



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

(11) PI 0822365-3 B1



(22) Data do Depósito: 19/11/2008

(45) Data de Concessão: 24/04/2019

(54) Título: CONJUNTO DE FERRAMENTA DE FUNDO DE FURO, E, MÉTODO PARA PERFILAR

(51) Int.Cl.: G01V 3/00.

(73) Titular(es): HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC..

(72) Inventor(es): MICHAEL S. BITTAR; CLIVE D. MENEZES.

(86) Pedido PCT: PCT US2008084006 de 19/11/2008

(87) Publicação PCT: WO 2010/059151 de 27/05/2010

(85) Data do Início da Fase Nacional: 06/09/2010

(57) Resumo: CONJUNTO DE FERRAMENTA DE FUNDO DE FURO, E, MÉTODO PARA PERFILAR São divulgados aqui diversos sistemas e métodos de telemetria adequados para comunicar para a superfície um volume cilíndrico de medições de propriedades de formação. Algumas modalidades de sistema incluem um processador (50) furo abaixo acoplado a um transmissor de telemetria (26). O processador (50) furo abaixo determina uma representação comprimida da formação, medições de propriedades e/ou seleciona um subconjunto das medições para transmissão furo acima. A seleção de subconjunto pode ser baseada em distâncias radiais selecionadas que têm características que potencialmente indicam aspectos de interesse para um usuário. Tais aspectos incluem limites de leito e as características incluem variação senoidal como uma função de azimute, grandes mudanças nesta variação senoidal contra distância radial, ou inversão que sugere a presença de um limite de leito. Diversas representações comprimidas do volume de dados cilíndrico são divulgadas, inclusive representações baseadas em parâmetros de um modelo senoidal, representações baseadas em uma transformada bidimensional, e representações baseadas em avaliações de distância e direção até um limite de leito.

“CONJUNTO DE FERRAMENTA DE FUNDO DE FURO, E, MÉTODO PARA PERFILAR”

FUNDAMENTO

[0001] Operadores de campos de petróleo demandam uma grande quantidade de informação relacionada aos parâmetros e condições encontrados furo abaixo. Tal informação inclui, tipicamente, características das formações de terra atravessadas pelo furo de sondagem e dados relacionados à dimensão e configuração do próprio furo de sondagem. A coleta de informações relacionadas às condições furo abaixo, que comumente é referida como “perfilagem” pode ser realizada por diversos métodos, inclusive perfilagem com linha de cabo e “perfilagem durante perfuração” (LWD).

[0002] Em perfilagem com linha de cabo, uma prova ou sonda é abaixada para o interior do furo de sondagem depois que algo do, ou todo o poço tenha sido perfurado. A sonda pende da extremidade de um cabo longo ou “linha de cabo” que fornece suporte mecânico para a sonda e também fornece uma conexão elétrica entre a sonda e equipamento elétrico localizado na superfície do poço. De acordo com técnicas para perfilar existentes, diversos parâmetros da formação das formações de terra são medidos e correlacionados com a posição da sonda no furo de sondagem quando a sonda é puxada furo acima. A conexão elétrica direta entre a superfície e a sonda fornece largura de banda relativamente grande, porém não ilimitada, para transportar informação para perfilar.

[0003] Em LWD o conjunto de perfuração inclui instrumentos sensores que medem diversos parâmetros quando a formação está sendo penetrada. Embora técnicas LWD permitam medições da formação mais contemporâneas e, muitas vezes, mais precisas, é difícil estabelecer e manter uma conexão elétrica direta em um ambiente LWD. Consequentemente, canais de comunicação alternativos são tipicamente empregados para obter

informação para perfilar LWD. Canais de comunicação LWD considerados incluem sinalização em pulso de lama, sinalização acústica através de parede e sinalização de onda eletromagnética. Em cada um destes canais a largura de banda útil é altamente restringida em relação à perfilagem com linha de cabo.

[0004] Uma vez que novas ferramentas e técnicas de medição são desenvolvidas, a demanda por velocidades de informação mais elevadas continuam a aumentar além de capacidades de canal de telemetria existentes.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

[0005] Um melhor entendimento das modalidades da invenção divulgada pode ser obtido quando a descrição detalhada a seguir é considerada em conjunto com os desenhos anexos, nos quais:

A figura 1 mostra uma perfilagem ilustrativa de ambiente durante perfuração (LWD) que tem um sistema de telemetria eletromagnético;

A figura 2 mostra um sistema ilustrativo de dados volumétricos que têm coordenadas cilíndricas;

A figura 3 é um diagrama de blocos ilustrativo de um sistema de ferramenta furo abaixo;

A figura 4 é um diagrama de blocos ilustrativo de um sistema de processamento de superfície;

A figura 5 mostra uma formação ilustrativa de limite de leito em relação a uma fatia do sistema de dados volumétrico;

A figura 6 mostra curvas ilustrativas de medições de resistividade contra azimute para diferentes raios;

A figura 7 mostra uma curva ilustrativa de variações pico para pico contra raio;

A figura 8 mostra uma curva ilustrativa da mudança em variação de pico para pico contra raio;

A figura 9 é um fluxograma ilustrativo de um primeiro método de telemetria que envia dados a partir de raios selecionados;

A figura 10 é um fluxograma ilustrativo de um segundo método de telemetria que envia dados comprimidos; e

A figura 11 é um fluxograma ilustrativo de um terceiro método de telemetria que envia informação de distância limite e/ou de direção.

[0006] Embora as modalidades divulgadas sejam suscetíveis de diversas modificações e formas alternativas, exemplos específicos são fornecidos para finalidades ilustrativas nos desenhos e na descrição a seguir. Deveria ser entendido, contudo, que os desenhos e descrição detalhada não têm a intenção de limitar a invenção a formas específicas divulgadas, porém, ao contrário, a intenção é cobrir todas as modificações equivalentes e alternativas que caiam dentro do espírito e escopo das reivindicações anexas.

NOMENCLATURA

[0007] Certos termos são utilizados através de toda a descrição e reivindicações a seguir, para fazer referência a componentes particulares do sistema. Este documento não tem intenção de distinguir entre componentes que diferem em nome, porém não em função. Os termos “incluindo” e “compreendendo” são utilizados em uma maneira de extremidade aberta, e assim deveriam ser interpretados como significando “incluindo porém não limitado a...”. O termo “acoplam” ou “acopla” é projetado para significar ou uma conexão indireta ou direta se a conexão for elétrica, mecânica ou térmica. Assim, se um primeiro dispositivo acopla a um segundo dispositivo, este acoplamento pode ser através de uma conexão direta ou através de uma conexão indireta, por meio de outros dispositivos e conexões.

