



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

(11) BR 112016016442-3 B1



(22) Data do Depósito: 13/01/2015

(45) Data de Concessão: 03/03/2022

(54) Título: MÉTODO E APARELHO PARA DETERMINAR UM PARÂMETRO DE INTERESSE TAIS COMO IMPEDÂNCIA ACÚSTICA, VELOCIDADE DE SOM E DENSIDADE DE UM FLUIDO DE INTERIOR DE POÇO

(51) Int.Cl.: E21B 47/00; E21B 49/08; G01V 1/40; G01V 1/48.

(30) Prioridade Unionista: 21/01/2014 US 14/160,084.

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

(72) Inventor(es): ROCCO DIFOGGIO.

(86) Pedido PCT: PCT US2015011141 de 13/01/2015

(87) Publicação PCT: WO 2015/112373 de 30/07/2015

(85) Data do Início da Fase Nacional: 15/07/2016

(57) Resumo: SENSOR APENAS DE REFLEXÃO PARA IMPEDÂNCIA ACÚSTICA, VELOCIDADE DE SOM E DENSIDADE DE FLUIDO Trata-se de métodos, sistemas e dispositivos para estimar um parâmetro de interesse de um fluido de interior de poço. Os métodos podem incluir usar pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos, incluindo um primeiro meio e um segundo meio que têm diferentes impedâncias acústicas e em que cada um tem uma face correspondente imersa no fluido de interior de poço. Os métodos podem incluir usar uma reflexão de um pulso acústico de uma interface de sólido-líquido na face correspondente do primeiro meio e do segundo meio para estimar o parâmetro de interesse. A velocidade de som e a impedância acústica do primeiro meio e a velocidade de som e a impedância acústica do segundo meio podem, cada uma, ser diferentes de uma velocidade de som e uma impedância acústica do fluido e entre si. O parâmetro de interesse pode ser estimado independentemente de um tempo de voo no fluido de interior de poço de quaisquer pulsos acústicos.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para
**“MÉTODO E APARELHO PARA DETERMINAR UM PARÂMETRO
DE INTERESSE TAIS COMO IMPEDÂNCIA ACÚSTICA,
VELOCIDADE DE SOM E DENSIDADE DE UM FLUIDO DE
INTERIOR DE POÇO”.**

Campo da revelação

[0001] A presente revelação refere-se, de modo geral, a ferramentas de poço inacabado e, em particular, a métodos e aparelhos para estimar um parâmetro de interesse de um fluido de interior de poço.

Antecedentes da revelação

[0002] Determinar as propriedades acústicas de fluidos de interior de poço pode ser desejável para diversos tipos de avaliação de interior de poço. Tais propriedades podem ser usadas para caracterizar o fluido em si, ou para uso em métodos para avaliar a formação, o poço inacabado, a carcaça, o cimento ou para operações anteriores ou em andamento no poço inacabado, incluindo exploração, desenvolvimento ou produção.

[0003] Como exemplo, se sabe conduzir uma inspeção acústica de uma carcaça cimentada em um poço inacabado para determinar propriedades específicas relacionadas à carcaça e materiais circundantes. Por exemplo, a ligação entre o cimento e a carcaça pode ser avaliada, ou a força do cimento atrás da carcaça ou a espessura de carcaça podem ser estimadas com o uso de medições de ondas acústicas refletidas, que podem ser, de modo geral, denominadas perfilagem de ligação de cimento de carcaça. Para muitas dessas técnicas, é desejável que variações em fluidos que preenchem o poço inacabado (por exemplo, fluido de perfuração) sejam compensadas, visto que o processamento convencional é altamente sensível às propriedades do fluido de perfuração.

[0004] Dessa forma, várias técnicas são atualmente empregadas para determinar parâmetros de fluido que afetam as medições acústicas, como impedância acústica e velocidade de som, a fim de interpretar os dados de reflexão acústica. Tradicionalmente, o tempo de voo dos sinais acústicos foi usado para determinar a velocidade de som e medições adicionais podem ser usadas para estimar pelo menos uma dentre a impedância acústica e a densidade do fluido.

Sumário da revelação

[0005] Em aspectos, a presente revelação é relacionada a métodos e aparelhos para estimar pelo menos um parâmetro de interesse de um fluido de interior de poço em relação a uma formação de terra atravessada por um poço inacabado.

[0006] Uma modalidade de método geral de acordo com a presente revelação pode incluir estimar pelo menos um parâmetro de interesse de um fluido de interior de poço com o uso de uma montagem acústica que compreende pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos, em que um primeiro meio dos pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos tem uma impedância acústica que é diferente de uma impedância acústica de um segundo meio dos pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos, e em que cada um dentre o primeiro meio e o segundo meio tem uma face correspondente imersa no fluido de interior de poço, cuja impedância acústica não é igual a nenhum dos meios sólidos. Os métodos podem incluir usar uma reflexão de um pulso acústico de uma interface de sólido-líquido na face correspondente do primeiro meio e do segundo meio para estimar o parâmetro de interesse. O pulso acústico pode ser propagado nos pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos. O primeiro meio tem uma velocidade de som que é diferente de uma velocidade de som do segundo meio, que são, ambas, diferentes da velocidade de som do fluido de perfuração.

A velocidade de som e a impedância acústica do primeiro meio e a velocidade de som e a impedância acústica do segundo meio são, ambas, diferentes da velocidade de som e da impedância acústica do fluido.

[0007] Os métodos podem incluir estimar o parâmetro de interesse independentemente de um tempo de voo no fluido de interior de poço do pulso acústico e quaisquer outros pulsos acústicos. Os métodos podem incluir transmitir o pulso acústico para os meios sólidos com o uso de um transdutor acústico. Os métodos podem incluir usar o transdutor acústico para transmitir o pulso acústico para os meios sólidos através de uma segunda face correspondente de cada um dentre o primeiro meio e o segundo meio. O pulso acústico pode ser transmitido através da segunda face correspondente de cada um dentre o primeiro meio e o segundo meio simultaneamente.

[0008] A segunda face pode não estar em contato com o fluido de poço inacabado. O transdutor acústico pode não estar em contato com o fluido de poço inacabado. O transdutor acústico pode compreender um único transdutor acústico e os métodos podem incluir transmitir o pulso acústico apenas com o do único transdutor acústico. A montagem acústica pode incluir um cilindro circular substancialmente direito. Cada um dentre o primeiro meio e o segundo meio pode compreender um cilindro substancialmente pela metade e em que cada face compreende um semicírculo. O parâmetro de interesse pode ser pelo menos um dentre: i) velocidade de som do fluido de interior de poço; ii) impedância acústica do fluido de interior de poço; e iii) densidade do fluido de interior de poço.

[0009] As modalidades de aparelho podem incluir um portador configurado para ser transportado para um poço inacabado; uma ferramenta de perfilagem montada no portador, em que a ferramenta de perfilagem inclui uma montagem acústica que compreende pelo

menos dois meios de transmissão acústica sólidos, em que um primeiro meio dos pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos tem uma impedância acústica que é diferente de uma impedância acústica de um segundo meio dos pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos e em que a ferramenta de perfilagem é configurada de modo que quando o poço inacabado é preenchido com o fluido de interior de poço, cada um dentre o primeiro meio e o segundo meio tenha uma face correspondente imersa no fluido de interior de poço; e um processador configurado para usar uma reflexão de um pulso acústico da interface de sólido-líquido na face correspondente do primeiro meio e do segundo meio para estimar o parâmetro de interesse. O aparelho pode ser adicionalmente configurado para executar as modalidades de método conforme descrito no presente documento. Por exemplo, o processador pode ser configurado para executar os métodos descritos acima.

[00010] As modalidades adicionais podem incluir um produto de meio legível por computador não transitório que tem instruções em si que, quando executadas, fazem com que o pelo menos um processador realize um método conforme descrito acima. O produto de meio legível por computador não transitório pode incluir pelo menos um dentre: (i) uma ROM, (ii) uma EPROM, (iii) uma EEPROM, (iv) uma memória flash ou (v) um disco óptico.

[00011] Os exemplos de alguns recursos da revelação podem ser resumidos de modo consideravelmente amplo no presente documento a fim de que a descrição detalhada dos mesmos a seguir possa ser mais bem entendida e a fim de que as contribuições que os mesmos representam para a técnica possam ser observadas.

