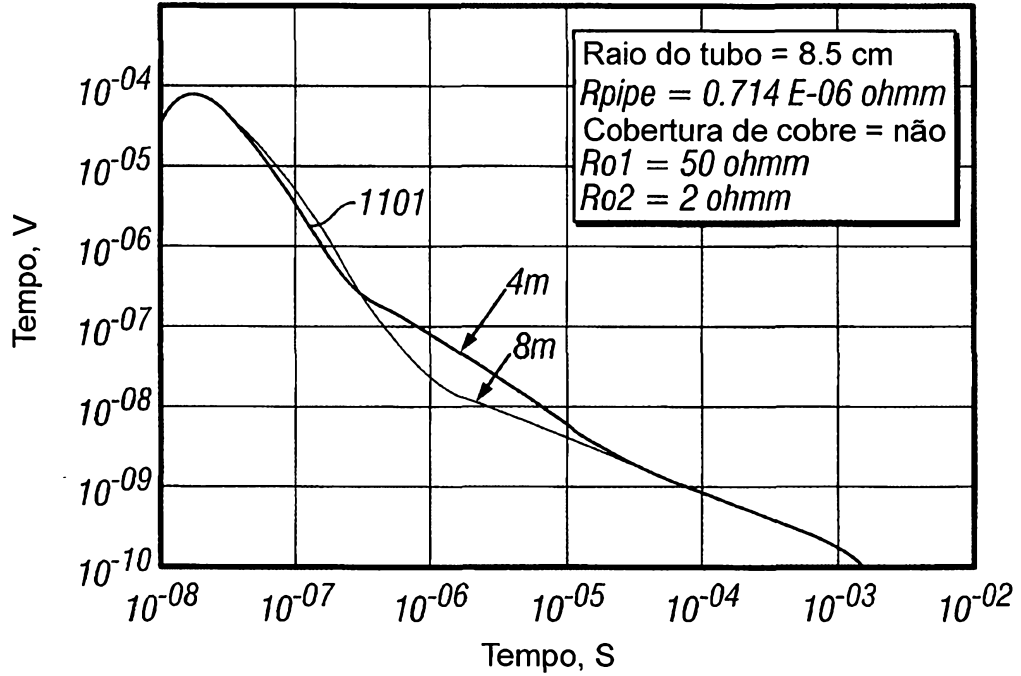
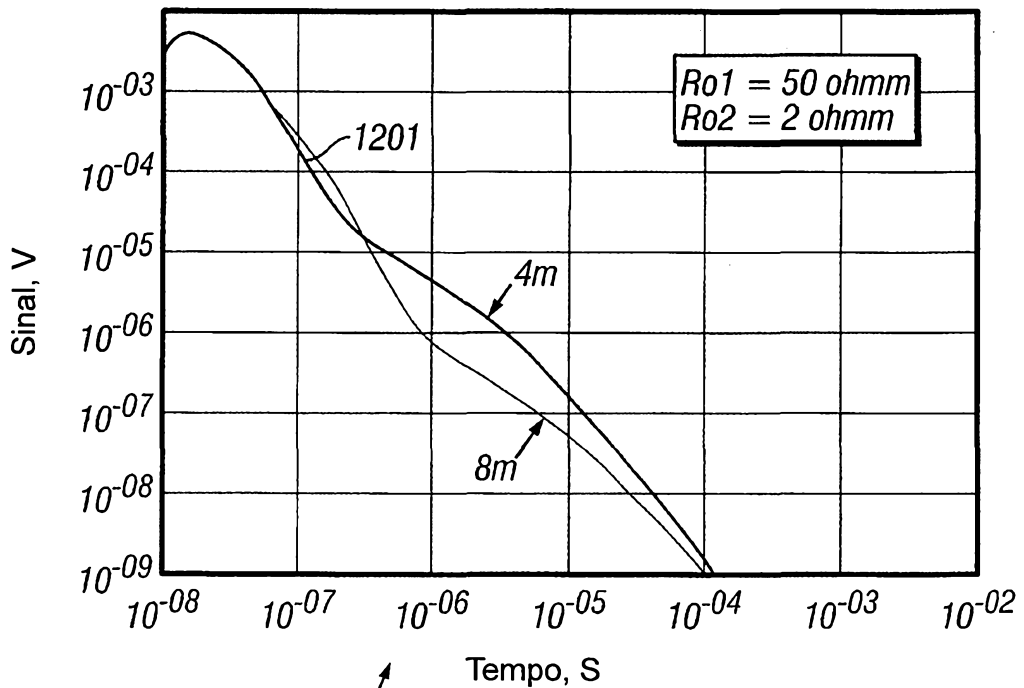