DESCRIÇÃO DETALHADA

[0008] Os aspectos identificados no fundamento são, no mínimo parcialmente, enfrentados pela utilização de sistemas de telemetria e métodos projetados para acomodar medições de ferramentas sensíveis a azimute, que têm diversas profundidades de investigação. O volume de medições de propriedades da formação pode ser mais bem representado como um volume

cilíndrico. Algumas modalidades de sistema incluem um processador furo abaixo acoplado a um transmissor de telemetria. O processador furo a baixo determina uma representação comprimida das medições de propriedades da formação e/ou seleciona um subconjunto das medições para transmissão furo acima. A seleção de subconjuntos pode ser baseada em distâncias radiais selecionadas, que têm características que potencialmente indicam aspectos de interesse para um usuário. Tais aspectos incluem limites de leito, e as características incluem variação senoidal como uma função de azimute, grandes mudanças na variação senoidal contra distância radial, ou inversão que sugere a presença de um limite de leito. Diversas representações comprimidas do volume de dados cilíndrico são divulgadas, inclusive representações baseadas em parâmetros de um modelo senoidal, representações baseadas em uma transformada bidimensional e representações baseadas em avaliações de distância e direção até um limite de leito.

[0009] Os sistemas e métodos de telemetria divulgados são mais bem entendidos no contexto de sistemas maiores nos quais eles operam. Conseqüentemente, a figura 1 mostra um sistema de telemetria eletromagnético em um ambiente ilustrativo de registrar ao perfurar (LWD). Uma plataforma de perfuração 2 suporta um guindaste 4 que tem um moitão 6 para levantar e abaixar uma coluna de perfuração 8. Um acionamento de topo de suporte gira a coluna de perfuração 8 quando ela é abaixada através da cabeça de poço 12. Uma broca de perfuração 14 é acionada por um motor furo abaixo e/ou rotação da coluna de perfuração 8. Quando a broca 14 gira, ela cria um furo de sondagem 16 que passa através de diversas formações. Uma bomba 18 circula fluido de perfuração 20 através de um tubo de alimentação 22 através do interior da coluna de perfuração 8 até a broca de perfuração 14. O fluido sai através de orifícios na broca de perfuração 14 e escoia para cima através do anel ao redor da coluna de perfuração 8, para

transportar recortes de perfuração para a superfície onde ele é filtrado e recirculado.

[00010] A broca de perfuração 14 é apenas uma peça de um conjunto de fundo de furo que inclui um ou mais colares de perfuração (tubos de aço de parede espessa) para fornecer peso e rigidez para auxiliar o processo de perfuração. Alguns desses colares de perfuração incluem instrumentos para perfilar, para reunir medições de diversos parâmetros de perfuração tais como, posição, orientação, peso sobre a broca, diâmetro do furo de sondagem, etc. A orientação da ferramenta pode ser especificada em termos de um ângulo de face da ferramenta (orientação em rotação), um ângulo de inclinação (a inclinação), e direção da bússola, cada um dos quais pode ser derivado de medições por meio de magnetômetros, clinômetros e/ou acelerômetros, embora outros tipos de sensores tais como giroscópios possam, alternativamente, ser utilizados. Em uma modalidade específica, uma ferramenta de posicionamento furo abaixo 24 inclui um magnetômetro de fluxo de três eixos e um acelerômetro de três eixos. Como é conhecido na técnica, a combinação destes dois sistemas sensores possibilita a medição do ângulo de face da ferramenta, ângulo de inclinação e direção da bússola. Em algumas modalidades os ângulos de face da ferramenta e de inclinação do furo são calculados a partir da saída do sensor acelerômetro. O sensor magnetômetro da saída é utilizado para calcular a direção da bússola.

[00011] O conjunto de fundo de furo ainda inclui instrumentos para perfilar para reunir medições de propriedades da formação. Utilizando estas medições em combinação com as medições de orientação da ferramenta acima mencionada, o perfurador pode dirigir a broca de perfuração 14 ao longo de um trajeto desejado, utilizando qualquer um dos diversos sistemas de perfuração direcional adequados, inclusive palhetas de direção, um sub de dobramento e um sistema de direção rotativo. O mecanismo de direção pode ser controlado de maneira alternativa furo abaixo, com um controlador furo

abaixo programado para seguir uma rota escolhida, ou determinada de maneira dinâmica.

[00012] O conjunto de fundo de furo pode ainda incluir um transmissor-receptor de telemetria 26, para trocar informação com a superfície. Duas técnicas de telemetria estão ilustradas aqui. O transmissor-receptor de telemetria 26 pode gerar sinais acústicos que se propagam ao longo das paredes da coluna de perfuração até um conjunto de transmissores-receptores de superfície 28, com repetidores opcionais 30 fornecidos para reforçar a força do sinal. Inversamente, os transmissores-receptores de superfície 28 podem gerar sinais acústicos que se propagam na direção oposta para o transmissor-receptor de telemetria furo abaixo 26. Alternativamente ou em adição, o transmissor-receptor de telemetria 26 pode gerar sinais EM 32 que se propagam através da formação até um sistema de detecção 34 onde ele é amplificado e fornecido para um módulo de aquisição de dados 36, para captura e processamento preliminar. Um transmissor de superfície 38 pode gerar sinais EM de retorno 40 que se propagam até o transmissor-receptor de telemetria furo abaixo 26.

[00013] Naturalmente outras técnicas de telemetria adequadas existem, e podem ser utilizadas para trocar informação entre a superfície e o conjunto de fundo de furo. As técnicas anotadas podem ser particularmente anotadas para impor limites estreitos de largura de banda sobre os sinais de comunicações sob, no mínimo, algumas configurações de sistema. Em qualquer caso, sistemas de superfície podem enviar comandos de ferramenta e parâmetros de configuração para o conjunto de fundo de furo, e podem receber dados de medição, inclusive parâmetros de perfuração, orientação e posição da ferramenta, dados de configuração da ferramenta, e medições da formação, a partir do conjunto de fundo de furo. Em no mínimo algumas modalidades de sistema o sinal de enlace ascendente é fornecido na forma de um sinal modulado OFDM de banda estreita.