Breve descrição dos desenhos

[00012] Para uma compreensão detalhada da presente descrição, deve-se fazer referência à descrição detalhada das modalidades a

seguir, tomadas em conjunto com os desenhos em anexo, nos quais aos elementos semelhantes são fornecidos números similares, em que:

[00013] As Figuras 1A e 1B mostram um dispositivo de acordo com as modalidades da presente revelação;

[00014] A Figura 2 é um diagrama esquemático de um sistema de perfuração exemplificativo 200 de acordo com uma modalidade da revelação;

[00015] A Figura 3 ilustra uma ferramenta de cabo de aço de acordo com as modalidades da presente revelação em comunicação com a formação;

[00016] A Figura 4 ilustra uma ferramenta de perfilagem acústica de acordo com as modalidades da presente revelação.

Descrição detalhada

[00017] Em aspectos, essa revelação se refere à estimativa de um parâmetro de interesse de um fluido de interior de poço em uma formação de terra atravessada por um poço inacabado. O pelo menos um parâmetro de interesse pode incluir, mas sem limitações, uma ou mais dentre: (i) velocidade de som do fluido, (ii) impedância acústica do fluido, (iii) densidade do fluido.

[00018] Várias técnicas foram usadas para analisar os fluidos de interior de poço. Essas técnicas podem incluir o uso de instrumentos para obter informações relacionadas a um parâmetro de interesse em conjunto com as câmaras de amostra que armazenam o fluido amostrado para análise ou câmaras de amostra que permitem que o fluido passe através (continuamente, ou como direcionado por um controle de fluxo) para amostragem, ou como montado em um exterior de um corpo de ferramenta de uma ferramenta de interior de poço. Os sistemas exemplificativos podem usar um gerador de sinal e sensor (que podem ser combinados; por exemplo, um transdutor) para

determinar a impedância acústica. No método de tempo de voo bem conhecido, a velocidade de som, c , de um fluido pode ser determinada dividindo-se o tempo de deslocamento do sinal através do fluido pela distância que o sinal percorreu através do fluido.

[00019] É desejável reduzir o tamanho do aparelho de medição em uma ferramenta de interior de poço, particularmente ferramentas de Medição Durante Perfuração (“MWD”) e Perfilagem Durante a Manobra (“LWT”). As considerações de projeto para instrumentos usados em ferramentas de MWD e LWT são particularmente exigentes em termos de especificações dimensionais. Várias trocas podem ser aceitas em termos de projeto. Como exemplo, um sensor menor pode ser obtido através do uso de um transdutor de frequência superior, porém, os fluidos de perfuração tendem a ser cheios de partículas que causam uma atenuação de sinal drástica no fluido com uma frequência crescente. Para um fluido de perfuração carregado de partículas, de acordo com configurações particulares, um limite superior para frequência pode ser 250 kHz ou 500 kHz para transmissão com uma atenuação aceitável através de aproximadamente 25 mm de lama de perfuração. Dessa forma, configurar um instrumento de tempo de voo tradicional para uso em uma ferramenta de MWD ou LWT ou em outras aplicações de interior de poço com restrição de espaço pode ser problemático dependendo do fluido de perfuração. Os métodos tradicionais podem incluir colocar um transdutor em uma face de um cilindro sólido (“haste de amortecimento”) e colocar a outra face em contato com o fluido para permitir a estimativa de impedância de fluido, porém, essa abordagem também exigiria uma calibragem memorizada no ar na superfície em vez de uma calibragem de interior de poço.

[00020] Os aspectos da presente revelação incluem um instrumento apenas de reflexão para estimar a impedância acústica, a velocidade de som e a densidade de fluido de interior de poço (por exemplo, fluido

de perfuração); a análise de tempo de voo pode, portanto, ser evitada com esse instrumento. Um transdutor acústico pode ser colocado através de uma emenda na face de um cilindro dividido ao longo de seu eixo geométrico, em que cada metade de cilindro pode ter uma impedância acústica e/ou velocidade de som diferentes. A impedância de fluido é determinada em relação à razão das intensidades de reflexão perpendiculares de cada metade, o que faz com que o sensor se autocalibre no interior de poço. Dois outros transdutores acústicos podem ser colocados nos lados de cada metade de cilindro a um ângulo relativo às suas faces de extremidade imersas em fluido para aproveitar o fato de que a intensidade de reflexão de relance depende *tanto* da velocidade de som quanto da impedância. Dessa forma, a velocidade de som de fluido pode ser determinada a partir de duas intensidades de reflexão de relance sem realizar nenhuma medição em nenhuma onda sonora que possa ser transmitida para o fluido. Ou seja, pode não haver nenhum pulso acústico transmitido através do fluido, ou o pulso transmitido pode ser ignorado (por exemplo, não medido). Portanto, transdutores de alta frequência muito pequenos podem ser usados sem nenhuma preocupação a respeito da atenuação acústica do fluido de perfuração. A densidade de fluido pode ser obtida dividindo-se a impedância acústica de fluido pela velocidade de som de fluido.

[00021] As modalidades de dispositivo podem incluir uma montagem acústica que compreende pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos, em que um primeiro meio dos pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos tem uma impedância acústica que é diferente de uma impedância acústica de um segundo meio dos pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos. As modalidades de método podem incluir determinar um parâmetro de interesse de um fluido de interior de poço com o uso da

montagem acústica, em que cada um dentre o primeiro meio e o segundo meio tem uma face correspondente imersa no fluido de interior de poço. Os métodos podem incluir usar uma reflexão de um pulso acústico de uma interface de sólido-líquido na face correspondente do primeiro meio e do segundo meio para estimar o parâmetro de interesse.

[00022] As Figuras 1A e 1B mostram um dispositivo de acordo com modalidades da presente revelação. A perspectiva da Figura 1A é desviada 90 graus daquela da Figura 1B. O dispositivo 100 compreende uma montagem acústica 110 que inclui dois meios de transmissão acústica 102 e 103 produzidos de diferentes materiais. Cada um dos meios pode ser um meio sólido, isto é, um meio que, quando não constringido, retém seu formato pelo menos a médio prazo. As modalidades alternativas podem incluir mais do que dois meios. Em uma primeira extremidade do primeiro e do segundo meio 102, 103 (próximas ao fluido) há uma face correspondente (120 e 130, respectivamente) dos meios 102, 103. O dispositivo 100 é configurado de modo que cada face correspondente seja imersa no fluido de poço inacabado 101 para a operação.

[00023] Um transdutor acústico 150 é posicionado em uma extremidade dos meios oposta à primeira extremidade e configurado para fornecer um pulso acústico (não mostrado) que se propaga nos dois meios 102, 103. O transdutor acústico pode ser posicionado de modo que seja localizado metade em um meio e metade no outro, transposto igualmente sobre o contorno entre os mesmos.

[00024] O transdutor 150 é configurado para fornecer um pulso acústico (não mostrado) normal à face correspondente (120, 130) do primeiro meio 102 e do segundo meio 103 e para receber a reflexão do pulso (que tem amplitudes refletidas, r_{21} e r_{31} , respectivamente) da interface de sólido-líquido na face correspondente do primeiro meio

102 e do segundo meio 103. No presente exemplo, o transdutor 150 pode servir como transmissor e receptor, entretanto, em algumas modalidades, a função do transmissor pode ser realizada através de um dispositivo diferente do transdutor 150.

[00025] Referindo-se à Figura 1B, uma fonte acústica (transdutor 152) é configurada para fornecer um pulso acústico de incidência não normal à face correspondente do primeiro meio e do segundo meio. Um receptor (transdutor 154) é configurado para receber a reflexão do pulso não normal a partir da interface de sólido-líquido. Os transdutores 150 a 154 podem ser qualquer transdutor adequado, como, por exemplo, transdutores piezoelétricos, transdutores magnetostriativos e assim por diante, como irá ocorrer ao elemento versado na técnica.

[00026] O primeiro meio 102 tem uma impedância acústica (Z_2) que é diferente de uma impedância acústica (Z_3) do segundo meio 103. No presente exemplo, o primeiro meio 102 também tem uma velocidade de som (c_2) que é diferente de uma velocidade de som (c_3) do segundo meio 103. Ademais, no presente exemplo, a velocidade de som e a impedância acústica do primeiro meio 102 e a velocidade de som e a impedância acústica do segundo meio 103 são, cada uma, diferentes de uma velocidade de som (c_1) e de uma impedância acústica (Z_1) do fluido 101.

[00027] Na operação, é possível calcular a impedância acústica do fluido a partir da razão das amplitudes refletidas. Os pulsos refletidos são distinguíveis entre si, visto que retornam em tempos diferentes devido ao fato de que as velocidades de som do primeiro e do segundo meio são diferentes. Alternativamente, se os dois meios tivessem a mesma velocidade de som, então, os meios precisariam ter comprimentos desiguais para que os pulsos refletidos fossem distinguidos quanto ao tempo.