FIG. 11

Ssinal bucked transiente, tubo de aço de 1 e 2 metros de espaçamento



1211 ↗

FIG. 12

Sinal bucked transiente, tubo de aço de 2 e 4 metros de espaçamento

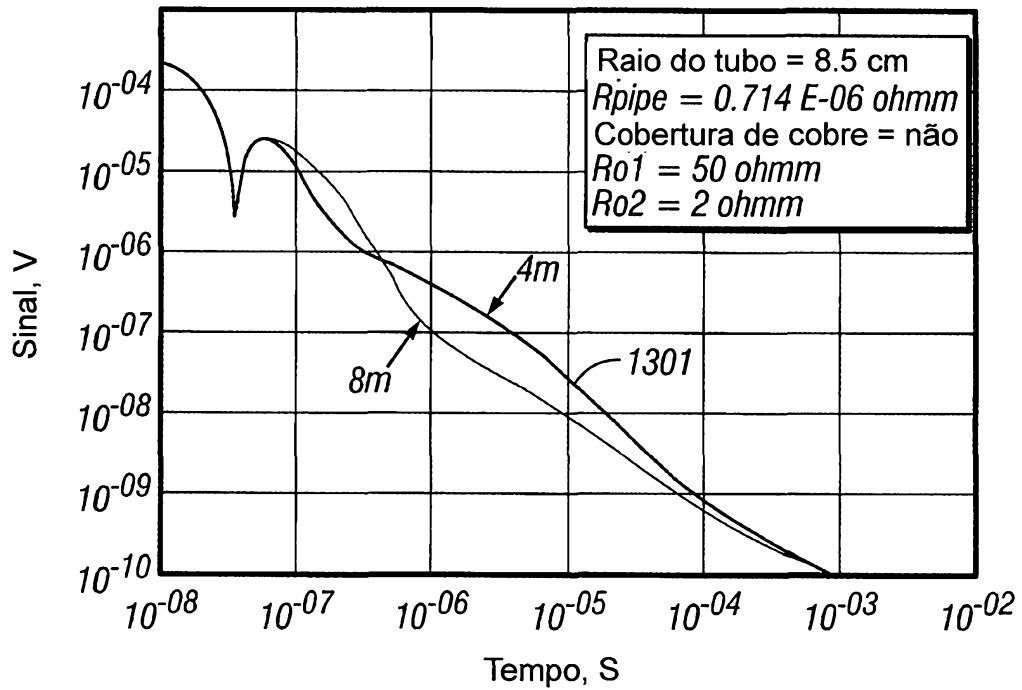


FIG. 13

Sinal bucked transiente, nenhum tubo, espaçamento de 2 e 4 metros

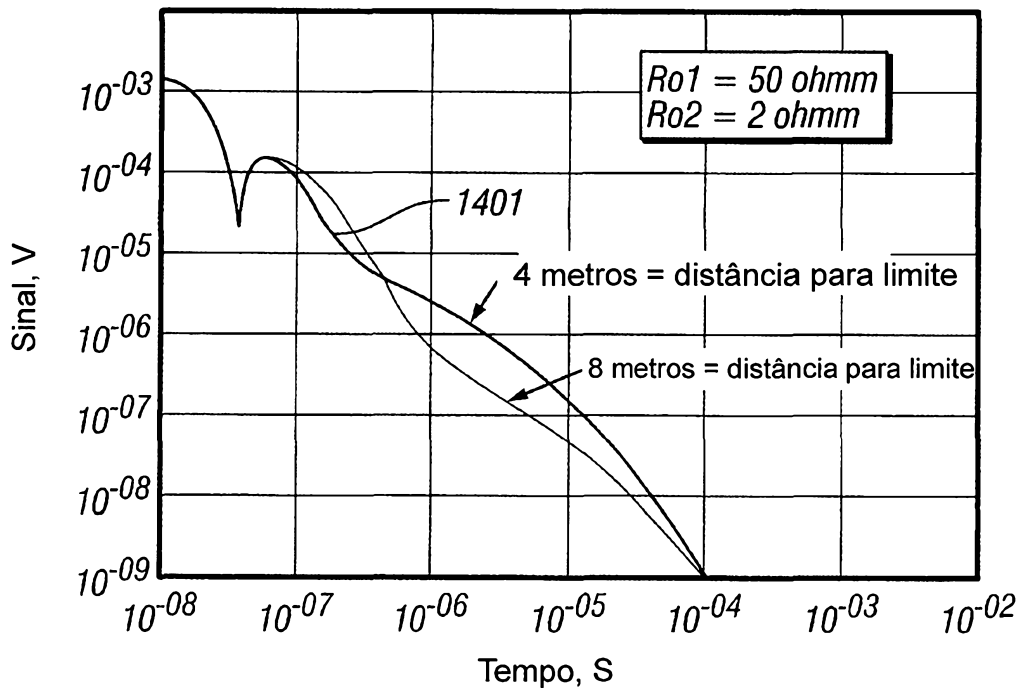


FIG. 14

