



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

(11) PI 1004697-6 B1



(22) Data do Depósito: 06/10/2010

(45) Data de Concessão: 24/12/2019

(54) Título: MÉTODO E SISTEMA DE DIRECIONAMENTO DAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO, E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR ARMAZENANDO INSTRUÇÕES PARA REFERIDO DIRECIONAMENTO

(51) Int.Cl.: E21B 7/04; E21B 47/022; E21B 47/12.

(30) Prioridade Unionista: 08/12/2009 US 12/633,061.

(73) Titular(es): PRAD RESEARCH AND DEVELOPMENT LIMITED.

(72) Inventor(es): LUCIAN JOHNSTON; SELIM DJANDJI; ANDY HAWTHORN.

(57) Resumo: MÉTODO DE DIRECIONAMENTO DAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO UTILIZANDO AS MEDIÇÕES DOS ESTRESSES QUE SE APRESENTA NO MATERIAL ROCHOSO, SISTEMA DE DIRECIONAMENTO DAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO UTILIZANDO AS MEDIÇÕES DOS ESTRESSES QUE SE APRESENTAM NO MATERIAL ROCHOSO, E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR PARA ARMAZENAR INSTRUÇÕES PARA DIRECIONAMENTO DAS OPERAÇÕES DE PERFURAÇÃO DE UM POÇO UTILIZANDO AS MEDIÇÕES DOS ESTRESSES QUE SE APRESENTAM NO MATERIAL ROCHOSO. Um método de direcionamento na operação de perfuração de um poço com base nas direções dos estresses que se apresentam no material rochoso. O método inclui a obtenção de dados do poço a partir de pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante a perfuração no poço, onde os dados do poço incluem informações de direção do estresse, geração, utilizando uma unidade central de processamento (CPU), a trajetória de um poço usando os dados de pesquisa do poço, onde a trajetória do poço inclui a direção de um furo de sondagem, determinar, usando a CPU, uma direção do mínimo estresse horizontal usando os dados do poço, e comparar, usando a CPU, a direção do mínimo estresse horizontal relativamente com a direção do furo de sondagem para determinar se um critério direcional não (...).

**MÉTODO E SISTEMA DE DIRECIONAMENTO DAS OPERAÇÕES DE
PERFURAÇÃO DE UM POÇO, E MEIO LEGÍVEL POR COMPUTADOR
ARMAZENANDO INSTRUÇÕES PARA REFERIDO DIRECIONAMENTO**

Fundamentos da Invenção

[0001] Operações, tais como pesquisa e análise topográfica, perfuração, testes de cabos, completações, produção, planejamento e análise das condições de campo são tipicamente realizadas para localizar e recolher os fluidos de valor comercial situados no interior do poço. As pesquisas são geralmente realizadas utilizando metodologias de aquisição de informações e dados, tais como equipamentos de varredura sísmica ou pesquisa topográfica para gerar mapas das formações subterrâneas. Essas formações são freqüentemente analisadas para determinar a presença de ativos subterrâneos, tais como fluidos ou minerais de valor comercial, ou para determinar se as formações têm características adequadas para o armazenamento de fluidos.

[0002] Durante as operações de perfuração e produção, os dados são normalmente coletados para análise e/ou acompanhamento das operações. Tais dados podem incluir, por exemplo, informações sobre formações subterrâneas, equipamentos e dados históricos e/ou outros dados.

[0003] Os dados relativos à formação subterrânea são coletados usando uma variedade de fontes. Os dados dinâmicos relacionados a, por exemplo, fluidos que fluem através das estruturas geológicas da formação subterrânea ao longo do tempo. Tais dados estáticos e/ou dinâmicos podem ser recolhidos para aprender mais sobre as formações e os ativos de valor comercial nela contidos.

[0004] Os diversos equipamentos podem ser posicionados nas proximidades do campo para monitorar os parâmetros de campo, para manipular as operações e/ou para separar e direcionar os fluidos provenientes dos poços. O equipamento de superfície e o equipamento de completação podem ser também usados para injetar fluidos em reservatórios, seja para armazenamento ou em pontos estratégicos para aumentar a produção do reservatório.

Sumário da Invenção

[0005] Em uma ou mais implementações de direcionamento de uma operação de perfuração de um poço utilizando medições das tensões que se apresentam no material rochoso, o método também inclui a obtenção de dados de pelo menos uma perfilagem, enquanto ferramenta de perfuração no poço, onde os dados do poço também incluem informação a respeito da direção das tensões, gerando desse modo, com o auxílio de uma unidade central de processamento (CPU), uma trajetória do poço utilizando dados da análise topográfica provenientes do poço, onde a trajetória do poço inclui uma direção do furo de sondagem, que determina com a utilização da CPU, uma direção da mínima tensão horizontal usando os dados obtidos do poço, e comparando, utilizando ainda a CPU, a direção da mínima tensão horizontal relativamente à direção do furo de sondagem para determinar que um critério direcional não está satisfeito. O método adicionalmente inclui uma resposta para determinar que o critério direcional não está satisfeito, gerando uma atualização da trajetória do poço que satisfaça aos critérios direcionais e ajustando as operações de perfuração utilizando a trajetória de perfuração atualizada.

[0006] Outros aspectos de direcionamento de poços com base na direção das tensões no material rochoso será evidente a partir da descrição apresentada adiante e pelas reivindicações anexas.

Breve Descrição dos Desenhos

[0007] Os desenhos anexos mostram várias modalidades do direcionamento do poço com base na direção das tensões no material rochoso e não devem ser consideradas limitantes ao seu alcance, para o direcionamento do poço com base na direção das tensões no material rochoso podendo admitir a outras modalidades igualmente eficazes.

[0008] A Figura 1 mostra uma visão esquemática, parcialmente, em seção transversal, de um campo que tem uma pluralidade de ferramentas de aquisição de dados posicionadas em vários locais ao longo do campo para a coleta de dados da formação subterrânea, em que modalidades do direcionamento do poço com base na direção das tensões no material rochoso podem ser implementadas.

[0009] A Figura 2 representa um sistema no qual uma ou mais modalidades de direcionamento do poço com base na direção das tensões no material rochoso podem ser aplicadas.

[0010] A Figura 3 descreve um método de exemplo para o direcionamento do poço com base na direção das tensões no material rochoso de acordo com uma ou mais modalidades.

[0011] A Figura 4 mostra um sistema de computador em que uma ou mais modalidades de direcionamento do poço com base na direção das tensões no material rochoso pode ser implementada.

Descrição Detalhada

[0012] Modalidades são mostradas no desenho acima e identificadas e descritas a seguir. Na descrição das modalidades, numerais de referência idênticos são usados para identificar elementos comuns ou similares. Os desenhos não estão necessariamente em escala e certas características e certos aspectos dos desenhos podem estar apresentados em escala ampliada ou de forma esquemática no intuito de maior clareza e concisão.