[00028] A impedância acústica, Z , de um material é sua densidade vezes sua velocidade de som. Para uma reflexão perpendicular a partir da interface, é possível usar a amplitude de reflexão bem conhecida para uma onda sonora que vai do segundo meio 102 para o primeiro meio (fluido 101), que é fornecido por $r_{21} = (Z_2 - Z_1)/(Z_2 + Z_1)$. De modo similar, a partir do Meio 3 para o Meio 1, a amplitude de reflexão é $r_{31} = (Z_3 - Z_1)/(Z_3 + Z_1)$. No caso de os meios 102 e 103 estarem lado a lado, com suas extremidades distantes imersas no fluido (meio 1) e o transdutor 150 colocado conforme acima, então, é possível calcular a impedância acústica do fluido a partir da razão das amplitudes de reflexão, a saber, solucionando-se Z_1 através da divisão da equação para $r_{21}(Z_1, Z_2)$ pela equação para $r_{31}(Z_1, Z_3)$. Dividindo-se o numerador e o denominador da Equação 1 por r_{31} , fica claro que Z_1 depende apenas da razão, r_{21} / r_{31} .

$$r_{21} / r_{31} = [(Z_1 - Z_2) / (Z_1 + Z_2)] / [(Z_1 - Z_3) / (Z_1 + Z_3)]$$

$$Z_1 = \{ - (r_{21} + r_{31}) (Z_2 - Z_3) \pm \text{Sqrt} [(r_{21} + r_{31})^2 (Z_2 - Z_3)^2 + 4 (r_{21} - r_{31})^2 Z_2 Z_3] \} /$$

$$[2 (r_{21} - r_{31})]$$

Equação 1

[00029] Para uma reflexão de relance (não perpendicular) de uma onda que se inicia no segundo meio 102 e que vai em direção ao fluido 101 a um ângulo, ϕ , para a interface,

$$r_{21} = [(Z_1/Z_2) \sin \phi - \text{Sqrt} (1 - (c_1/c_2)^2 \cos^2 \phi)] /$$

$$[(Z_1/Z_2) \sin \phi + \text{Sqrt} (1 - (c_1/c_2)^2 \cos^2 \phi)]$$

[00030] Solucionando-se Z_1 ,

$$Z_1 = [Z_2 / \sin \phi] [(1 + r_{21}) / (1 - r_{21})] \text{Sqrt} [1 - (c_1/c_2)^2 \cos^2 \phi]$$

Equação 2

[00031] Para uma reflexão de relance (não perpendicular) de uma onda que se inicia no terceiro meio 103 e que vai em direção ao fluido 101 a um ângulo, ϕ , para a interface,

$$r_{31} = [(Z_1/Z_3) \sin \phi) - \text{Sqrt} (1 - (c_1 / c_3)^2 \cos^2 \phi)] / [(Z_1/Z_3) \sin \phi + \text{Sqrt} (1 - (c_1 / c_3)^2 \cos^2 \phi)]$$

[00032] Solucionando-se Z_1 ,

$$Z_1 = [Z_3 / \sin \phi] [(1 + r_{31}) / (1 - r_{31})] \text{Sqrt} [1 - (c_1 / c_3)^2 \cos^2 \phi]$$

Equação 3

[00033] A montagem é configurada para usar o transdutor 132 para transmitir um pulso que atinge a interface em um ângulo não normal. Igualando-se a expressão para Z_1 na Equação 2 à expressão para Z_1 na Equação 3, é possível eliminar Z_1 e é possível solucionar c_1^2 ,

$$c_1^2 = [1 - \{ (Z_3 / Z_2) [(1 + r_{31}) (1 - r_{21})] / [(1 - r_{31}) (1 + r_{21})] \}^2] / \cos^2 \phi \{ [(1 / c_2)^2 - ((1 / c_3)^2 \{ (Z_3 / Z_2) [(1 + r_{31}) (1 - r_{21})] / [(1 - r_{31}) (1 + r_{21})] \}^2] \}$$

Equação 4

[00034] Dividindo-se a impedância acústica de fluido pela velocidade de som de fluido, a densidade de fluido pode ser obtida conforme mostrado na Equação 5. Visto que a velocidade de som pode ser determinada a partir de medições de reflexão fora da normal, uma medição de tempo de voo de um pulso acústico através do fluido pode ser evitada.

$$\rho_1 = Z_1 / c_1$$

Equação 5

[00035] Retornando à Figura 1, o dispositivo 100 é configurado de modo que as faces correspondentes 120, 130 da montagem acústica 110 sejam imersas no fluido de interior de poço, porém, o volume do dispositivo não está em contato com o fluido. As extremidades opostas correspondentes dos meios 102, 103 de frente para as faces correspondentes 120, 130 não estão em contato com o fluido, nem o transdutor 150. Por exemplo, a vedação 138 entre o dispositivo 100 e o corpo de ferramenta 140 de uma ferramenta de perfilagem (conforme descrito no presente documento em relação às Figuras 2 e

3) pode isolar o volume do dispositivo do fluido de interior de poço 101.

[00036] Conforme mostrado, o dispositivo 100 pode ser posicionado substancialmente contíguo ao corpo de ferramenta 140. Dessa forma, em algumas modalidades, as faces correspondentes 120, 130 podem estar em uma superfície externa da ferramenta, como uma coluna de perfuração, de modo que uma câmara de amostra não seja necessária. A configuração substancialmente contígua reduz a probabilidade de empacotamento (obstrução através de sólidos de lama de perfuração) visto que a face é substancialmente a única parte do instrumento em contato com o fluido de perfuração. Em outras modalidades, o dispositivo pode ser configurado para uso em uma câmara de amostra. Os aspectos apenas de reflexão da presente revelação possibilitam o uso em aplicações com restrição de tamanho e permitem o uso de frequências acústicas superiores.

[00037] A montagem acústica 110 pode ser um cilindro circular substancialmente direito conforme mostrado na Figura 1. Cada um dentre o primeiro meio 102 e o segundo meio 103 pode ser substancialmente uma metade de cilindro. Ou seja, a interface entre faces adjacentes do primeiro meio 102 e do segundo meio 103 pode bissecionar a montagem acústica substancialmente cilíndrica 110 através de seu eixo geométrico longitudinal. Cada face 120, 130 pode, portanto, ser um semicírculo.

[00038] Para corrigir a possibilidade de uma energia acústica desigual ser enviada (ou recebida) pelo transdutor acústico para o (ou a partir do) meio 102 em comparação com o meio 103 (como quando o transdutor 150 não transpõe uniformemente as duas metades de cilindro sólido), é possível corrigir inicialmente esse efeito através do uso de um gás de baixa pressão (ar) ou um vácuo como o fluido de imersão e, então, obter uma razão das amplitudes refletidas. Visto que a impedância de ar é significativamente menor do que Z_2 ou Z_3 , as

amplitudes refletidas devem ser substancialmente iguais (aproximadamente 100 por cento), exceto se as energias enviadas (ou recebidas) forem diferentes. Um fator de correção pode, então, ser derivado para energias desiguais enviadas (ou recebidas), antes de aplicar subsequentemente as equações relevantes.

[00039] Em algumas implantações, as modalidades reveladas podem ser usadas como uma parte de um sistema de perfuração. Um sistema de perfuração exemplificativo para uso em conjunto com MWD e LWT é ilustrado no presente documento.

[00040] A Figura 2 é um diagrama esquemático de um sistema de perfuração exemplificativo 200 de acordo com uma modalidade da revelação. A Figura 2 ilustra esquematicamente um sistema de perfuração 200 configurado para obter informações para a análise de fluido de interior de poço em um poço inacabado que atravessa uma formação com o uso de um aparelho de teste; o sistema de perfuração 200 inclui uma coluna de perfuração 220 que inclui uma montagem do fundo do poço (BHA) 290 transportada em um poço inacabado 226. O sistema de perfuração 200 inclui uma torre convencional 211 erguida em uma plataforma ou piso 212 que sustenta uma mesa de rotação 214 que é girada por um motor primário, como um motor elétrico (não mostrado), a uma velocidade rotacional desejada. Uma tubulação (como um tubo de perfuração articulado 222) que tem a montagem de perfuração 290 fixada nessa extremidade de fundo se estende desde a superfície até o fundo 251 do poço inacabado 226. Uma broca de perfuração 250, fixada na montagem de perfuração 290, desintegra as formações geológicas quando a mesma é girada para perfurar o poço inacabado 226. A coluna de perfuração 220 é acoplada a um guincho de perfuração 230 através de uma junta Kelly 221, uma cabeça injetora 228 e uma linha 229 através de uma polia. O guincho de perfuração 230 é operado para controlar o peso sobre a broca

("WOB"). A coluna de perfuração 220 pode ser girada por um acionamento de topo (não mostrado) ao invés de pelo motor primário e pela mesa de rotação 214. Alternativamente, uma tubulação em espiral pode ser usada como a tubulação 222. Um injetor de tubulação 214a pode ser usado para transportar a tubulação em espiral que tem a montagem de perfuração fixada à sua extremidade de fundo. As operações do guincho de perfuração 230 e do injetor de tubulação 214a são conhecidas na técnica e, portanto, não são descritas em detalhes no presente documento.