[00014] Um módulo de aquisição de dados 36 recebe o sinal de enlace ascendente a partir do sistema de detecção EM 34 e/ou transmissores receptores de superfície 28. O módulo 36 fornece opcionalmente algum processamento preliminar (por exemplo, formação de feixe para aprimorar relação de sinal para ruído) e digitaliza o sinal. Um sistema de processamento de dados 50 (mostrado na figura 1 como um computador de mesa), recebe um sinal de telemetria digital, desmodula o sinal e apresenta os dados de ferramenta ou perfilagens de poço para um usuário. Software (representado na figura 1 como meio de armazenagem de informação 52) governa a operação do sistema 50. Um usuário interage com o sistema 50 e seu software 52 por meio de um ou mais dispositivos de entrada 54 e um ou mais dispositivos de saída 56.

[00015] Inúmeras ferramentas LWD podem ser incluídas no conjunto de fundo de furo, tal como a ferramenta (ADR) da Halliburton, Azimuthal Deep Resistivity, a ferramenta divulgada na Patente US 6.476.609 intitulada “*Eletromagnetic wave resistivity tool having a tilted antenna for geosteering within a desired pay zone*” (Ferramenta de resistividade de onda eletromagnética que tem uma antena inclinada para geo-direcionamento dentro de uma zona de produção desejada) por Michael Bittar, ou a ferramenta divulgada no Pedido PCT/US 08/51.447, intitulada “*EM-guided Drilling relative to an existing borehole*” (Perfuração Guiada por EM relativa a um furo de sondagem existente) por Michael Bittar. A ferramenta ADR é uma ferramenta de indução que faz a atenuação e deslocamento de fase para diversas profundidades de investigação em cada um de diversos setores de azimute. Diversos espaçamentos de antena de transmissor-receptor são empregados para fornecer diversas profundidades de investigação. Embora cada espaçamento de antena corresponda a uma profundidade diferente de investigação (DOI), estes DOIs tipicamente variam com a resistividade da formação. Contudo, as medições para DOIs fixos podem ser calculadas a

partir das medições obtidas utilizando os diversos espaçamentos de antena. Tal processamento não é requerido, porém ele está bem dentro das capacidades do processador furo abaixo.

[00016] Quando a coluna de perfuração se move ao longo do furo de sondagem, a ferramenta faz suas medições em cada posição, produzindo medições que podem ser representadas utilizando coordenadas cilíndricas, como mostrado na figura 2. O deslocamento ao longo do eixo do furo de sondagem é representado pelo eixo Z, deslocamento radial R é usualmente medido perpendicular ao eixo do furo de sondagem e azimute α é usualmente medido de maneira angular a partir do lado de topo do furo de sondagem (para furos de sondagem aproximadamente verticais, o azimute é medido de maneira angular a partir do lado norte do furo de sondagem).

[00017] Embora não esteja ilustrado na figura 2, a ferramenta ADR faz medições de atenuação e deslocamento de fase de ondas eletromagnéticas em 10 profundidades de investigação em cada um de cerca de 32 setores de azimute. Sem alguma forma de compressão ou seletividade, a quantidade de dados a partir desta ferramenta sozinha irá superar rapidamente a maior parte dos esquemas de telemetria LWD. Não obstante, é desejável ter tal informação disponível em tempo real na superfície para geo-direcionamento, caracterização de formação e visualização/mapeamento de formação. Conseqüentemente, inúmeras técnicas de transmissão são divulgadas aqui explorando diversos aspectos da geometria de dados para compressão e/ou transmissão seletiva de dados.

[00018] A figura 3 é um diagrama de blocos ilustrativo de um sistema de ferramenta furo abaixo e que tem um módulo de controle 302, um módulo de energia 304, um módulo de armazenagem opcional 306 e um ou mais módulos sensores 308- 310. Um barramento de ferramenta 312 possibilita ao módulo de controle 302 se comunicar com cada um dos outros módulos 304-310 para transferir dados e controlar suas operações. Um módulo de

telemetria 314 acopla ao topo do módulo de controle 302 para possibilitar ao módulo de controle se comunicar com um sistema de processamento de dados 50 (figura 1) na superfície para trocar dados e para receber comandos para configurar a operação do conjunto de ferramenta de fundo de furo.

[00019] O módulo de energia 304 fornece energia para os outros módulos. Com esta finalidade o módulo de energia 304 pode incluir um dispositivo de armazenagem de energia tal como uma bateria ou um gerador de energia elétrica, tal como uma turbina de fluxo de lama ou um coletor de energia de vibração. O módulo de armazenagem opcional 306 inclui memória para armazenar dados de medição para perfilar até que eles possam ser transmitidos para a superfície, ou até que a ferramenta seja recuperada e os dados possam ser descarregados diretamente. Módulos sensores 308-310 representam ferramentas tal como a ferramenta ADR para medir características de formação e ferramentas para medir parâmetros da operação de perfuração, inclusive posição e orientação da ferramenta.

[00020] O módulo de controle 302 configura a operação dos módulos sensores e coordena a transferência dos dados de medição da ferramenta a partir dos módulos sensores para um módulo de armazenagem. Como mencionado anteriormente, o volume de dados armazenados pode crescer muito rapidamente para permitir que toda informação seja telemetida até a superfície. Conseqüentemente, o módulo de controle 302 envia dados para a superfície, de acordo com uma seleção de subconjunto e/ou método de compressão descrito aqui abaixo. O módulo de telemetria 314 comunica dados para a superfície utilizando qualquer técnica adequada de telemetria LWD, inclusive telemetria de pulso de lama, telemetria acústica e telemetria eletromagnética.

[00021] A figura 4 é um diagrama de blocos ilustrativo de um sistema de processamento de superfície adequado para coletar dados para perfilar volumétricos e gerar visualizações deles. Em algumas modalidades um

usuário pode ainda interagir com o sistema para enviar comando para o conjunto de fundo de furo, para ajustar sua operação em resposta aos dados recebidos. O sistema da figura 4 pode assumir a forma de um computador que inclui um chassi 50, um mostrador 56 e um ou mais dispositivos de entrada 54, 55. Existe localizado no chassi 50 uma interface mostradora 402, uma interface periférica 404, um barramento 406, um processador 408, uma memória 410, um dispositivo de armazenagem de informação 412 e uma interface de rede 414. O barramento 406 interconecta os diversos elementos do computador e transporta suas comunicações.