[0013] A Figura 1 mostra uma visão esquemática, parcialmente em seção transversal de um campo (100) provido com ferramentas de aquisição de dados (102-1), (102-2), (102-3), e (102-4), posicionadas em vários locais no campo para coleta de dados de uma formação subterrânea (104). Como mostrado, os dados coletados a partir das ferramentas (102-1 através 102-4) podem ser usados para gerar gráficos de dados (108-1 a 108-4), respectivamente.

[0014] Como mostrado na Figura 1, a formação subterrânea (104) inclui várias estruturas geológicas (106-1 a 106-4). Como demonstrado, a formação tem uma camada de arenito (106-1), uma camada de calcário (106-2), uma camada de xisto (106-3), e uma camada de areia (106-4). Uma linha de falha (107) estende-se através da formação. Em uma ou mais modalidades, as ferramentas de aquisição de dados estáticos são adaptadas para medir a formação e detectar as características das estruturas geológicas da formação.

[0015] Como mostrado na Figura 1, uma operação de perfuração é descrita como sendo realizada por ferramentas de perfuração (102-2) suspensas por uma plataforma (101) e avançadas para dentro das formações subterrâneas (104) para formar um poço (103). As ferramentas de perfuração (106b)

podem ser adaptadas para medir as propriedades no interior do poço usando ferramentas de perfilagem durante a perfuração (LWD).

[0016] Uma unidade de superfície (agora mostrada) é usada para se comunicar com as ferramentas de perfuração (102-2) e/ou operações fora do local. A unidade de superfície é capaz de se comunicar com as ferramentas de perfuração (102-2) para enviar comandos para as ferramentas de perfuração (102-2), e receber dados a partir destas. A unidade de superfície pode ser provida com meios computacionais para a recepção, armazenagem, processamento e/ou analisar os dados do campo petrolífero. A unidade de superfície de coleta de dados gerados durante a operação de perfuração e produz dados de saída que podem ser armazenados ou transmitidos. Instalações computacionais, tais como aquelas da unidade de superfície, podem ser posicionadas em diversos pontos nas proximidades do campo de petróleo e/ou em locais mais afastados.

[0017] Sensores, tais como medidores, podem ser posicionados nas cercanias do campo de petróleo como descrição anteriormente. Por exemplo, o sensor pode ser posicionado em uma ou mais posições nas ferramentas de perfuração (102-2) e/ou a plataforma (101) para medir parâmetros de perfuração, tal como peso sobre a broca, torque na broca, pressões, temperaturas, vazões, composições, velocidade de rotação e/ou outros parâmetros de funcionamento do campo petrolífero.

[0018] Os dados recolhidos pelos sensores podem ser coletados pela unidade de superfície e/ou outras fontes de coleta de dados para análise ou outro tratamento. Os dados

coletados pelos sensores podem ser usados sozinhos ou em combinação com outros dados. Os dados podem ser coletados em um ou mais bancos de dados e/ou transmitidos interna ou externamente. A totalidade, ou partes selecionadas dos dados pode ser seletivamente utilizado para a análise e/ou operações de previsão no campo de petróleo dos poços em questão e/ou de outros poços. Os dados podem ser dados históricos, dados em tempo real, ou combinações dos mesmos. Os dados em tempo real podem ser utilizados em tempo real, ou armazenados para uso posterior. Os dados também podem ser combinados com os dados históricos ou outros dados recebidos para posterior análise. Os dados podem ser armazenados em bancos de dados separados ou combinados em um único banco de dados.

[0019] Os dados recolhidos podem ser utilizados para realizar atividades, tais como o direcionamento do poço. Em outro exemplo, a saída de dados sísmicos pode ser usada para executar a engenharia geológica, geofísica e/ou do reservatório. Neste exemplo, o reservatório, poço de superfície, e/ou dados de processo podem ser usados para executar simulações de reservatório, poço, geológicas, geofísicas, ou outras simulações. As saídas de dados provenientes da exploração de campos petrolíferos podem ser geradas diretamente a partir dos sensores, ou depois de algum pré-processamento ou modelagem. Estas saídas de dados podem atuar como entradas de dados para análise posterior.

[0020] Como mostrado na Figura 1, as indicações gráficas (108-1 a 108-4) são exemplos de indicações gráficas das propriedades estáticas que podem ser geradas pelas ferramentas de aquisição de dados (102-1 a 102-4),

respectivamente. Por exemplo, a indicação gráfica (108-1) é um tempo de resposta sísmica nos dois sentidos. Em outro exemplo, a indicação gráfica (108-2) é um dado de testemunho medido a partir de um testemunho da formação (104). Em outro exemplo, a indicação gráfica (108-3) é um registro de perfilagem. Em outro exemplo, a indicação gráfica (108-4) é uma indicação gráfica de uma propriedade dinâmica, a vazão de fluido ao longo do tempo. Aquele usualmente versado na técnica irá perceber que outros dados podem ser também coletados, tais como, mas não se limitando a dados históricos, dados introduzidos pelo usuário, informações econômicas, dados de medição de outros, e outros parâmetros de interesse.

[0021] Embora uma formação subterrânea específica (104) com determinadas estruturas geológicas seja descrita, será notado que a formação pode conter uma variedade de estruturas geológicas. Fluido, material rochoso, água, óleo, gás, e outros materiais geológicos podem também estar presentes nas divas partes da formação. Cada um dos dispositivos de medição pode ser usado para medir as propriedades da formação e/ou suas estruturas subjacentes. Embora cada ferramenta de aquisição de dados seja mostrada como estando em posições específicas ao longo da formação, será notado que um ou mais tipos de medição pode ser obtido em uma ou mais posições ao longo da extensão de um ou mais campos ou em outras posições para comparação e/ou análise através de uma ou mais ferramentas de aquisição de dados. Os termos dispositivo de medição, ferramenta ou instrumento de medição, ferramenta de aquisição e/ou ferramentas de campo

são usados alternadamente neste documento segundo a base contextual.

[0022] Os dados coletados provenientes de várias fontes, tais como as ferramentas de aquisição de dados da Figura 1, podem então ser avaliados. Normalmente, os dados sísmicos apresentados na indicação gráfica (108-1) da ferramenta de aquisição de dados (102-1) é usado por um geofísico para determinar as características da formação subterrânea (104). Os dados do testemunho apresentado na indicação gráfica (108-2) e/ou dados de perfilagem proveniente da perfilagem do poço (108-3) se utiliza normalmente por um geólogo para determinar as diversas características das estruturas geológicas subterrâneas da formação (104). Os dados de produção provenientes do gráfico de produção (108-4) são normalmente utilizados pelo engenheiro de minas para determinar as características da vazão do fluido do reservatório.