[00041] Um fluido de perfuração adequado 231 (também chamado de "lama") a partir de uma fonte 232 do mesmo, como um tanque de lama, pode ser circulado sob pressão através da coluna de perfuração 220 por uma bomba de lama 234. O fluido de perfuração 231 passa da bomba de lama 234 para dentro da coluna de perfuração 220 por meio de um amortecedor de surtos de pressão 236 e da linha de fluido 238. O fluido de perfuração 231a do tubular de perfuração é descarregado no fundo do poço inacabado 251 através de aberturas na broca de perfuração 250. O fluido de perfuração de retorno 231b circula poço acima através do espaço anular 227 entre a coluna de perfuração 220 e o poço inacabado 226 e retorna para o tanque de lama 232 por meio de uma linha de retorno 235 e de uma tela de corte de perfuração 285 que remove os recortes de perfuração 286 do fluido de perfuração de retorno 231b. Um sensor S1 na linha 238 fornece informações a respeito da taxa de fluxo de fluido. Um sensor de torque de superfície S2 e um sensor S3 associado à coluna de perfuração 220 fornecem, respectivamente, informações a respeito do torque e da velocidade de rotação da coluna de perfuração 220. A velocidade de injeção de tubulação é determinada a partir do sensor S5, ao passo que o sensor S6 fornece a carga de gancho da coluna de perfuração 220.

[00042] O sistema de controle de poço 247 é colocado na

extremidade de topo do poço inacabado 226. O sistema de controle de poço 247 inclui uma pilha de prevenção de explosão (BOP) de superfície 215 e um estrangulamento de superfície 249 em comunicação com um anulo de furo de poço 227. O estrangulamento de superfície 249 pode controlar o fluxo de fluido para fora do poço inacabado 226 para fornecer uma contrapressão conforme necessário para controlar o poço.

[00043] Em algumas aplicações, a broca de perfuração 250 é girada apenas girando-se o tubo de perfuração 222. Entretanto, em muitas outras aplicações, um motor de interior de poço 255 (motor de lama) disposto na BHA 290 também gira a broca de perfuração 250. A taxa de penetração (ROP) para uma determinada BHA depende amplamente da WOB ou da força de impulso sobre a broca de perfuração 250 e sua velocidade de rotação.

[00044] Uma unidade de controle de superfície ou controlador 240 recebe sinais dos sensores e dispositivos de interior de poço por meio de um sensor 243 colocado na linha de fluido 238, e sinais dos sensores S1 a S6 e outros sensores usados no sistema 200, e processa tais sinais de acordo com as instruções programadas fornecidas à unidade de controle de superfície 240. A unidade de controle de superfície 240 exibe parâmetros de perfuração desejados e outras informações em um visor/monitor 241 que são utilizadas por um operador para controlar as operações de perfuração. A unidade de controle de superfície 240 pode ser uma unidade baseada em computador que pode incluir um processador 242 (como um microprocessador), um dispositivo de armazenamento 244, como uma memória de estado sólido, fita ou disco rígido e um ou mais programas de computador 246 no dispositivo de armazenamento 244 que são acessíveis ao processador 242 para executar instruções contidas em tais programas. A unidade de controle de superfície 240 pode, ainda,

se comunicar com uma unidade de controle remota 248. A unidade de controle de superfície 240 pode processar dados em relação às operações de perfuração, dados dos sensores e dispositivos na superfície, dados recebidos a partir do fundo do poço e pode controlar uma ou mais operações dos dispositivos de interior de poço e de superfície. Os dados podem ser transmitidos na forma analógica ou digital.

[00045] A BHA 290 também pode conter sensores ou dispositivos de avaliação de formação (também chamados de sensores de perfuração durante a medição (“MWD”) ou perfuração durante a perfilagem (“LWD”)) que determinam a resistividade, a densidade, a porosidade, a permeabilidade, as propriedades acústicas, as propriedades de ressonância nuclear-magnética, pressões de formação, propriedades ou características dos fluidos de interior de poço e outras propriedades desejadas da formação 295 que circundam a BHA 290. Tais sensores são de conhecimento geral na técnica e, por conveniência, são indicados geralmente no presente documento pelo número 265. A BHA 290 pode incluir adicionalmente vários outros sensores e dispositivos 259 para determinar uma ou mais propriedades da BHA 290 (como vibração, momento de flexão, aceleração, oscilações, redemoinho, parada-deslizamento, etc.), parâmetros de operação de perfuração (como peso sobre broca, taxa de fluxo de fluido, pressão, temperatura, taxa de penetração, azimuth, face de ferramenta, rotação de broca de perfuração, etc.).

[00046] A BHA 290 pode incluir um aparelho ou ferramenta de direcionamento 258 para direcionar a broca de perfuração 250 ao longo de uma trajetória de perfuração desejada. Em um aspecto, o aparelho de direcionamento pode incluir uma unidade de direcionamento 260, que tem diversos membros de aplicação de força 261a a 261n. Os membros de aplicação de força podem ser montados

diretamente na coluna de perfuração ou podem ser pelo menos parcialmente integrados no motor de perfuração. Em outro aspecto, os membros de aplicação de força podem ser montados em uma luva, que é giratória ao redor do eixo geométrico central da coluna de perfuração. Os membros de aplicação de força podem ser ativados com o uso de atuadores eletromecânicos, eletro-hidráulicos ou hidráulicos de lama. Ainda em outra modalidade, o aparelho de direcionamento pode incluir uma unidade de direcionamento 258 que tem um sub flexionado e um primeiro dispositivo de direcionamento 258a para orientar o sub flexionado no furo de poço e o segundo dispositivo de direcionamento 258b para manter o sub flexionado ao longo de uma direção de perfuração selecionada. A unidade de direcionamento 258, 260 pode incluir inclinômetros e magnetômetros próximos à broca.

[00047] O sistema de perfuração 200 pode incluir sensores, conjunto de circuitos e software de processamento e algoritmos para fornecer informações a respeito de parâmetros de perfuração desejados em relação à BHA, à coluna de perfuração, à broca de perfuração e a equipamento de interior de poço como um motor de perfuração, unidade de direcionamento, impulsadores, etc. Muitos sistemas de perfuração atuais, especialmente para perfurar furos de poço altamente desviados e horizontais, utilizam uma tubulação em espiral para transportar a montagem de perfuração poço abaixo. Em tais aplicações, um impulsador pode ser instalado na coluna de perfuração 290 para fornecer a força necessária sobre a broca de perfuração.

[00048] Os sensores exemplificativos para determinar parâmetros de perfuração incluem, mas sem limitações, sensores de broca de perfuração, um sensor de RPM, um peso em sensor de broca, sensores para medir parâmetros de motor de lama (por exemplo,

temperatura de estator de motor de lama, pressão diferencial através de um motor de lama e taxa de fluxo de fluido através de um motor de lama) e sensores para medir aceleração, vibração, redemoinho, deslocamento radial, parada-deslizamento, torque, choque, vibração, esforço, estresse, momento de flexão, ricochete de broca, impulso axial, atrito, rotação inversa, flambagem de BHA e impulso radial. Os sensores distribuídos ao longo da coluna de perfuração podem medir quantidades físicas como aceleração e esforço de coluna de perfuração, pressões internas no furo de coluna de perfuração, pressão externa no ânulo, vibração, temperatura, intensidades de campos elétrico e magnético no interior da coluna de perfuração, furo da coluna de perfuração, etc. Os sistemas adequados para realizar medições de interior de poço dinâmicas incluem COPILOT, um sistema de medição de interior de poço fabricado pela BAKER HUGHES INCORPORATED.