[00022] Em no mínimo algumas modalidades os transdutores de telemetria de superfície são acoplados ao sistema de processamento por meio da interface de rede 414 para possibilitar ao sistema se comunicar com o conjunto de fundo de furo. De acordo com uma entrada de usuário recebida por meio da interface periférica 404 e instruções de programa a partir da memória 410 e/ou dispositivo de armazenagem de informação 412, o processador processa a informação de telemetria recebida, recebida por meio da interface de rede 414 para reconstruir um conjunto de dados para perfilar volumétrico e apresentá-lo para o usuário. O processador 408, e daí o sistema como um todo, genericamente opera de acordo com um ou mais programas armazenados em um meio de armazenagem de informação, por exemplo, no dispositivo de armazenagem de informação 412. De maneira similar, o módulo de controle do conjunto de fundo de furo 302 opera de acordo com um ou mais programas armazenados em uma memória interna. Um ou mais destes programas configura o módulo de controle e o sistema de processamento para realizar, no mínimo, um dos métodos de telemetria divulgados aqui.

[00023] A figura 5 mostra uma fatia de “Z constante” 502 do volume de dados cilíndrico ilustrativo. No volume de dados ilustrado as distâncias radiais dos anéis podem, por exemplo, ser $R = 30 \text{ cm}, 60 \text{ cm}, 90 \text{ cm}, 120 \text{ cm},$

150 cm, 180 cm, 210 cm, 240 cm, 300 cm, e 450 cm, embora naturalmente outras distâncias radiais possam ser utilizadas ao invés dessas. Observar que as dimensões das células de dados não precisam ser uniformes e, no exemplo ilustrado, os anéis exteriores tem extensões radiais maiores.

[00024] A figura 5 ainda mostra um limite ilustrativo 504 entre dois leitos de formação 506 e 508. O limite está mostrado cruzando através dos três anéis exteriores e ultrapassando o próximo anel 510 da faixa de medição da ferramenta. O anel 510 marca a região aproximada onde as medições de ferramenta começam a indicar a presença do limite.

[00025] A figura 6 mostra gráficos ilustrativos das medições da ferramenta de resistividade contra azimute. As curvas 601-606 indicam que dentro dos anéis interiores da faixa de medição da ferramenta os deslocamentos de fase medidos e a atenuação indicam uma resistividade relativa constante. Para o sétimo anel 510 (curva 607) é intermediária entre as curvas para os anéis interiores e os anéis e exteriores. A distância radial deste anel de transição é indicativa da distância até o limite do leito. As curvas 608-610 indicam que as medições de atenuação e deslocamento de fase para os anéis exteriores (aqueles que são atravessados pelo limite do leito 504) indicam uma variação senoidal da resistividade. Se computada de maneira adequada, a magnitude da variação de pico para pico depende da mudança na resistividade da formação e da distância até o limite da formação. Se for conhecido que a formação vizinha tem uma resistividade mais elevada ou mais baixa do que a formação atual, então a direção do limite do leito é também facilmente confirmada.

[00026] A figura 7 mostra a magnitude senoidal de pico para pico de curvas 601-610 como uma função da distância radial. A amplitude de oscilação de pico para pico pode ser determinada ou ajustando uma curva, ou simplesmente calculando uma diferença máxima entre orientações de azimute opostas. Em algumas modalidades a amplitude de pico para pico pode ser

determinada utilizando uma transformada tal como uma transformada de cosseno discreta. Um valor limiar predeterminado ou determinado de maneira dinâmica 702, pode ser utilizado para determinar qual, se algum, dos anéis de dados deveria ser comunicado para a superfície. A figura 7 mostra que o sétimo anel tem o primeiro valor de pico para pico 704 a exceder o limiar.

[00027] A figura 8 mostra uma derivada da curva de magnitude de pico para pico na figura 7. Em cooperação com, ou em lugar do teste de magnitude da figura 7, um limiar derivado predeterminado ou determinado de maneira dinâmica 802 pode ser utilizado para determinar qual, se algum, dos anéis de dados deveria ser comunicado para a superfície. A figura 8 mostra que o sétimo e o oitavo anéis em de valores derivados 804, 806 que excedem o limiar derivado 802. A utilização destes critérios e outros estão descritos abaixo.

[00028] A figura 9 é um fluxograma ilustrativo de um primeiro método de telemetria que envia dados a partir de raios selecionados. No bloco 902 o módulo de controle determina a posição atual da ferramenta e/ou orientação da ferramenta. (Em algumas modalidades o módulo de controle rastreia somente informação no tempo, a qual pode ser mapeada mais tarde para uma posição de ferramenta utilizando dados de posição coletados na superfície). No bloco 904 o módulo de controle coleta e armazena os dados de formação como uma função de azimute (ângulo de face da ferramenta aka) e raio (profundidade de investigação aka). Observar que o módulo sensor pode ser capaz de repetir suas medições diversas vezes em cada azimute e profundidade de investigação, e combinar de maneira estatística as medições para melhorar a precisão de medição.

[00029] No bloco 906 o módulo de controle processa os dados para selecionar um ou mais raios de interesse. Em uma primeira modalidade o raio de interesse é determinado ser aquele do anel o mais interior que tem a magnitude de pico para pico acima de um limiar (por exemplo, limiar 702 na

figura 7). Em uma segunda modalidade os raios de interesse são aqueles de um ou mais anéis, se algum, que têm mudanças em magnitude de pico para pico acima de um limiar (por exemplo, limiar 802 na figura 8). Alternativamente, o raio de derivada máxima está escolhido (ponto 806 na figura 8). Em uma terceira modalidade os raios de interesse são aqueles dos anéis que têm as variações mínima e máxima de pico para pico. Em ainda outra modalidade o módulo de controle processa os dados para determinar uma distância até um limite de leito, e os raios de interesse são escolhidos para os anéis que suportam esta distância.

[00030] No bloco 908 o módulo de controle seleciona um subconjunto dos dados de formação para enviar para a superfície com base nos raios de interesse identificados. Os dados de formação selecionados são preferivelmente os dados a partir dos anéis que têm um raio de interesse opcionalmente incluindo os anéis adjacentes interior e exterior. Quando nenhum raio de interesse é identificado, o módulo de controle seleciona um anel arbitrário ou envia um valor de resistividade médio para toda a fatia. O processo então se repete, começando novamente com o bloco 902.