[0023] A Figura 2 descreve um sistema (200) incorporado com uma parte de um campo, como mostrado e descrito acima com respeito à Figura 1. Como mostrado, o sistema (200) inclui uma unidade de superfície (202) operativamente conectada a um sistema de perfuração no local do poço (204), servidores (206), e uma ferramenta de direcionamento (208) através de uma interface (230) na ferramenta de direcionamento (208). A ferramenta de direcionamento (208) também está operativamente ligada, através da interface (230), aos servidores (206). A unidade de superfície (202) e sistema de perfuração no local do poço (204) podem incluir diversas ferramentas de campo e instalações no local do poço. Como mostrado, enlaces de comunicação são fornecidos entre

a unidade de superfície (202) e o sistema de perfuração no local do poço (204), servidores (206), e uma ferramenta de direcionamento (208). Um enlace de comunicação também é fornecido entre a ferramenta de direcionamento (208) e servidores (206). Uma variedade de enlaces de comunicação pode ser provida para facilitar o fluxo de dados através do sistema (200). Por exemplo, os enlaces de comunicação podem prever comunicação contínua, intermitente, unidirecional, bidirecional e/ou comunicação seletiva ao longo da extensão de todo o sistema (200). Os enlaces de comunicação podem ser de qualquer tipo, incluindo, mas não se limitando a, cabeados e sem fio.

[0024] Em uma ou mais modalidades, o sistema de perfuração no local do poço (204) é configurado para executar operações de campo de petróleo, conforme descrito acima com relação a Figura 1. Especificamente, o sistema de perfuração no local do poço (204) pode ser configurado para executar operações de perfuração, como direcionado por uma unidade de superfície (202). Em uma ou mais modalidades, a unidade de superfície (202) é fornecida com um componente de aquisição (212), um controlador (214), uma unidade de exibição (216), um processador (218) e um transceptor (220). O componente de aquisição (212) coleta e/ou armazena dados do campo. Esses dados podem ser também recebidos provenientes de outras fontes, tais como as descritas em relação à Figura 1 descrita.

[0025] O controlador (214) pode ser ativado para executar comandos no campo. O controlador (214) pode ser dotado de meios de atuação que podem executar operações de perfuração, tais como direcionamento, avanço, ou de outro

modo assumir ações no local do poço. Os comandos podem ser gerados com base na lógica do processador (218), ou por meio de comandos recebidos de outras fontes. Em uma ou mais modalidades, o processador (218) é fornecido com recursos para manipular e analisar os dados. O processador (218) pode ser fornecido com funcionalidades adicionais para executar operações de campo.

[0026] Em uma ou mais modalidades, uma unidade de exibição (216) pode ser fornecida no local do poço e/ou locais remotos para a visualização dos dados de campo (não mostrado). Os dados de campo representados pela unidade de exibição (216) podem ser dados em bruto (não processados), dados processados e/ou saídas de dados que são gerados a partir de dados diversos. Em uma ou mais modalidades, a unidade de exibição (216) é adaptada para fornecer visualizações flexíveis acerca dos dados, de modo que as telas descritas possam ser personalizadas como desejado. Um usuário pode planejar, ajustar e/ou executar operações de campo (por exemplo, determinar o curso da ação desejada durante operações de campo) com base na análise dos dados de campo apresentados. As operações de campo podem ser seletivamente ajustadas em resposta a visualização dos dados na unidade de exibição (216). A unidade de exibição (216) pode incluir uma tela de exibição bidimensional (2D) ou uma tela de exibição tridimensional (3D) para a visualização de dados de campo ou dos vários aspectos das operações de campo.

[0027] Em uma ou mais modalidades, o transceptor (220) fornece um meio para proporcionar acesso aos dados contidos e/ou provenientes de outras fontes. O transceptor (220) também pode fornecer um meio para se comunicar com outros

componentes, tais como os servidores (206), o sistema de perfuração no local do poço (204), a unidade de superfície (202), e/ou a ferramenta de direcionamento (208).

[0028] Os servidores (206) podem ser configurados para transferir dados de uma unidade de superfície (202) em um ou mais locais de poço para a ferramenta de direcionamento (208). Como mostrado, os servidores (206) incluem um servidor local (222), um servidor remoto (224), e um terceiro servidor (226). O servidor local (222) pode ser posicionado no local do poço e/ou outros locais para distribuir os dados provenientes da unidade de superfície (202). Como mostrado, o servidor remoto (224) está posicionado em um local distante do campo e fornece dados provenientes de fontes remotas. O terceiro servidor (226) pode ser local ou remoto, mas muitas vezes é operado por uma terceira parte, tal como, por exemplo, um cliente.

[0029] Em uma ou mais modalidades, os servidores (206) são capazes de transferir dados, tais como dados de registros de perfilagem, dados de perfuração, de trajetória, dados sísmicos, dados históricos, dados econômicos, dados provenientes de outro campo, e/ou outros dados que possam ser úteis durante a análise. O tipo de servidor não está pretendido a limitar a condição de direcionamento do poço com base na direção das tensões no material rochoso. Em uma ou mais modalidades, o sistema é adaptado para funcionar com qualquer tipo de servidor que possa ser empregado.

[0030] Em uma ou mais modalidades, os servidores (206) se comunicam com a ferramenta de direcionamento (208) através dos enlaces de comunicação. Como indicado pelas múltiplas setas, os servidores (206) podem ter enlaces de comunicação

em separado com a ferramenta de direcionamento (208) e a unidade de superfície (202). Um ou mais servidores (206) podem ser combinados ou articulados para fornecer um enlace de comunicação combinado.

[0031] Em uma ou mais modalidades, os servidores (206) coletam uma ampla variedade de dados. Os dados podem ser coletados a partir de uma variedade de canais que oferecem um determinado tipo de dados, tal como dos registros da perfilagem. Os dados dos servidores são passados para a ferramenta de direcionamento (208) para processamento. Os servidores (206) podem ser também configurados para armazenar e/ou transferir dados. Por exemplo, os dados podem ser coletados no sistema de perfuração no local do poço (204) utilizando ferramentas de medição durante perfuração (MWD), ferramentas de perfilagem durante perfuração (LWD), quaisquer outros tipos similares de ferramentas de medição de perfuração, ou qualquer combinação desses mencionados. Mais especificamente, as ferramentas MWD e/ou ferramentas LWD podem ser configuradas para obter informação com respeito ao azimute do furo de sondagem e do azimute da mínima tensão horizontal durante uma operação de perfuração do furo de sondagem no sistema de perfuração no local do poço (204). Por exemplo, uma ferramenta MWD pode ser configurada para obter dados de magnetômetros e/ou dados de acelerômetros para a determinação do azimute do furo de sondagem. Em outro exemplo, uma ferramenta LWD pode ser configurada para obter imagens elétrica do furo de sondagem para identificar fraturas induzidas pela perfuração. As fraturas induzidas pelo painel externo de fundo têm se mostrado estar diretamente relacionada ao azimute da mínima tensão

horizontal. Em outro exemplo, uma ferramenta LWD pode ser configurada para obter medições sônicas direcionais, que tenham se mostrado estarem relacionadas com o azimute da mínima tensão horizontal.