Sinal bucked transiente, proteção de cobre de 1 e 2 metros de espaçamento

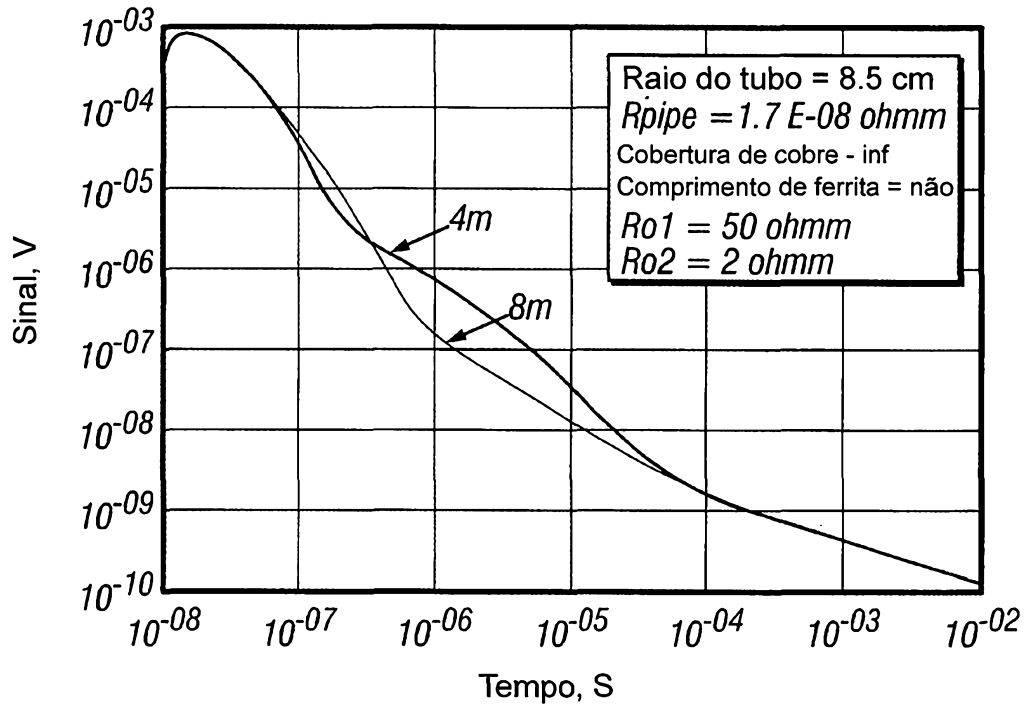


FIG. 15

Sinal bucked transiente, proteção de cobre de 2 e 4 metros de espaçamento

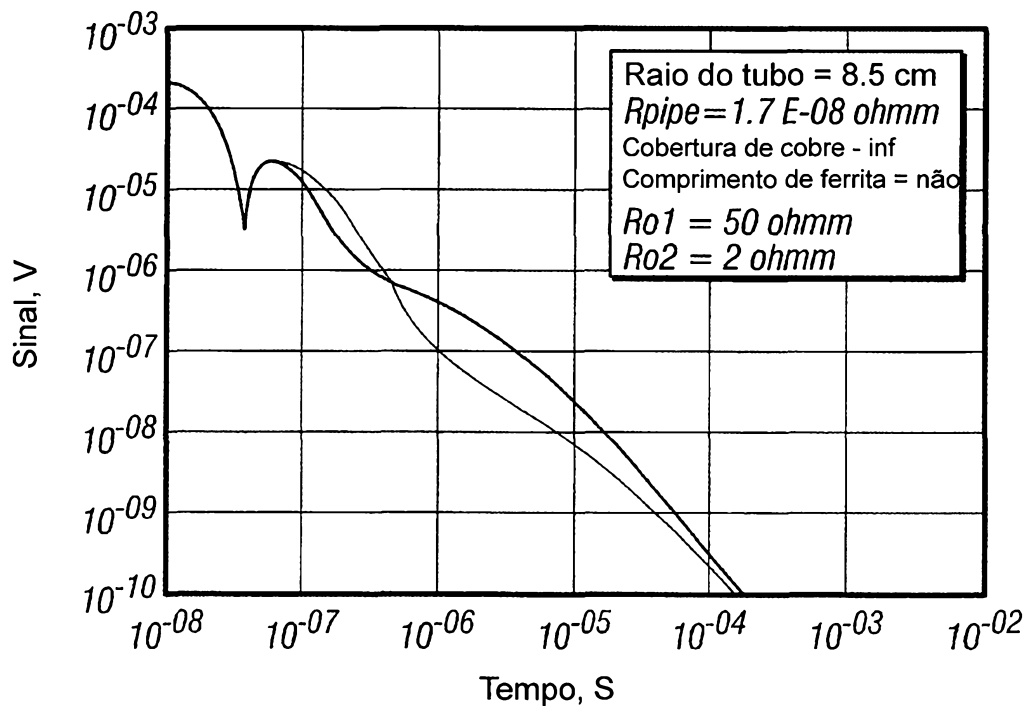


FIG. 16

Comparação de respostas: tubo com proteção de cobre X tubo sem proteção
distância para limite – 8 metros