[00031] A figura 10 é um fluxograma ilustrativo de um segundo método de telemetria que envia dados comprimidos. Como na figura 9, o módulo de controle determina a posição da ferramenta e coleta dados de formação em blocos 902 e 904. No bloco 1006 o módulo de controle extrai, a partir de cada fatia de “Z constante” dos dados de formação, diversos parâmetros característicos que fornecem uma representação condensada dos dados de formação. Em algumas modalidades estes parâmetros incluem (opcionalmente, para cada um de atenuação e deslocamento de fase) uma média para a fatia, uma variação senoidal de para pico máxima (ou mínima), a direção de azimute da variação de pico, e uma sequência de valores delta de pico para pico que indicam a mudança em variação de pico para pico a partir de um anel até o próximo. No bloco 1008 estes parâmetros são enviados para

a superfície e o processo se repete a partir do bloco 902.

[00032] Se mais compressão for desejada, os valores de parâmetro podem ser, cada um, expressos como uma mudança em valor com relação aos parâmetros da fatia precedente. Assim, por exemplo, o módulo de controle calcula uma diferença entre o valor médio para esta fatia e a média para a fatia precedente. Uma vez que esta diferença tenha sido comunicada para a superfície, o sistema de processamento adiciona a diferença à média a partir da fatia precedente para obter uma média para esta fatia. Como outra opção para mais compressão, o módulo de controle pode apenas enviar a posição e magnitude da máxima dos valores de alta de pico para pico, ou somente a posição e magnitude daqueles valores de alta que têm magnitudes acima de um limiar.

[00033] Se a largura de banda adicional está disponível, o módulo de controle pode enviar, de maneira otimizada desvios a partir do modelo idealizado representado pelos parâmetros precedentes. Por exemplo, dados os parâmetros precedentes, o sistema de processamento pode prever as medições para cada “reservatório” no volume de dados cilíndrico. O módulo de controle pode codificar e enviar algumas ou todas as diferenças entre esta predição e os valores de medição real. Assim, a posição e valores das diferenças máximas podem ser codificados e enviados para refinar o modelo reconstruído pelo sistema de processamento na superfície.

[00034] A figura 11 é um fluxograma ilustrativo de um terceiro método de telemetria que envia distância limite e/ou informação de direção. Como na figura 9, o módulo de controle determina a posição da ferramenta e coleta dados de formação nos blocos 902 e 904. No bloco 1106 o módulo de controle processa os dados de formação para determinar a informação desejada a respeito da informação por exemplo, resistividade e anisotropia resistiva do leito de formação atual, bem como a distância e direção até o próximo limite de leito. Métodos para determinar esta informação são conhecidos e podem ser facilmente implementados por meio de um

processador furo abaixo. Ver, por exemplo, a Patente US 6.476.609 intitulada “*Electromagnetic wave resistivity tool having a tilted antenna for geosteering within a desired payzone*” (Ferramenta de resistividade de onda eletromagnética que tem uma antena inclinada para geo-direcionamento dentro de uma zona de produção) por Michael Bittar, ou Pedido PCT/US/07/64221 intitulado “*Robust inversion systems and methods for azimuthally sensitive resistivity logging tools*” (Sistema e métodos robustos de inversão para ferramentas para perfilar de resistividade sensíveis a azimute) por Michael Bittar e Guoyu Hu. Em algumas modalidades diversos limites podem ser identificados e rastreados para possibilitar que informação de distância/direção sejam determinados para cada limite.

[00035] No bloco 1108 o módulo de controle transmite a informação de formação desejada para a superfície e o processo se repete começando no bloco 902. Em algumas modalidades a informação de formação extraída é ainda processada para gerar uma resposta de ferramenta predita que é subtraída das medições de ferramenta. Esta subtração é esperada reduzir enormemente a faixa dinâmica dos dados, possibilitando aos dados serem representados com significativamente menos bits. Se largura de banda suficiente está disponível, todas estas diferenças podem ser transmitidas para o sistema de processamento na superfície para possibilitar reconstrução completa dos dados medidos. Alternativamente, apenas um grupo selecionado de diferenças pode ser transmitido para possibilitar uma reconstrução mais aproximada dos dados. Métodos de seleção adequados incluem a resolução espacial reduzida (por exemplo, enviando diferenças a partir de cada outro setor de azimute e cada outro anel) e selecionar com base na magnitude das diferenças (por exemplo, enviando somente aquelas diferenças que excedem algum limiar).

[00036] Os métodos precedentes são particularmente adequados para utilização com ferramentas de geo-direcionamento nas quais é desejável controlar a direção de perfuração de modo a fazer com que o furo de sondagem seja

paralelo a um limite selecionado, ou um furo de sondagem existente. Em algumas modalidades o módulo de controle processa os dados de formação furo abaixo para determinar a informação de distância limite e direção. O módulo de controle opera como um auto-piloto para dirigir de maneira automática o conjunto de perfuração em resposta a esta informação de limite, mantendo o furo de sondagem a uma distância programada do limite.

[00037] Os métodos precedentes também possibilitam a atualização em tempo real de um “modelo de terra”, por exemplo, uma representação da geologia em uma região circundante. Tal modelo é útil na caracterização de e exploração de reservatórios de hidrocarbonetos. Esta representação pode assumir a forma de volume de dados que têm “reservatórios” retilíneos ou “elementos de volume” que contém um ou mais valores de propriedade da formação, tal como densidade, porosidade, lentidão, resistividade, e assim por diante. Alternativamente, a representação pode assumir a forma de estratos geológicos rotulados que são caracterizados por posição aproximada, orientação e forma, bem como uma ou mais características que possibilitam aos estratos serem distribuídos um do outro. Outras representações também podem ser utilizadas. Tal “modelo de terra” pode ser desenvolvido a partir de levantamentos sísmicos, poços exploratórios e estudos geológicos da região. Os métodos precedentes possibilitam o conhecimento da posição da ferramenta ser combinado com medições de distância limite e direção para uma determinação relativamente precisa de limites entre estratos. Os parâmetros de modelo de terra podem então ser ajustados para forçar concordância com as medições de ferramenta. O método de ajustamento preciso depende da forma do modelo de terra. Por exemplo, se a representação assume a forma de estratos rotulados a orientação e espessura dos estratos pode ser ajustada para corresponder às medições de ferramenta.