[0032] Aquele usualmente versado na técnica irá notar que as ferramentas MWD são configuradas para avaliar as propriedades físicas durante a perfuração de um poço. Uma ferramenta MWD pode obter medidas de fundo de poço, que podem ser armazenadas e, em seguida, transmitidas para a superfície. Neste caso, as medições podem ser transmitidas para a superfície como pulsos de pressão no sistema de lama (por exemplo, ondas senoidais positivas, negativas, ou contínuas). Aquele usualmente versado na técnica irão perceber que as ferramentas MWD que medem os parâmetros da formação (resistividade, porosidade, velocidade sônica, raio gama) são referidas como ferramentas LWD. As ferramentas LWD podem obter, armazenar, e transmitir as medições como discutidos acima com respeito às ferramentas de MWD.

[0033] Em uma ou mais ou mais modalidades, a ferramenta de direcionamento (208) é operativamente ligada à unidade de superfície (202) para receber os dados dela proveniente. Em alguns casos, a ferramenta de direcionamento (208) e/ou servidor(es) (206) pode ser posicionado no local do poço. A ferramenta de direcionamento (208) e/ou servidor(es) (206) também pode ser posicionado em vários locais. A ferramenta de direcionamento (208) pode ser operativamente ligada à unidade de superfície (202) através do servidor(es) (206). A ferramenta de direcionamento (208) também pode estar incluída na unidade de superfície ou posicionada nas proximidades da unidade de superfície (202).

[0034] Em uma ou mais modalidades, a ferramenta de direcionamento (208) inclui uma interface (230), uma unidade de processamento (232), uma unidade de repositório de dados (234), e uma unidade de interpretação de dados (236). Em uma ou mais modalidades, a unidade de direção (248) da ferramenta de direcionamento (208) é configurada para monitorar as propriedades no interior do poço para o direcionamento do furo de sondagem. Mais especificamente, a unidade de direção (248) pode ser configurada para usar as propriedades no interior do poço obtidas pelas ferramentas MWD e/ou ferramentas LWD no sistema de perfuração no local do poço (204) para determinar uma direção mais adequada para uma operação de perfuração. Neste caso, as propriedades de poços podem ser obtidas a partir dos servidores (206), onde o sistema de perfuração no local do poço (204) e unidade de superfície (202) é configurado para armazenar as propriedades do interior do poço nos servidores (206) em tempo real.

[0035] Em uma ou mais modalidades, a unidade de direção (248) é configurada para determinar o azimute do furo de sondagem e o azimute da mínima tensão horizontal. Neste caso, a unidade de direção (248) pode determinar o azimute do furo de sondagem e o azimute da mínima tensão horizontal usando os dados do poço (por exemplo, dados da pesquisa, uma imagem elétrica do furo direcional, medições sônicas), obtido a partir de uma ferramenta LWD e/ou ferramenta MWD. Por exemplo, o azimute do furo de sondagem pode ser determinado com base em dados de pesquisa (por exemplo, dados de magnetômetros, dados do acelerômetro, etc.) de uma ferramenta LWD. Em outro exemplo, o azimute da mínima tensão

horizontal pode ser determinada com base em uma imagem elétrica do furo de sondagem e/ou medições sônicas direcionais provenientes de uma ferramenta MWD.

[0036] Em uma ou mais modalidades, a unidade de direção (248) pode ser configurada para comparar o azimute do furo de sondagem com o azimute de mínima tensão horizontal com base em critérios direcional. Mais especificamente, a unidade de direção (248) é configurada para gerar uma trajetória mais bem adequada com base na comparação do azimute do furo de sondagem com o azimute da mínima tensão horizontal. Neste caso, o critério direcional pode especificar que o azimute do furo de sondagem deve ser orientado relativamente ao azimute da mínima tensão horizontal. Por exemplo, em um reservatório não convencional de gás (ou seja, o xisto), o critério direcional pode especificar que a diferença entre o azimute do furo de sondagem com o azimute da mínima tensão horizontal deve ser minimizado (ou seja, mantido abaixo de um limite especificado), a fim de otimizar a produtividade de fraturas hidráulicas em um poço horizontal. Em outro exemplo, o critério direcional pode ser para otimizar a estabilidade do poço. A trajetória mais bem adequada do poço determinada pela unidade de direção (248) pode então ser utilizada na unidade de superfície (202) para ajustar uma operação de perfuração. Em outras palavras, a unidade de direção (248) pode ser configurada para fornecer uma resposta incluindo uma trajetória mais bem adequada gerada com base na análise das informações de azimute, para a unidade de superfície (202), onde por conseguinte uma operação de perfuração pode ser ajustada na unidade de superfície (202).

[0037] Aquele usualmente versado na técnica vão notar que os critérios direcionais podem ser ajustados em tempo real, com base nas condições atuais de uma operação de perfuração. Mais especificamente, o critério direcional de pode ser ajustado de acordo com a estrutura geológica vigente que está sendo perfuração pelo poço. Por exemplo, o critério direcional pode ser ajustado para otimizar a produtividade das fraturas hidráulicas durante a perfuração em xisto. Em um outro exemplo, o critério direcional pode ser ajustado para otimizar a estabilidade do poço durante a perfuração perto de um domo de sal.

[0038] Opcionalmente, a unidade de direção (248) pode ser configurada para se atualizar continuamente a um modelo de terreno (por exemplo, um modelo de campo numérico completo, um modelo geoestatístico, etc.) com base no determinado azimute do furo de sondagem e no azimute da mínima tensão horizontal. Neste caso, a unidade de direção (248) pode ser configurada para gerar a trajetória de poço mais bem adequada utilizando o modelo de terreno atualizado. Além disso, o modelo terrestre pode ser inicialmente gerado com base nas medições da subsuperfície, como descrito acima com respeito à Figura 1.

[0039] Em uma ou mais modalidades, a interface (230) da ferramenta de direcionamento (208) é configurada para se comunicar com os servidores (206) e a unidade de superfície (202). A interface (230) pode também ser configurada para se comunicar com outros campos de petróleo e fontes não petrolíferas. A interface (230) pode ser configurada para receber os dados e mapear os dados para processamento. Em uma ou mais modalidades, os dados dos servidores (206) são

enviados ao longo dos canais predefinidos, que podem ser selecionados pela interface (230).

[0040] Como mostrado na Figura 2, a interface (230) seleciona o canal de dados do(s) servidor(es) (206) e recebe os dados. Em uma ou mais modalidades, a interface (230) também mapeia os canais de dados relativamente aos dados provenientes dos canais de dados do local do poço. Os dados podem então ser passados a partir da interface (230) para os módulos de processamento (242) da unidade de processamento (232). Em uma ou mais modalidades, os dados são imediatamente incorporados na ferramenta de direção (208) para as sessões e/ou modelagem em tempo real. A interface (230) pode criar solicitações de dados (por exemplo, pesquisas, registros, dados MWD/LWD, etc.), exibir a interface usuário, e monitorar eventos do estado de conexões. Em uma ou mais modalidades, a interface (230) também exemplifica os dados em um objeto de dados para processamento.

[0041] Em uma ou mais modalidades, a unidade de processamento (232) inclui módulos de formatação (240), módulos de processamento (242) e módulos utilitários (246). Estes módulos são configurados para manipular os dados de campo para análise, potencialmente em tempo real.