[00049] O sistema de perfuração 200 pode incluir um ou mais processadores de interior de poço em um local adequado como 293 na BHA 290. O(s) processador(es) pode(m) ser um microprocessador que usa um programa de computador implantado em um meio legível por computador não transitório adequado que possibilita que o processador realize o controle e o processamento. O meio legível por computador não transitório pode incluir uma ou mais ROMs, EPROMs, EAROMs, EEPROMs, Memórias Flash, RAMs, Hard Drives e/ou discos Ópticos. Outro equipamento como barramentos de potência e de dados, fontes de alimentação e similares ficarão evidentes ao elemento versado na técnica. Em uma modalidade, o sistema de MWD utiliza telemetria de pulso de lama para comunicar dados a partir de um local de interior de poço para a superfície ao mesmo tempo que operações de perfuração ocorrem. O processador de superfície 242 pode processar os dados medidos de superfície, juntamente com os

dados transmitidos a partir do processador de interior de poço, para avaliar litologia de formação. Embora uma coluna de perfuração 220 seja mostrada como um veículo (dispositivo de transporte) para sensores 265, deve ser entendido que as modalidades da presente revelação podem ser usadas em conjunto com ferramentas transportadas por meio de sistemas de transporte rígidos (por exemplo, tubulação em espiral ou tubular articulado) assim como sistemas de transporte não rígidos (por exemplo, cabo de aço, corda de piano, e-linha, etc.). O sistema de perfuração 200 pode incluir uma montagem do fundo do poço e/ou sensores e equipamentos para implantação de modalidades da presente revelação tanto em uma coluna de perfuração quanto em um cabo de aço.

[00050] Um ponto de inovação do sistema ilustrado na Figura 2 é que o processador de superfície 242 e/ou o processador de interior de poço 293 são configurados para realizar determinados métodos (discutidos abaixo) que não estão na técnica anterior. O processador de superfície 242 ou processador de interior de poço 293 podem ser configurados para controlar componentes do sistema de perfuração 200. O processador de superfície 242 ou o processador de interior de poço 293 pode ser configurado para controlar sensores descritos acima e para estimar um parâmetro de interesse de acordo com métodos descritos no presente documento. O controle desses componentes pode ser executado com o uso de um ou mais modelos com o uso de métodos descritos abaixo. O controle desses dispositivos e dos vários processos do sistema de perfuração geralmente pode ser executado de uma maneira completamente automatizada ou através da interação com funcionários através de notificações, representações gráficas, interfaces de usuário e similares. As informações de referência acessíveis ao processador também podem ser usadas.

[00051] Mais especificamente, a coluna de perfuração 220 (ou BHA 290) pode incluir um aparelho para estimar um ou mais parâmetros do fluido de interior de poço. Visando a conveniência, tal aparelho pode ser denotado pelo número 259 ou 265, e pode compreender o dispositivo 100 ou outros dispositivos ou ferramentas de acordo com as modalidades da presente revelação. Em algumas modalidades gerais, o processador de superfície 242, o processador de interior de poço 293 ou outros processadores (por exemplo, processadores remotos) podem ser configurados para usar o aparelho para produzir informações indicativas do fluido de interior de poço, como, por exemplo, fluido de perfuração. Um dos processadores também pode ser configurado para estimar, a partir das informações, um parâmetro de interesse do fluido de interior de poço.

[00052] Em algumas modalidades, a coluna de perfuração 220 pode incluir um aparelho de perfilagem acústica configurado para avaliar a ligação de cimento que ocupa o espaço anular entre a carcaça e a parede de poço inacabado, conforme descrito em maiores detalhes abaixo com referência à Figura 4. Visando a conveniência, tal aparelho pode ser denotado pelo número 259 ou 265. Em algumas modalidades gerais, o processador de superfície 242, o processador de interior de poço 293 ou outros processadores (por exemplo, processadores remotos) podem ser configurados para usar o aparelho de perfilagem acústica para produzir informações indicativas das propriedades da ligação de cimento.

[00053] Em algumas modalidades, os processadores podem incluir um conjunto de circuitos eletromecânico e/ou elétrico configurado para controlar um ou mais componentes do aparelho de ferramenta. Em outras modalidades, os processadores podem usar algoritmos e programação para receber informações e controlar a operação do aparelho. Portanto, os processadores podem incluir um processador

de informações que está em comunicação de dados com um meio de armazenamento de dados e uma memória de processador. O meio de armazenamento de dados pode ser qualquer dispositivo-padrão de armazenamento de dados de computador, como uma unidade USB, bastão de memória, disco rígido, RAM removível, EPROMs, EAROMs, memórias flash e discos ópticos ou outro sistema de armazenamento de memória usado comumente conhecido por um elemento de habilidade comum na técnica que inclui armazenamento com base em Internet. O meio de armazenamento de dados pode armazenar um ou mais programas que, quando executados, fazem com que o processador de informações execute o(s) método(s) revelado(s). No presente documento, “informações” podem se referir a dados brutos, dados processados, transmissões analógicas e transmissões digitais.

[00054] A Figura 3 ilustra numa ferramenta de acordo com modalidades da presente revelação em comunicação com a formação. O poço inacabado 310 cruza uma porção da formação de terra 311. Disposto no poço inacabado 310 por meio de um portador 312 está um instrumento de amostragem e medição 313. O veículo 312 pode ser uma coluna de perfuração, uma tubulação em espiral, uma corda de piano, uma e-linha, um cabo de aço, etc. O instrumento de amostragem e medição inclui o sistema de potência hidráulica 314, uma seção de armazenamento de amostra de fluido 315 e uma seção de mecanismo de amostragem 316. A seção de mecanismo de amostragem 316 inclui o membro de bloco de poço seletivamente extensível 317, um membro de sonda de amostragem de admissão de fluido seletivamente extensível 318 e membro de bombeamento bidirecional 319. A configuração específica dos componentes, um em relação ao outro, pode variar.

[00055] Durante a operação, o instrumento de amostragem e medição 313 é posicionada no poço inacabado 310 por meio do

dispositivo de transporte 312 (por exemplo, enrolando-se ou desenrolando-se o cabo 312 de um guincho (não mostrado)). As informações de profundidade de um indicador de profundidade 321 são acopladas ao processador 322 e ao registrador 323 de sinal quando o instrumento 313 é disposto adjacente a uma formação de terra de interesse. Os sinais de controle do conjunto de circuitos de controle 324 são transmitidos através de condutores elétricos contidos no dispositivo de transporte 312 para o instrumento 313. Qualquer um ou todos dentre o processador de sinal 322, o conjunto de circuitos de controle 324 e o registrador 323 podem ser implantados com mais um processador.

[00056] Os sinais de controle elétrico ativam uma bomba hidráulica operacional no sistema de potência hidráulica 314 mostrado, que fornece potência hidráulica, que faz com que o membro de bloco de engate de poço 317 e o membro de admissão de fluido 318 se movam lateralmente do instrumento 313 até o engate com a formação de terra 311 e o membro de bombeamento bidirecional 319. A sonda de amostragem ou membro de admissão de fluido 318 pode, então, ser colocado em comunicação fluida com a formação de terra 311, como, por exemplo, por meio de sinais de controle elétrico a partir de circuitos de controle 324 que ativam seletivamente válvulas solenoides no instrumento 313 para a obtenção de uma amostra de fluidos contatos contidos na formação de terra de interesse ou por meio de outras técnicas de atuação.

[00057] A Figura 4 ilustra uma ferramenta de perfilagem acústica de acordo com as modalidades da presente revelação. A ferramenta 410 é configurada para ser transportada em um poço inacabado que atravessa uma formação 480. A parede de poço inacabado 440 é alinhada com a carcaça 430 preenchida com um fluido de interior de poço 460, como, por exemplo, o fluido de perfuração. O cimento 420

preenche o ânulo entre a parede de poço inacabado 440 e a carcaça 430. Em uma modalidade ilustrativa, a ferramenta 410 pode conter uma unidade de sensor 450 que inclui, por exemplo, um ou mais transmissores e receptores acústicos (por exemplo, transdutores), configurados para a avaliação da ligação de cimento que existe entre o sistema da carcaça 430, a parede de poço inacabado 440 e o cimento 420 de acordo com as técnicas conhecidas. Por exemplo, os componentes eletrônicos na ferramenta 410, na superfície ou em outro local no sistema 401 (por exemplo, pelo menos um processador) podem ser configurados para usar medições acústicas para determinar as propriedades da ligação de cimento com o uso de técnicas conhecidas, como, por exemplo, análise de ressonância de carcaça.