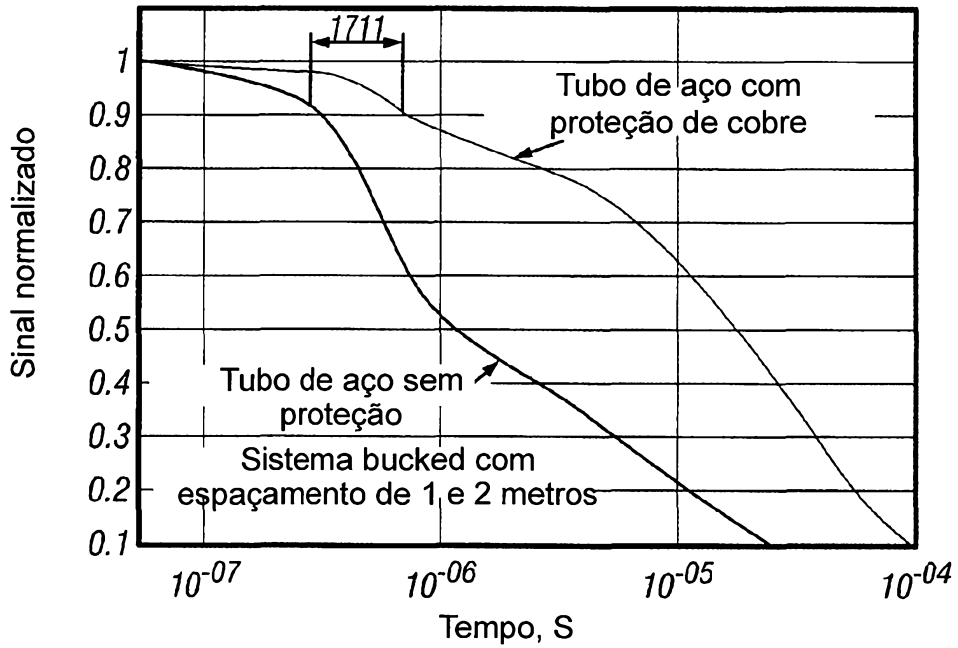


FIG. 17

Comparação de respostas: tubo com proteção de cobre X tubo sem proteção
distância para limite – 8 metros

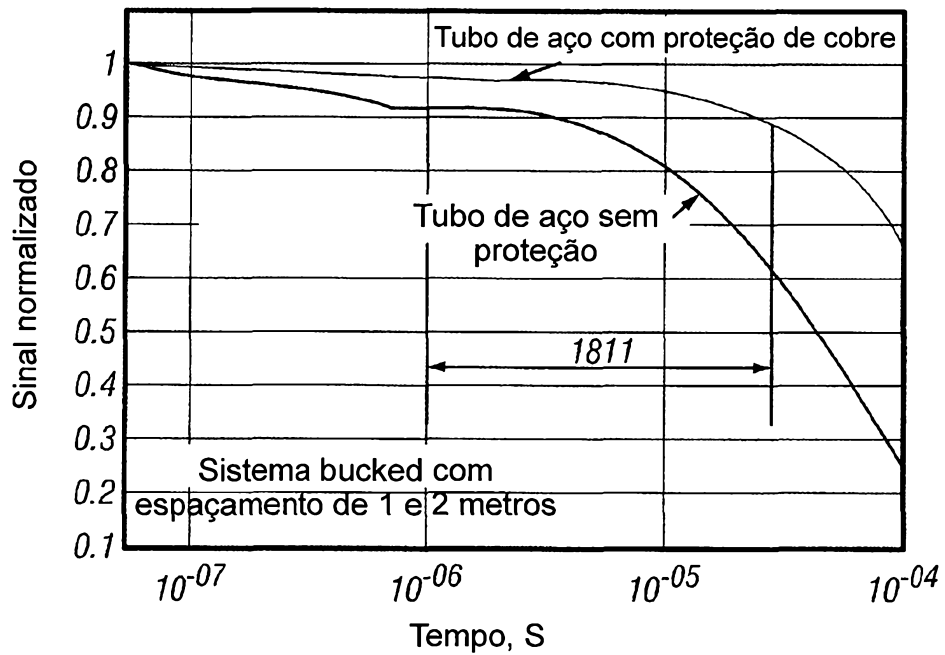


FIG. 18