[0042] Em uma ou mais modalidades, os módulos de formatação (240) transformam os dados em um formato desejado para o processamento. Os dados de entrada podem ser formatados, traduzidos, ou manipulados para uso. Em uma ou mais modalidades, os módulos de formatação (240) são configurados para permitir que os dados provenientes de uma variedade de fontes sejam formatados e usados tal que os dados se processem e sejam apresentados em tempo real.

[0043] Em uma ou mais modalidades, os módulos utilitários (246) proporcionam funções de suporte para a ferramenta de direcionamento (208). Em uma ou mais modalidades, os módulos utilitários (246) incluem um componente de perfilagem (não mostrado) e uma interface usuário (UI) do componente de gerenciamento (não mostrado). O componente de perfilagem proporciona uma chamada usual para os dados de perfilagem, o que significa que os módulos e utilidade (246) permitem que a destinação da perfilagem seja ajustada pela aplicação. O componente de perfilagem pode ser também provido com outras características, tais como um depurador, um sistema de envio de mensagens, e um sistema de alerta, entre outros. O depurador envia uma mensagem de depuração para aqueles que utilizam o sistema. O sistema de envio de mensagem envia informações para os subsistemas, usuários e outros. As informações enviadas pelo sistema de envio de mensagens podem ou não interromper a operação e podem ser distribuídas para vários locais e/ou usuários ao longo da extensão do sistema. O sistema de envio de mensagem pode ser configurado para enviar mensagens de erro e avisos para diversos locais e/ou usuários ao longo da extensão do sistema. Em alguns casos, as mensagens de aviso podem interromper o processo e exibir alertas.

[0044] Em uma ou mais modalidades, o componente gerenciador de interface do usuário (UI não mostrado), cria elementos da interface do usuário para as exposições. O componente de interface do usuário define o gerente de telas de entrada do usuário, tais como itens de menu, menus de contexto, barras de ferramentas e configurações do Windows. O gerenciador de interface do usuário também pode ser

configurado para direcionar eventos relacionados com essas telas de entrada usuário.

[0045] Em uma ou mais modalidades, os módulos de processamento (242) são configurados para analisar os dados e gerar resultados. Como descrito acima, os dados analisados pelos módulos de processamento (242) podem incluir dados estáticos, dados dinâmicos, dados históricos, dados em tempo real, ou outros tipos de dados. Além disso, os dados analisados pelos módulos de processamento (242) podem estar relacionados a diversos aspectos das operações de campo, tal como a estrutura da formação, a estratigrafia geológica, a tomada dos testemunhos, perfilagem do poço, densidade, resistividade composição do fluido, vazão, condições existentes no interior do poço, condições de superfície, condições do equipamento, ou outros aspectos das operações de campo. Em uma ou mais modalidades, os dados são processados pelo módulo de processamento (242) na forma de múltiplos conjuntos de dados volumétricos para armazenamento e recuperação.

[0046] Em uma ou mais modalidades, o repositório de dados (234) armazena os dados para a ferramenta de direcionamento (208). Os dados armazenados no repositório de dados (234) podem estar em um formato disponível para uso em tempo real (por exemplo, a informação atualizada aproximadamente na mesma velocidade em que a informação é recebida). Em uma ou mais modalidades, os dados são passados para o repositório de dados (234) dos módulos de processamento (242). Os dados podem ser mantidos no sistema de arquivo (por exemplo, como linguagem extensível de 'markup' (extensible markup language (XML)) ou em um banco

de dados. O usuário, um programa de computador, ou alguma outra entidade determinante pode determinar qual armazenamento é o mais apropriado para utilizar para uma dada peça de dados e armazenar os dados em um modo a permitir o fluxo automático do dado através do restante do sistema em um modo contínuo e integrado. O sistema pode também facilitar os fluxos de trabalho manual e automatizado (por exemplo, Modelagem, Geologia, e fluxo de trabalho Geofísicos) com base nos dados existentes.

[0047] Em uma ou mais modalidades, os dados da unidade de processamento (236) executam o processamento de cálculos de algoritmo para fornecer uma ou mais telas para a visualização dos dados. As telas para visualizar os dados podem ser apresentados, utilizando um ou mais enlaces de comunicação, a um usuário na unidade de exibição (216) da unidade de superfície (202). A unidade de interpretação de dados (236) pode conter uma tela 2D, uma tela 3D, uma tela da seção do poço, ou outras telas, seja por definição ou como selecionado por um usuário. A unidade de interpretação de dados (236) pode seletivamente exibir telas compostas de qualquer combinação de uma ou mais telas. As telas podem estar ou não sincronizados entre si durante a exibição. Em uma ou mais modalidades, a unidade de interpretação de dados (236) é provida com mecanismos para atuar diversas telas ou outras funções no sistema. Além disso, a unidade de interpretação de dados (236) pode seletivamente fornecer telas compostas de qualquer combinação de um ou mais conjuntos de dados volumétricos. Os conjuntos de dados volumétricos contêm tipicamente os dados de exploração e de produção.

[0048] Embora sejam descritos componentes específicos para uso nas unidades e/ou módulos da ferramenta de direcionamento (208), será notado que uma variedade de componentes com várias funções pode ser configurados para proporcionar a formatação, processamento, utilidade, e funções de coordenação necessárias para o processamento de dados na ferramenta de direcionamento (208). Os componentes podem ter funcionalidades combinadas e podem ser implementados como software, hardware, firmware, ou combinações adequadas dos mesmos.

[0049] Além disso, os componentes (por exemplo, os módulos de processamento (242), a unidade de interpretação de dados (236), etc.) da ferramenta de direcionamento (208) podem estar posicionados em um servidor situado no local (222) ou em posições distribuídas onde um servidor remoto (224) e/ou um servidor de terceiros (226) pode estar envolvido. O servidor no local (222) pode ser localizado dentro da unidade de superfície (202).

[0050] A Figura 3 mostra um fluxograma de um método, de acordo com uma ou mais modalidades. Um ou mais dos blocos mostrados na Figura 3 pode ser omitido, repetido e/ou executado em uma ordem diferente. Assim, as modalidades não deverão ser consideradas como limitadas aos arranjos específicos dos blocos mostrados na Figura 3.

[0051] Em uma ou mais modalidades, o método descrito na Figura 3 pode ser praticado durante uma operação de perfuração, como descrito acima com relação às Figuras 1 e 2. No bloco 302, os dados do poço são obtidos a partir de ferramentas de perfilagem durante perfuração (LWD). Os dados do poço podem também incluir, mas não se limita a, uma imagem

elétrica do furo de sondagem, dados sonoros direcionais, ou alguma combinação adequada desses mencionados. Em uma ou mais modalidades, um computador, como descrito com respeito à Figura 4 abaixo, é usado para obter os dados do poço.

[0052] No bloco 304, os dados da pesquisa são processados para obter a trajetória do poço. Os dados da pesquisa podem ser obtidos utilizando ferramentas de monitoramento durante a perfuração (MWD). Os dados da pesquisa podem incluir informações (por exemplo, dados de magnetômetros, dados de acelerômetro, etc.) relacionados com a direção do furo de sondagem (ou seja, do azimute do furo de sondagem). Em uma ou mais modalidades, um computador, conforme descrito em relação à Figura 4 abaixo, é utilizado para processar os dados da pesquisa.