[00058] O sistema 401 pode incluir uma torre convencional 470. Um dispositivo de transporte (portador 415) que pode ser rígido ou não rígido, pode ser configurado para transportar a ferramenta de interior de poço 410 para o furo de poço 440 próximo à formação 480. O portador 415 pode ser uma coluna de perfuração, tubulação em espiral, uma corda de piano, uma e-linha, um cabo de aço, etc. A ferramenta de interior de poço 410 pode ser acoplada ou combinada com ferramentas adicionais (por exemplo, uma parte ou todo o sistema de processamento de informações das Figuras 2 ou 3). Dessa forma, dependendo da configuração, a ferramenta 410 pode ser usada durante a perfuração e/ou após o furo de poço (poço inacabado) 440 ser formado. Embora um sistema terrestre seja mostrado, os ensinamentos da presente revelação também podem ser utilizados em aplicações offshore ou submarinhas. O portador 415 pode incluir condutores embutidos para potência e/ou dados para fornecer sinal e/ou comunicação de potência entre a superfície e o equipamento de interior de poço. O portador 415 pode incluir uma montagem do fundo do poço, que pode incluir um motor de perfuração para girar uma

broca de perfuração.

[00059] Visando a conveniência, certas definições são fornecidas. O termo "sinal acústico" se refere à amplitude de pressão em função do tempo de uma onda sonora ou uma onda acústica que se desloca em um meio que permite a propagação de tais ondas. Em uma modalidade, o sinal acústico pode ser um pulso. O termo "transdutor acústico" se refere a um dispositivo para transmitir (isto é, gerar) um sinal acústico ou receber um sinal acústico. Ao receber o sinal acústico em uma modalidade, o transdutor acústico converte a energia do sinal acústico em energia elétrica. A energia elétrica tem uma forma de onda que é relacionada a uma forma de onda do sinal acústico.

[00060] O termo "veículo" (ou "dispositivo de transporte") conforme usado acima significa qualquer dispositivo, componente de dispositivo, combinação de dispositivos, meios e/ou membro que podem ser usados para transportar, alojar, sustentar ou, de outro modo, facilitar o uso de outro dispositivo, componente de dispositivo, combinação de dispositivos, meios e/ou membro. Os transportadores não limitantes exemplificativos incluem colunas de perfuração do tipo de tubo flexível, do tipo de cano articulado e qualquer combinação ou porção dos mesmos. Outros exemplos de veículo incluem tubos de carcaça, cabos de aço, sondas de cabo de aço, sondas de corda de piano, arremessos de queda, subs de interior de poço, BHAs, insertos de coluna de perfuração, módulos, alojamentos internos e porções de substrato dos mesmos, tratores autoimpulsionados. Como usado acima, o termo "sub" se refere a qualquer estrutura que é configurada para envolver parcialmente, envolver completamente, alojar ou sustentar um dispositivo. O termo "informações" como usado acima inclui qualquer forma de informações (Analógica, digital, EM, impressa, etc.). O termo "processador" no presente documento inclui, mas sem limitações, qualquer dispositivo que transmite, recebe, manipula,

converte, calcula, modula, transpõe, transporta, armazena ou, de outro modo, utiliza informações. Um processador se refere a qualquer conjunto de circuitos que realiza o que foi supracitado e pode incluir um microprocessador, memória residente e/ou periféricos para executar instruções programadas, circuitos integrados específicos quanto à aplicação (ASICs), matrizes de porta programável em campo (FPGAs) ou qualquer outro conjunto de circuitos configurado para executar lógica para realizar métodos como descrito no presente documento. O fluido, como descrito no presente documento, pode se referir a um líquido, um gás, uma mistura e assim por diante. A permeabilidade de formação prevista e a mobilidade de formação prevista se referem a valores previstos para a formação e usados para estimar o fator de correção. Os valores previstos podem ser previstos a partir da litologia, estimados a partir de outras técnicas de estimativa, obtidos por analogia e assim por diante, porém, são distinguidos de parâmetros de interesse estimados de acordo com os métodos revelados no presente documento.

[00061] Exemplos não limitantes de fluidos de interior de poço incluem fluidos de perfuração, fluidos de retorno, fluidos de formação, fluidos de produção que contêm um ou mais hidrocarbonetos, óleos e solventes usados em conjunto com ferramentas de interior de poço, água, salmoura, fluidos modificados e combinações dos mesmos. A BHA pode conter um aparelho de teste de formação de acordo com a presente revelação, que será descrito em maiores detalhes abaixo.

[00062] Embora a descrição tenha sido descrita com referência às modalidades exemplificativas, será entendido que várias mudanças podem ser feitas e que equivalentes podem ser substituídos por elementos das mesmas sem que se afaste do escopo da descrição. Ademais, muitas modificações serão consideradas para adaptar um instrumento, situação ou material particular aos ensinamentos da

descrição sem que se afaste do escopo essencial da mesma. Modalidades adicionais podem incluir modalidades de cabo de aço de medição direta, modalidades de perfuração que empregam uma câmara de amostra, ferramentas de LWT, inclusive subs de queda e similares e assim por diante. Embora a presente revelação seja discutida no contexto de um poço de produção de hidrocarbonetos, deve ser entendido que a presente revelação pode ser usada em qualquer ambiente de poço inacabado (por exemplo, um poço geotérmico) com qualquer tipo de fluido de interior de poço.

[00063] Embora a revelação supracitada seja direcionada a modalidades particulares, várias modificações serão aparentes aos elementos versados na técnica. Pretende-se que todas as variações sejam englobadas pela revelação supracitada.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para determinar um parâmetro de interesse de um fluido de interior de poço (101) com o uso de uma montagem acústica (110) que compreende pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos (102, 103), em que um primeiro meio (102) dentre os pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos (102, 103) tem uma impedância acústica que é diferente de uma impedância acústica de um segundo meio (103) dentre os pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos (102, 103), e em que cada um dentre o primeiro meio (102) e o segundo meio (103) tem uma face correspondente (120, 130) imersa no fluido (101) de interior de poço, em que o método é **caracterizado** pelo fato de que compreende:

receber a reflexão de pulso tendo amplitudes refletidas r_{21} e r_{31} , respectivamente, da interface de sólido-líquido na face correspondente (120, 130) do primeiro meio (102) e do segundo meio (103); e

estimar o parâmetro de interesse usando as amplitudes refletidas do pulso.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que o pulso acústico é propagado nos pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos (102, 103).

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que o primeiro meio (102) tem uma velocidade de som que é diferente do que uma velocidade de som do segundo meio (103).

4. Método, de acordo com a reivindicação 3, **caracterizado** pelo fato de que a velocidade de som e a impedância acústica do primeiro meio (102) e a velocidade de som e uma impedância acústica do segundo meio (103) são, cada uma, diferentes de uma velocidade de som e uma impedância acústica do fluido (101).

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que compreende estimar o parâmetro de interesse independentemente de um tempo de voo no fluido (101) de interior de poço do pulso acústico e quaisquer outros pulsos acústicos.

6. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que compreende adicionalmente transmitir o pulso acústico com o uso de um transdutor acústico.

7. Método, de acordo com a reivindicação 6, **caracterizado** pelo fato de usar o transdutor acústico para transmitir o pulso acústico através de uma segunda face correspondente de cada um dos primeiros meios (102) e segundo meio (103).

8. Método, de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado** pelo fato de que o pulso acústico é transmitido através da segunda face correspondente de cada um do primeiro meio (102) e do segundo meio (103) simultaneamente.

9. Método, de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado** pelo fato de que a segunda face não está em contato com o fluido do poço (101).

10. Método, de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado** pelo fato de que o transdutor acústico não está em contato com o fluido do poço (101).

11. Método, de acordo com a reivindicação 6, **caracterizado** pelo fato de que o transdutor acústico compreende um único transdutor acústico, em que o método compreende transmitir o pulso acústico apenas com o uso do único transdutor acústico.

12. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que a montagem acústica (110) compreende um cilindro circular substancialmente direito.

13. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que cada um dentre o primeiro meio (102)

e o segundo meio (103) compreende um cilindro substancialmente pela metade e em que cada face (120, 130) compreende um semicírculo.

14. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que o parâmetro de interesse é pelo menos um dentre: i) velocidade de som do fluido (101) de interior de poço; ii) impedância acústica do fluido (101) de interior de poço; e iii) densidade do fluido (101) de interior de poço.