[00038] Em diversos campos de petróleo em desenvolvimento, diversos poços estão sendo perfurados em um dado momento. É esperado que

a atualização em tempo real de modelo de terra do campo de petróleo poderá melhorar de maneira significativa a informação disponível para os perfuradores individuais, possibilitando com isto melhores decisões de perfuração (por exemplo, a escolha da broca, peso sobre a broca, colocação do poço, cimentação e completação do poço). Assim, pode ser desejável ter o modelo de terra residente em uma instalação central que coleta medições de ferramenta a partir de equipamentos de perfuração individuais, atualiza o modelo e difunde a informação atualizada para os perfuradores no campo.

[00039] Em sistemas onde medições de ferramenta apresentam menos simetria axial ou de alguma forma é menos desejável admitir que os dados têm a estrutura descrita acima, uma técnica de compressão diferente pode ser empregada. Por exemplo, cada sexta fatia pode ser comprimida utilizando uma técnica de transformada de cosseno discreta bidimensional (2D-DCT) similar à compressão JPEG, porém no sistema de coordenadas cilíndricas. Os coeficientes são escalonados, quantificados, reordenados, codificados ao longo do comprimento e codificados em comprimento variável (por exemplo, Huffman) para reduzir de maneira significativa o número de bits necessários para representar os dados da fatia. As fatias intermediárias são codificadas de maneira diferenciada em relação à fatia precedente, conduzindo à redução ainda maior no número de bits necessários para representar estas fatias. Esta adaptação da técnica JPEG é esperada ser particularmente efetiva devido à geometria cilíndrica dos dados de medição.

[00040] Inúmeras variações e modificações se tornarão evidentes àqueles versados na técnica, uma vez que a divulgação acima seja completamente apreciada. Por exemplo, as técnicas de economia de largura de banda aqui divulgadas são também aplicáveis a outras ferramentas para perfilar sensíveis a azimute e ao ambiente de linha de cabo. É projetado que as reivindicações a seguir sejam interpretadas para abranger todas as variações e modificações.

REIVINDICAÇÕES

1. Conjunto de ferramenta de fundo de furo, compreendendo:
um transmissor de telemetria (26),

caracterizado por compreender ainda:

um processador (50) furo abaixo que recebe medições de sensor para diferentes azimutes e distâncias radiais a partir de um eixo de furo de sondagem, onde:

o processador (50) furo abaixo processa as medições de sensor para identificar raios de interesse selecionados; e,

o processador (50) furo abaixo fornece dados para o transmissor de telemetria (26) com base nos raios selecionados.

2. Conjunto de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que os dados representam, no mínimo, uma das medições do sensor como uma função de azimute nos raios selecionados, e no qual os dados omitem medições de sensor disponíveis como uma função de azimute em raios não selecionados.

3. Conjunto de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que o processador (50) determina os raios selecionados para incluir o raio mais interno no qual uma variação senoidal excede um limiar.

4. Conjunto de acordo com a reivindicação 3, caracterizado pelo fato de que os raios selecionados ainda incluem um raio de medição de sensor adjacente ao raio mais interno.

5. Conjunto de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que o processador (50) determina os raios selecionados para incluir aqueles raios nos quais uma mudança em variação senoidal como uma função de distância radial excede um limiar.

6. Conjunto de acordo com a reivindicação 5, caracterizado pelo fato de que os raios selecionados ainda incluem um raio de medição de sensor adjacente àqueles raios nos quais a mudança em variação senoidal

como uma função de distância radial excede o limiar.

7. Conjunto de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que o processador (50) avalia uma distância até um limite de leito e determina os raios selecionados com base na distância de limite de leito.

8. Conjunto de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que o processador (50) furo abaixo fornecer os dados para cada raio selecionado na forma de uma medição média, uma magnitude de variação senoidal e uma direção de azimute de um pico na medição de sensor.

9. Conjunto de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato de que os dados para um dos raios selecionados são fornecidos como diferenças relativas a valores correspondentes fornecidos para um raio adjacente.

10. Método para perfilar, caracterizado pelo fato de compreender:

coletar medições de propriedades de formação como uma função de posição de ferramenta, ângulo de face da ferramenta, e distância radial desde o eixo do furo de sondagem;

determinar medições para cada reservatório em um volume de dados cilíndrico.

determinar uma representação comprimida para cada uma de uma pluralidade de fatias feitas perpendiculares ao eixo do furo de sondagem;

transmitir a representação comprimida a partir da ferramenta furo abaixo até um sistema de processamento furo acima; e

processar a representação comprimida para gerar informação para a apresentação para um usuário.

11. Método de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de que as fatias, cada uma, inclui uma pluralidade de anéis que têm medições que variam como uma função de azimute, e no qual a representação comprimida inclui para cada fatia uma medição média, uma magnitude

máxima de variação senoidal dentro de um anel, um azimute para um pico da variação senoidal e uma série de mudanças em magnitude de variação senoidal entre anéis.

12. Método de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de que a representação comprimida é determinada utilizando uma transformada de cosseno discreta bidimensional da fatia.

13. Método de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de que a representação comprimida inclui uma distância limite e uma direção estimadas.

14. Método de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de que a etapa de processar compreende:

determinar uma distância e direção a partir da ferramenta até um limite de leito;

combinar a distância e direção com a posição da ferramenta para determinar uma posição de limite de leito; e

atualizar um modelo de terra com base, no mínimo em parte, em dita posição de limite de leito.

15. Método de acordo com a reivindicação 14, caracterizado pelo fato de que a informação representa um modelo de terra.

16. Método de acordo com a reivindicação 14, caracterizado pelo fato de ainda compreender dirigir uma coluna de perfuração em relação ao limite de leito.