[0053] No bloco 306, os dados também são analisados para determinar a direção (ou seja, azimute) da mínima tensão horizontal. Por exemplo, se os dados do poço também incluírem uma imagem elétrica do poço, a imagem elétrica pode ser analisada para identificar as fraturas induzidas pela perfuração. As fraturas induzidas pela perfuração têm se mostrado estar diretamente relacionadas com a direção da mínima tensão horizontal. Em outro exemplo, os dados também podem incluir medições sônicas direcionais, que também têm demonstrado estarem relacionadas com a direção da mínima tensão horizontal. Em uma ou mais modalidades, um computador, conforme descrito em relação à Figura 4 abaixo, é utilizado para analisar os dados obtidos do poço.

[0054] No bloco 308, a direção da mínima tensão horizontal é comparada com a direção do furo de sondagem. Mais especificamente, a direção da mínima tensão horizontal

é comparado com a direção do furo de sondagem em tempo real (ou seja, a comparação é realizada durante a operação de perfuração associado com os dados do poço e os dados da pesquisa) para determinar uma diferença nas direções. A natureza em tempo real da comparação permite que sejam tomadas decisões à medida que a operação de perfuração está sendo executada. Em uma ou mais modalidades, um computador, conforme descrito em relação à Figura 4 abaixo, é usado para comparar as informações de direcionamento.

[0055] No bloco 310, é feita uma determinação de modo a saber se a comparação de direção satisfaz a um critério direcional. O critério direcional pode especificar uma variedade de requisitos direcionais, tais como, mas não se limitando a, minimizar a diferença entre a direção do furo de sondagem e a direção da mínima tensão horizontal, garantindo que a direção do furo de sondagem está perpendicular à direção da mínima tensão horizontal, etc. O critério direcional pode ser especificado com base na composição da formação e/ou dos objetivos vigentes da operação de perfuração. Por exemplo, em um reservatório de xisto, os critérios direcionais podem especificar que a diferença entre a direção do furo de sondagem e a direção da mínima tensão horizontal deve ser minimizada (ou seja, mantida abaixo de um limite especificado), a fim de melhorar a produtividade das fraturas hidráulicas. Em outro exemplo, critérios direcionais podem especificar que a direção do furo de sondagem deve ser perpendicular à direção das mínimas tensões horizontais, a fim de aumentar a estabilidade do furo de sondagem. Se for determinado que os critérios direcionais estão satisfeitos, o método pode retornar ao

bloco 302. Em uma ou mais modalidades, um computador, conforme descrito em relação à Figura 4 abaixo, é usado para determinar se a comparação satisfaz ao critério direcional.

[0056] Em resposta à determinação de que os critérios de direção não estejam satisfeitos, a trajetória do poço é atualizada de modo a satisfazer aos critérios direcionais (bloco 312). Mais especificamente, a trajetória também é atualizada para orientar a direção do furo de sondagem relativamente à direção da mínima tensão horizontal, como especificado o critério direcional. Por exemplo, a comparação da informação direcional, levando em conta os critérios direcionais é utilizada para orientar a perfuração do furo de sondagem em tempo real (por exemplo, direção da perfuração do furo de sondagem de modo a minimizar a diferença na direção entre a direção do furo de sondagem e a direção do e sentido entre a direção do furo e a direção da mínima tensão horizontal). Em outro exemplo, um modelo terrestre da operação de perfuração, incluindo uma trajetória de poço proposta pode ser atualizada para satisfazer aos critérios direcionais, onde a atualização do modelo terrestre pode ser então usada para direcionar em tempo real a perfuração do furo de sondagem. Em uma ou mais modalidades, um computador, conforme descrito com respeito à Figura 4 abaixo, é usado para atualizar a trajetória do poço para satisfazer aos critérios direcionais.

[0057] No bloco 314, a operação de perfuração é ajustada com base na atualização da trajetória do poço. A operação de perfuração pode ser ajustada usando uma unidade de superfície, conforme descrito acima com relação às Figuras 1 e 2. Em uma ou mais modalidades, um computador, conforme

descrito em relação à Figura 4 abaixo, é usado para ajustar a operação de perfuração.

[0058] Aquele usualmente versado na técnica irá notar que os blocos 302 a 314 podem ser repetidos qualquer número de vezes durante uma operação de perfuração. Neste caso, a operação de perfuração pode ser ajustada continuamente em tempo real com base nos critérios direcionais. Além disso, durante as interações dos blocos 302 a 314, os critérios direcionais podem ser atualizados com base nos objetivos vigentes (por exemplo, produtividade, estabilidade, etc.) da operação de perfuração.

[0059] Modalidades do direcionamento do poço com base na direção das tensões no material rochoso podem ser implementadas virtualmente em qualquer tipo de computador, independentemente da plataforma a ser usada. Por exemplo, como mostrado na Figura 4, um sistema de computador (400) inclui um ou mais processador(es) (402), tal como uma unidade de processamento central (CPU) ou outro processador de hardware, memória associada (404) (por exemplo, memória de acesso randômico (RAM), memória cachê, memória flash, etc.), um dispositivo de armazenamento (406) (por exemplo, um disco rígido, uma unidade ótica como uma unidade de acionamento de disco compacto ou de disco de vídeo digital (DVD), um cartão de memória flash, etc.), e numerosas outros elementos e funcionalidades típicas dos computadores atuais (não mostrados). O computador (400) pode incluir também meios de entrada, como um teclado (408), um mouse (410), ou um microfone (não mostrado). Além disso, o computador (400) pode incluir meios de saída, como um monitor (412) (por exemplo, um monitor com tela de cristal líquido LCD, tela de

plasma ou monitor de tubo de raios (CRT), monitor). O sistema de computador (400) pode estar conectado a uma rede (414) (por exemplo, uma rede de área local (LAN), uma rede de área ampla (WAN) como a Internet, ou qualquer outro tipo de rede similar) através de uma interface de conexão de rede (não mostrados). Aquele usualmente versado na técnica irão notar que muitos tipos diferentes de sistemas de informática existentes (por exemplo, computador de mesa, computador portátil, dispositivo de mídia pessoal, um dispositivo móvel, tal como um telefone celular ou um assistente digital pessoal, ou qualquer outro sistema computacional capaz de executar instruções legíveis por computador), e os já mencionados meios de entrada de dados e meios de saída de dados podem assumir outras formas, conhecidas atualmente ou posteriormente desenvolvidas. De modo geral, o sistema de computador (400) inclui pelo menos o mínimo de processamento, com relação aos meios de entrada e/ou saída de dados necessários para a prática de uma ou mais modalidades.