15. Aparelho para determinar um parâmetro de interesse de um fluido de interior de poço (101), em que o aparelho é **caracterizado** pelo fato de compreender:

um portador configurado para ser transportado para um poço inacabado;

uma ferramenta de perfilagem montada no portador, em que a ferramenta de perfilagem inclui uma montagem acústica (110) que compreende pelo menos dois meios (102, 103) de transmissão acústica sólidos, em que um primeiro meio (102) dentre os pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos (102, 103) tem uma impedância acústica que é diferente de uma impedância acústica de um segundo meio (103) dos pelo menos dois meios de transmissão acústica sólidos (102, 103), e em que a ferramenta de perfilagem é configurada de modo que, quando o poço inacabado for preenchido com fluido (101) de interior de poço, cada um dentre o primeiro meio (102) e o segundo meio (103) tem uma face correspondente (120, 130) imersa no fluido (101) de interior de poço;

um transdutor acústico (150, 152) configurado para fornecer um pulso acústico que se propaga dentro dos dois meios (102, 103);

um transdutor acústico (150, 154) configurado para receber a reflexão do pulso tendo amplitudes refletidas r_{21} e r_{31} , respectivamente, a partir da interface sólido-líquido na face

correspondente (120, 130) do primeiro meio (102) e o segundo meio (103); e

um processador configurado para estimar o parâmetro de interesse usando as amplitudes refletidas do pulso.