FIG. 1

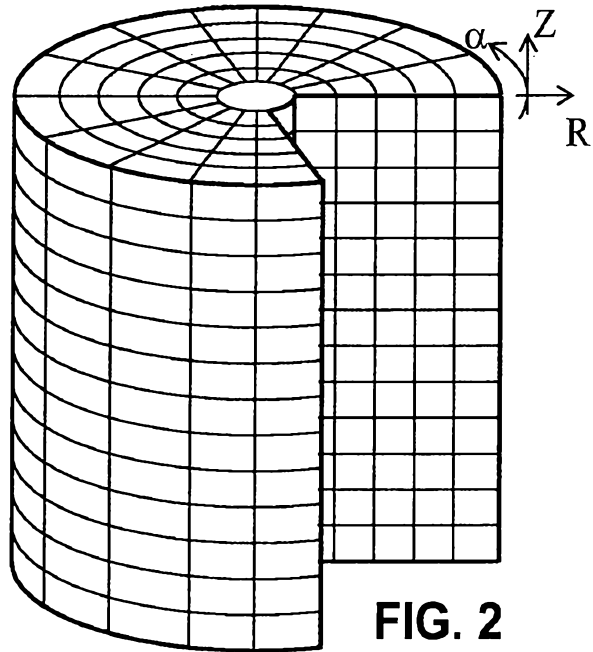
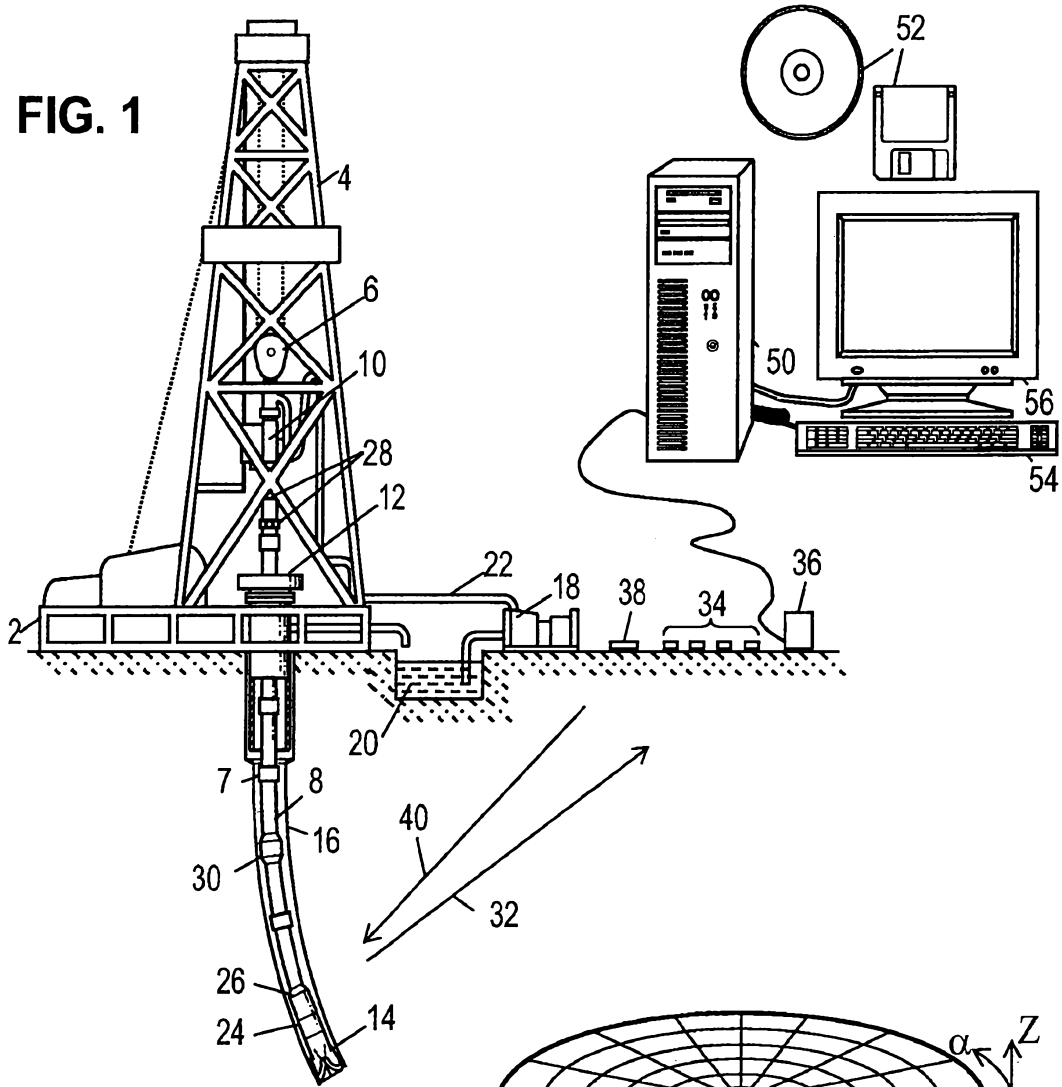