[0060] Além disso, aquele usualmente versado na técnica irá notar que um ou mais dos elementos do mencionado sistema de computador (400) pode estar posicionado em um local remoto e conectado aos outros elementos numa rede. Além disso, uma ou mais modalidades pode ser implementada em um sistema distribuído possuindo uma pluralidade de nós, onde cada parte da implementação (por exemplo, a ferramenta de direcionamento, os servidores) pode ser posicionado em um nó diferente dentro do sistema distribuído. Em uma ou mais modalidades, o nó corresponde a um sistema de computador. Como alternativa, o nó pode corresponder a um processador com memória física associada. O nó pode, em alternativa

corresponder a um processador com memória e/ou recursos compartilhados. Além disso, as instruções de software para executar uma ou mais modalidades podem ser armazenadas em um meio legível em computador como um disco compacto (CD), em um disquete, uma fita, ou qualquer outro dispositivo de armazenamento legível por computador.

[0061] Os sistemas e métodos providos se referem à aquisição de hidrocarbonetos a partir de um campo petrolífero. Será apreciado que os mesmos sistemas e métodos podem ser utilizados para realizar operações de subsuperfície, tais como de mineração, de recuperação de água e de aquisição de outros fluidos do subsolo ou de outros materiais geológicos provenientes de outros campos. Além disso, partes dos sistemas e métodos podem ser implementados como software, hardware, firmware, ou combinações dos mesmos.

[0062] Embora o direcionamento na perfuração de poços com base nas direções das tensões que se apresentam no material rochoso tenha sido descrito com respeito a um número limitado de modalidades, aquele usualmente versado na técnica, usufruindo dos benefícios apresentados nessa revelação, irá perceber que outras modalidades podem ser concebidas, as quais não se afastam do escopo do que não se afastem do âmbito de aplicação do direcionamento na perfuração de poços com base nas direções das tensões que se apresentam no material rochoso conforme aqui apresentado. Por conseguinte, o escopo do direcionamento na perfuração de poços com base nas direções das tensões que se apresentam no material rochoso estará limitado apenas pelas reivindicações anexas.

REIVINDICAÇÕES

1. Método de direcionamento das operações de perfuração de um poço utilizando as medições das tensões que se apresentam no material rochoso, caracterizado por compreender:

obter dados do poço a partir de pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante a perfuração no poço, em que os dados do poço compreendem informação com respeito às direções das tensões;

gerar, utilizando uma unidade central de processamento (CPU), uma trajetória do poço usando os dados da pesquisa a partir do poço, onde a trajetória do poço compreende uma direção do furo de sondagem;

determinar, utilizando a CPU, uma direção da mínima tensão horizontal utilizando os dados do poço;

comparar, utilizando a CPU, a direção da mínima tensão horizontal com a direção do furo de sondagem para determinar que um critério direcional não é satisfeito, em que o critério direcional especifica, com base em um objetivo atual da operação de perfuração, uma relação entre a direção da trajetória do furo de sondagem e a direção da mínima tensão;

em resposta à determinação de que o critério direcional não é satisfeito, gerar uma trajetória atualizada de poço que satisfaça ao critério direcional;

ajustar a operação de perfuração utilizando a trajetória atualizada de poço;

atualizar, durante a perfuração do poço, o critério direcional para um critério direcional atualizado com base em um objetivo atual da operação de perfuração, em que o critério direcional atualizado especifica, com base no

objetivo atual da operação de perfuração, uma relação entre a direção da trajetória do furo de sondagem e a direção da mínima tensão horizontal; e

continuar a perfuração do poço, de acordo com o critério direcional atualizado.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato de que continuar a perfuração do poço, de acordo com o critério direcional atualizado, compreende:

comparar, usando a CPU, a direção da mínima tensão horizontal com a direção do furo de sondagem para determinar que o critério direcional atualizado não é satisfeito; e

em resposta à determinação de que o critério direcional atualizado não é satisfeito, ajustar a trajetória atualizada do poço e a operação de perfuração de modo a satisfazer ao critério direcional atualizado.

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato da operação de perfuração ser ajustada continuamente em tempo real, com base nos dados do poço provenientes de pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante perfuração.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato dos dados de poço compreenderem pelo menos um selecionado a partir do grupo que compreende uma imagem elétrica de um furo de sondagem e um dado sônico direcional do furo de sondagem.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado** pelo fato da trajetória atualizada do poço ser gerada utilizando um modelo terrestre.

6. Método, de acordo com a reivindicação 5, **caracterizado** por adicionalmente compreender:

gerar o modelo terrestre usando uma pluralidade de medições de subsuperfície; e

atualizar o modelo terrestre usando a direção do furo de sondagem e a direção da mínima tensão horizontal.

7. Sistema de direcionamento das operações de perfuração de um poço utilizando as medições das tensões que se apresentam no material rochoso, **caracterizado** por compreender:

pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante perfuração configurada para obter dados do poço compreendendo informação da direção da tensão;

uma ferramenta de direcionamento configurada para:

gerar uma trajetória do poço usando os dados da pesquisa a partir do poço, onde a trajetória do poço compreende uma direção do furo de sondagem;

determinar uma direção da mínima tensão horizontal utilizando os dados do poço;

comparar a direção da mínima tensão horizontal com a direção do furo de sondagem para determinar que um critério direcional não é satisfeito, em que o critério direcional específica, com base em um objetivo atual da operação de perfuração, uma relação entre a direção da trajetória do furo de sondagem e a direção da mínima tensão;

em resposta à determinação de que o critério direcional não é satisfeito, gerar uma trajetória atualizada de poço que satisfaça ao critério direcional; e

atualizar, durante a perfuração do poço, o critério direcional para um critério direcional atualizado

com base em um objetivo atual da operação de perfuração, em que o critério direcional atualizado especifica, com base no objetivo atual da operação de perfuração, uma relação entre a direção da trajetória do furo de sondagem e a direção da mínima tensão horizontal;

um controlador configurado para:

ajustar, antes da atualização do critério direcional, a operação de perfuração utilizando a trajetória atualizada de poço;

continuar a perfuração do poço, de acordo com o critério direcional atualizado.

8. Sistema, de acordo com a reivindicação 7, **caracterizado** pelo fato da ferramenta de direcionamento ser configurada ainda para:

comparar, usando a CPU, a direção da mínima tensão horizontal com a direção do furo de sondagem para determinar que o critério direcional atualizado não é satisfeito;

em resposta à determinação de que o critério direcional atualizado não é satisfeito, ajustar a trajetória atualizada de poço de modo a satisfazer ao critério direcional atualizado para obter uma trajetória ajustada de poço; e

fornecer a trajetória ajustada de poço ao controlador, para o controlador continuar a perfuração do do poço, de acordo com o critério direcional atualizado.

9. Sistema, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado** pelo fato do controlador ser configurado para ajustar continuamente a operação de perfuração em tempo real, com base nos dados do poço provenientes da pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante perfuração.

10. Sistema, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado** pelo fato dos dados do poço compreenderem pelo menos um selecionado a partir do grupo que compreende uma imagem elétrica de um furo de sondagem e dados sonoros direcionais do furo de sondagem.

11. Sistema, de acordo com a reivindicação 8, **caracterizado** pelo fato da ferramenta de direcionamento gerar a trajetória atualizada do poço utilizando um modelo terrestre.