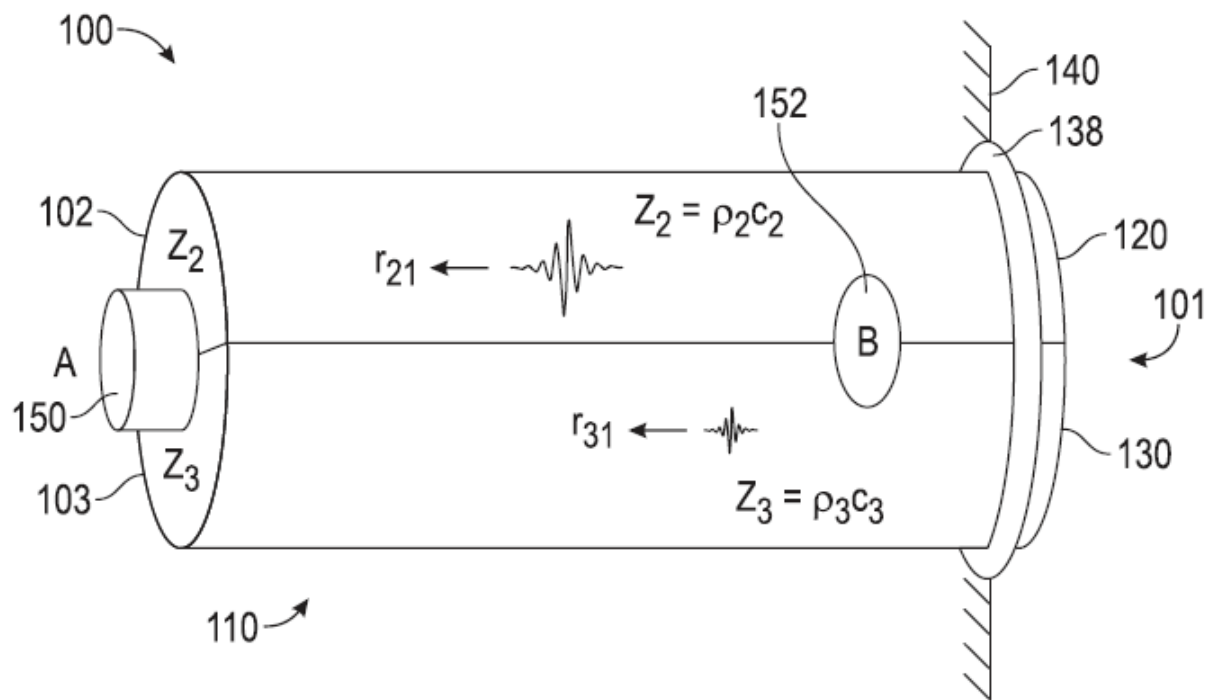


FIG. 1A

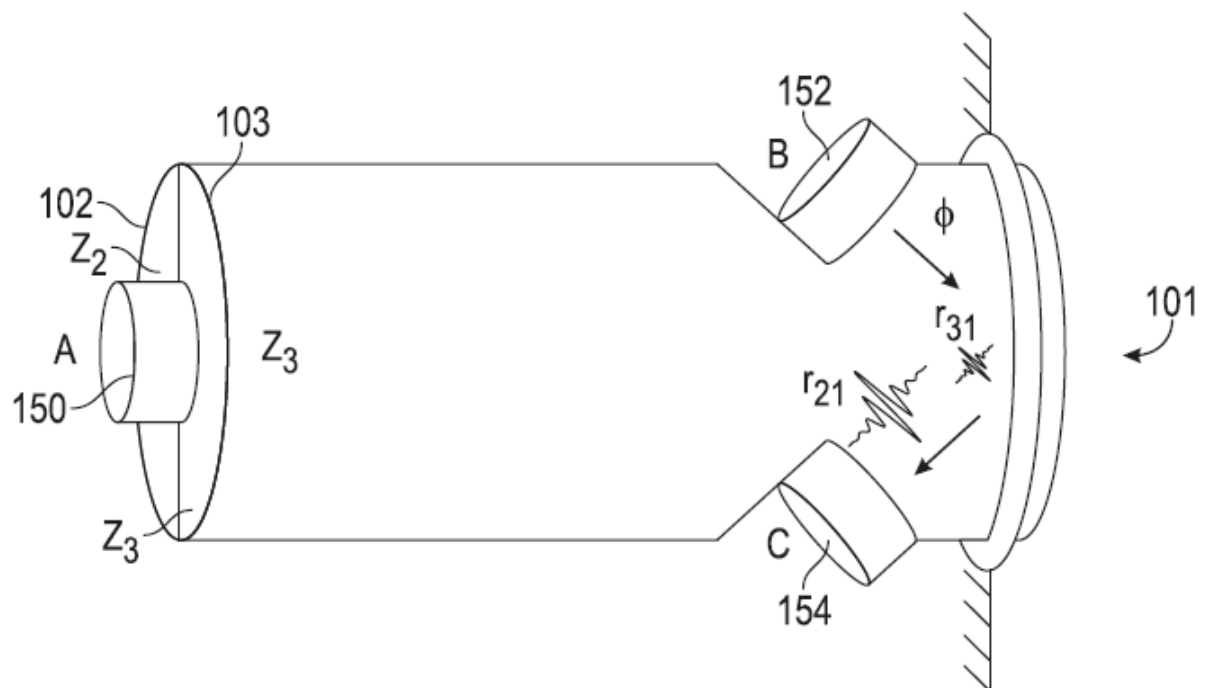


FIG. 1B

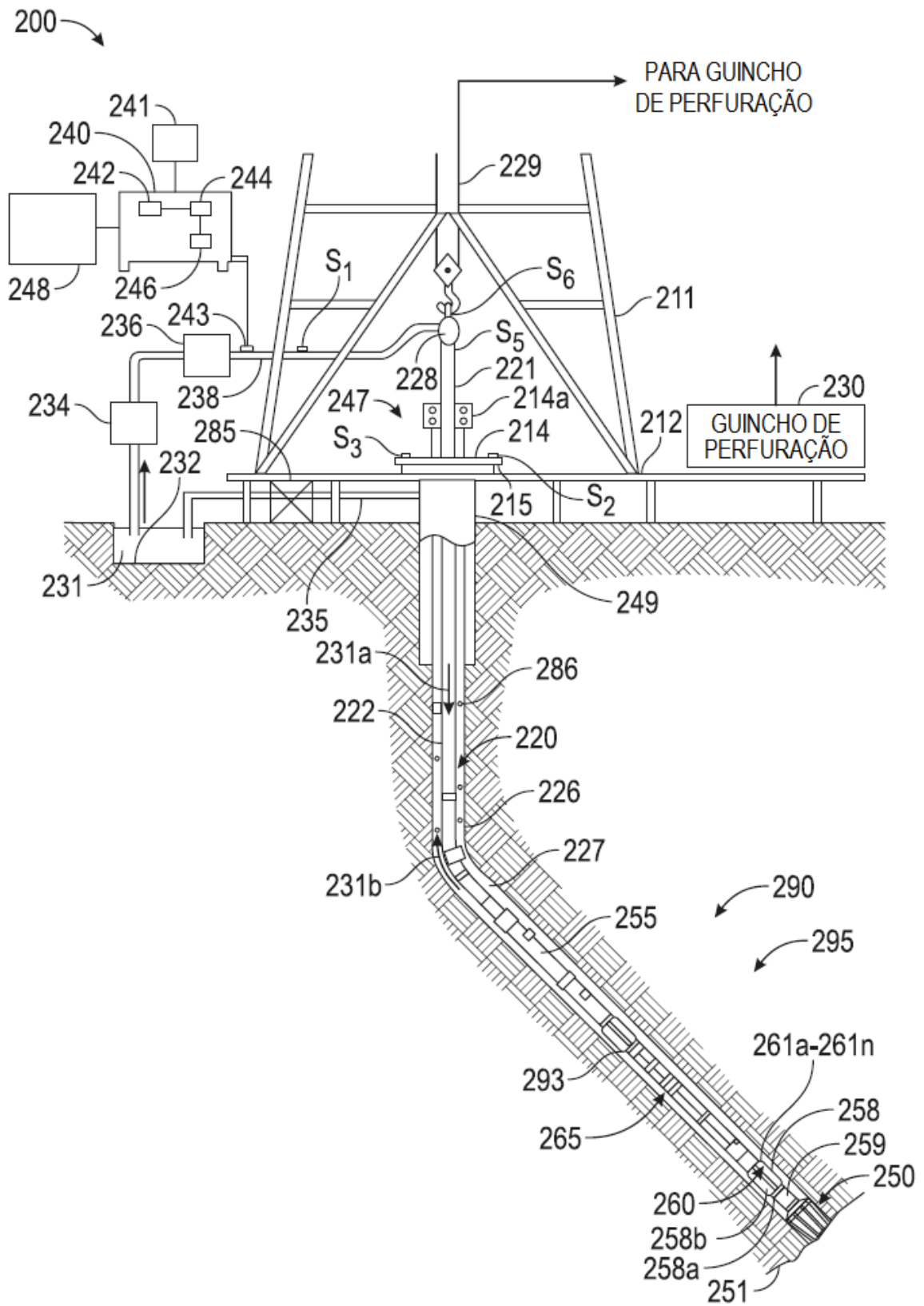


FIG. 2

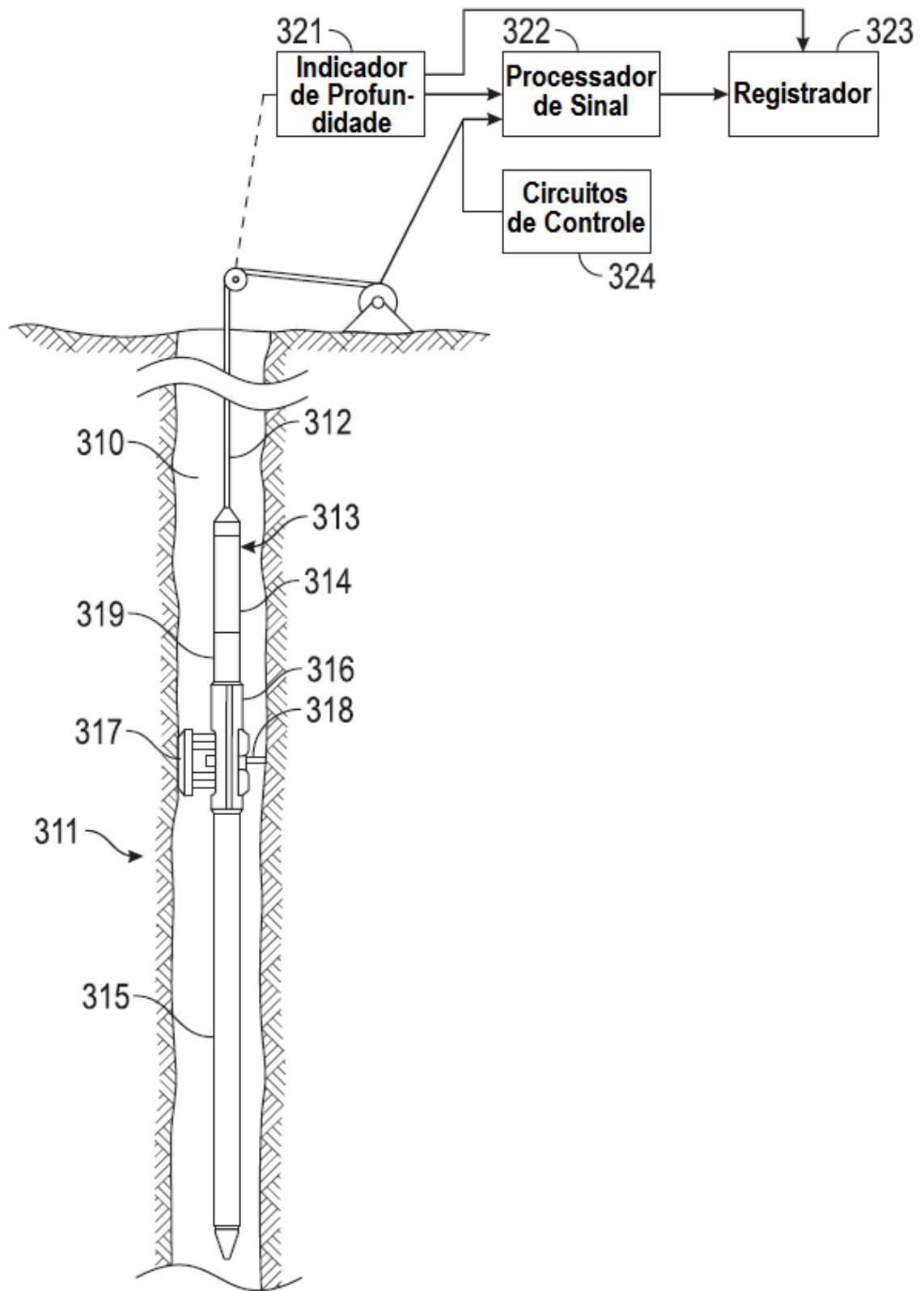
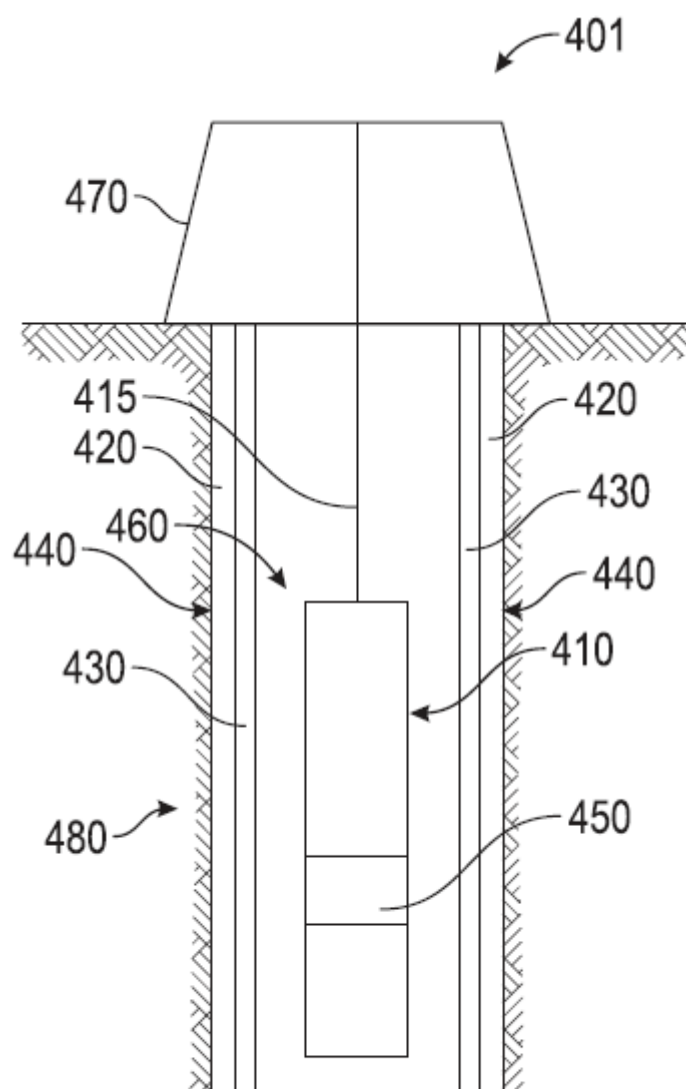


FIG. 3

**FIG. 4**