FIG. 2

FIG. 3

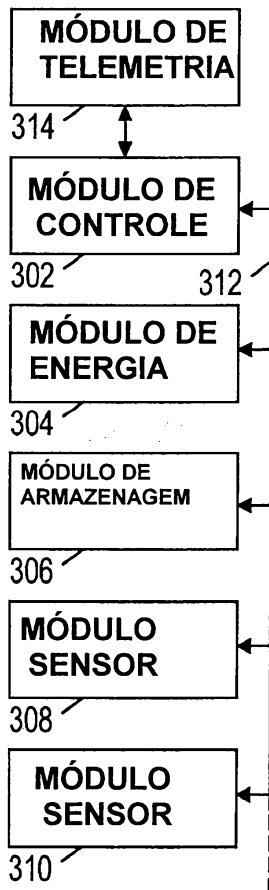


FIG. 4

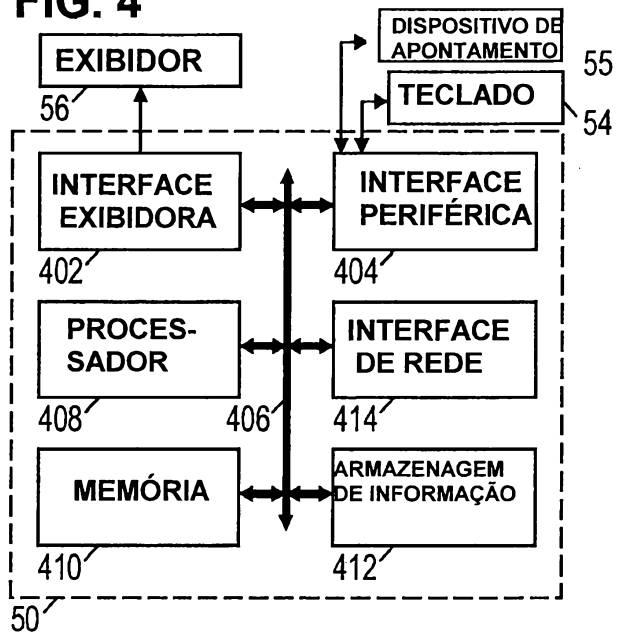
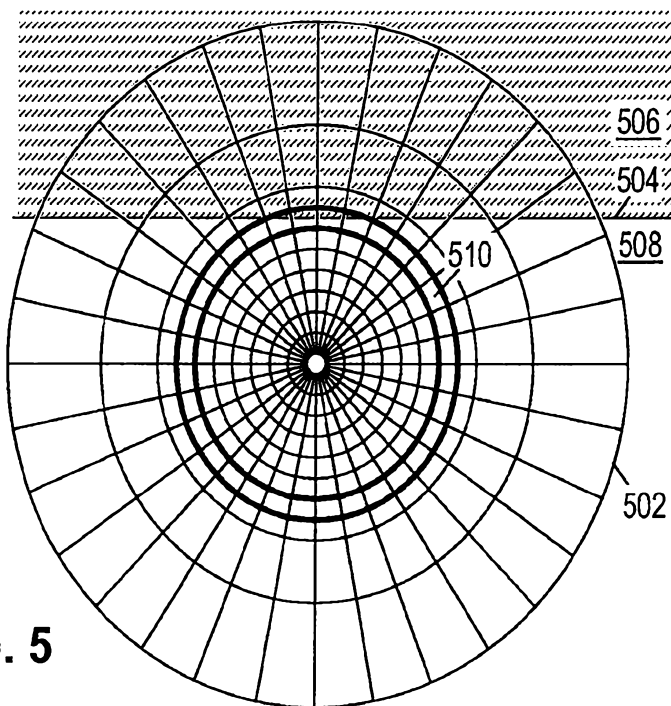


FIG. 5



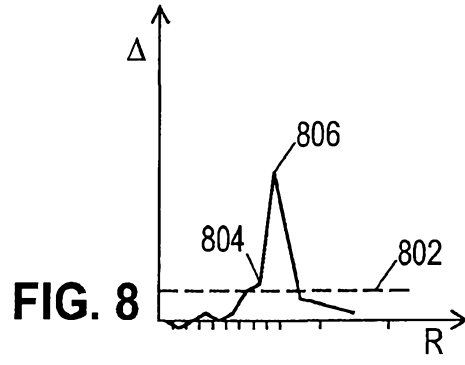
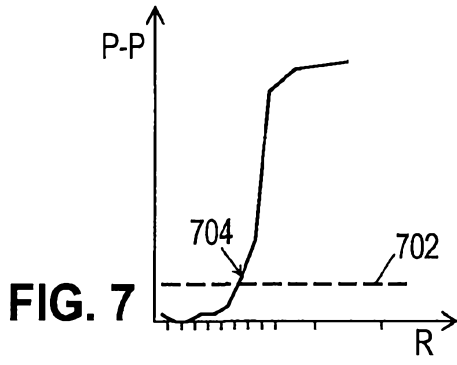
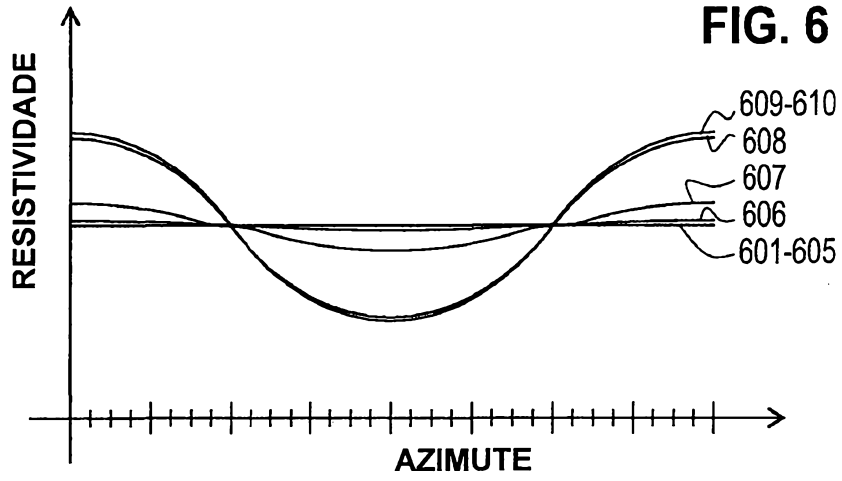


FIG. 9

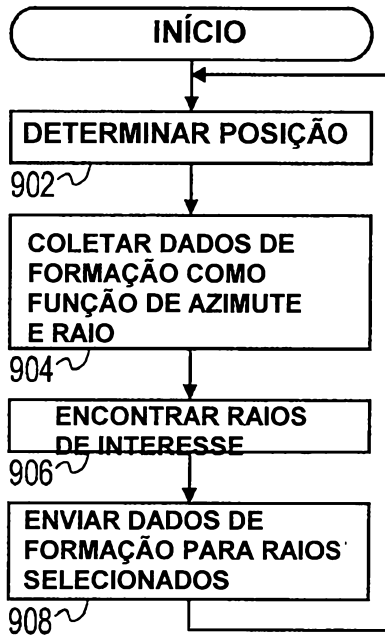


FIG. 10

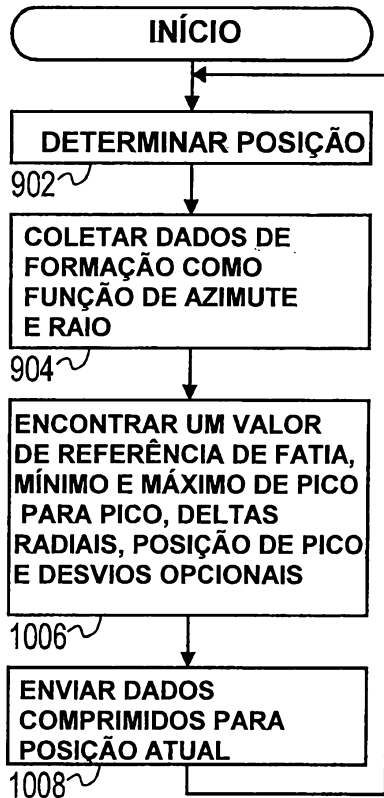


FIG. 11