12. Sistema, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado** pelo fato da ferramenta de direcionamento ser configurada ainda para:

gerar o modelo terrestre utilizando uma pluralidade de medidas da subsuperfície; e

atualizar o modelo terrestre usando a direção do furo de sondagem e a direção da mínima tensão horizontal.

13. Meio legível por computador armazenando instruções para direcionamento das operações de perfuração de um poço utilizando as medições das tensões que se apresentam no material rochoso, **caracterizado** pelo fato de, quando executadas, as instruções fazem um processador:

obter dados do poço a partir de pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante a perfuração no poço, em que os dados do poço compreendem informação com respeito às direções das tensões;

gerar uma trajetória do poço usando os dados da pesquisa a partir do poço, onde a trajetória do poço compreende uma direção do furo de sondagem;

determinar uma direção da mínima tensão horizontal utilizando os dados do poço;

comparar a direção da mínima tensão horizontal com a direção do furo de sondagem para determinar que um critério direcional não é satisfeito, em que o critério direcional específica, com base em um objetivo atual da operação de perfuração, uma relação entre a direção da trajetória do furo de sondagem e a direção da mínima tensão;

em resposta à determinação de que o critério direcional não é satisfeito, gerar uma trajetória atualizada de poço que satisfaça ao critério direcional;

ajustar a operação de perfuração utilizando a trajetória atualizada de poço;

atualizar, durante a perfuração do poço, o critério direcional inicial para um critério direcional atualizado com base em um objetivo atual da operação de perfuração, em que o critério direcional atualizado específica, com base no objetivo atual da operação de perfuração, uma relação entre a direção da trajetória do furo de sondagem e a direção da mínima tensão horizontal; e

continuar a perfuração do poço, de acordo com o critério direcional atualizado.

14. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 13, **caracterizado** pelo fato de que continuar a perfuração do poço, de acordo com o critério direcional atualizado, compreende:

comparar, usando a CPU, a direção da mínima tensão horizontal com a direção do furo de sondagem para determinar que o critério direcional não é satisfeito; e

em resposta à determinação de que o critério direcional atualizado não é satisfeito, ajustar a trajetória atualizada

do poço e a operação de perfuração para satisfazerem ao critério direcional atualizado.

15. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 13, **caracterizado** pelo fato da operação de perfuração ser ajustada continuamente, em tempo real, com base nos dados de poço provenientes da pelo menos uma ferramenta de perfilagem durante perfuração.

16. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 13, **caracterizado** pelo fato dos dados do poço compreenderem pelo menos um selecionado a partir do grupo que compreende uma imagem elétrica de um furo de sondagem e um dado sônico direcional do furo de sondagem.

17. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 13, **caracterizado** pelo fato da trajetória atualizada do poço ser gerada usando um modelo terrestre.

18. Meio legível por computador, de acordo com a reivindicação 17, **caracterizado** pelo fato de, quando executadas, as instruções fazem ainda o processador:

gerar o modelo terrestre usando uma pluralidade de medições de subsuperfície; e

atualizar o modelo terrestre utilizando a direção do furo de sondagem e a direção da mínima tensão horizontal.

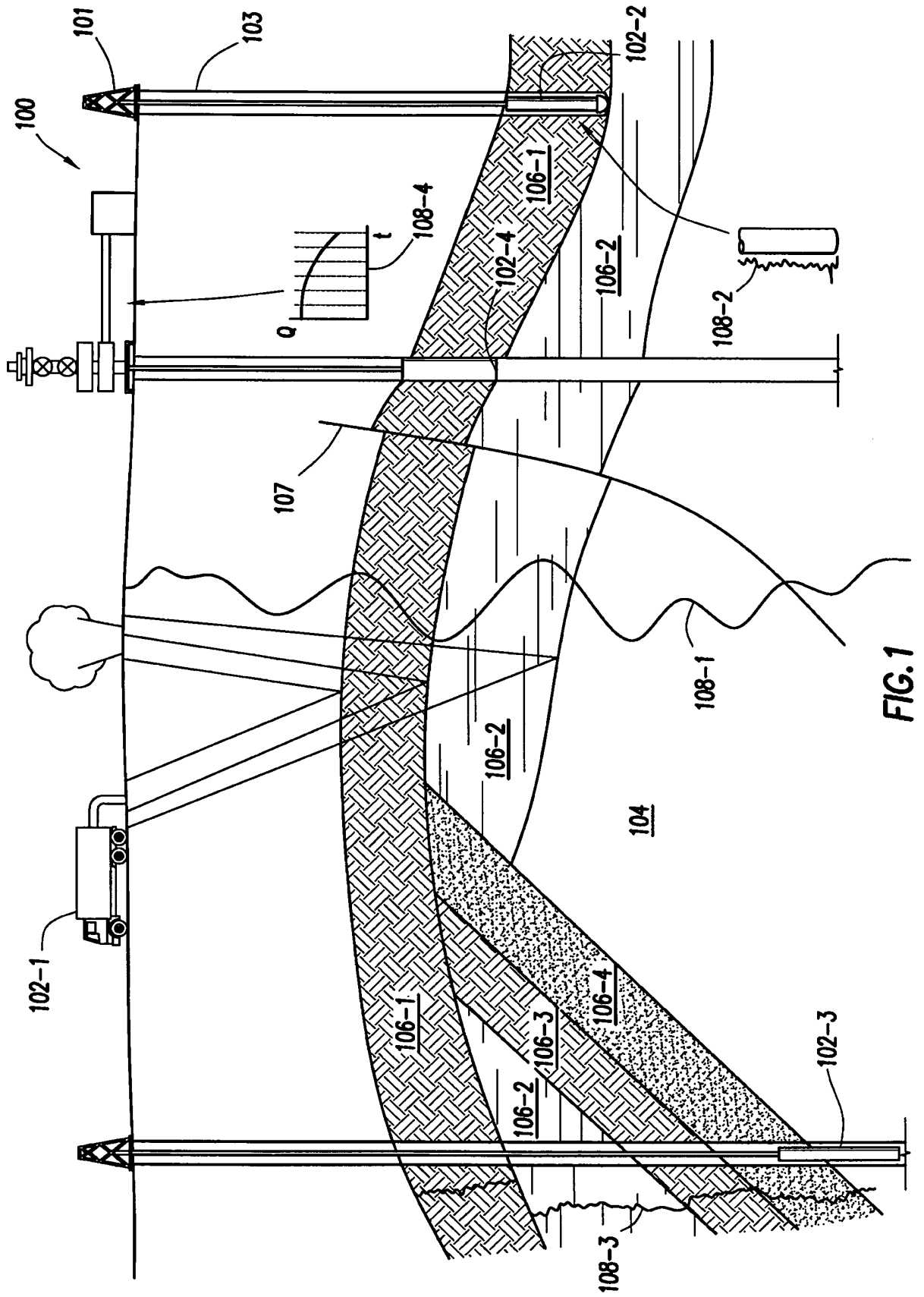
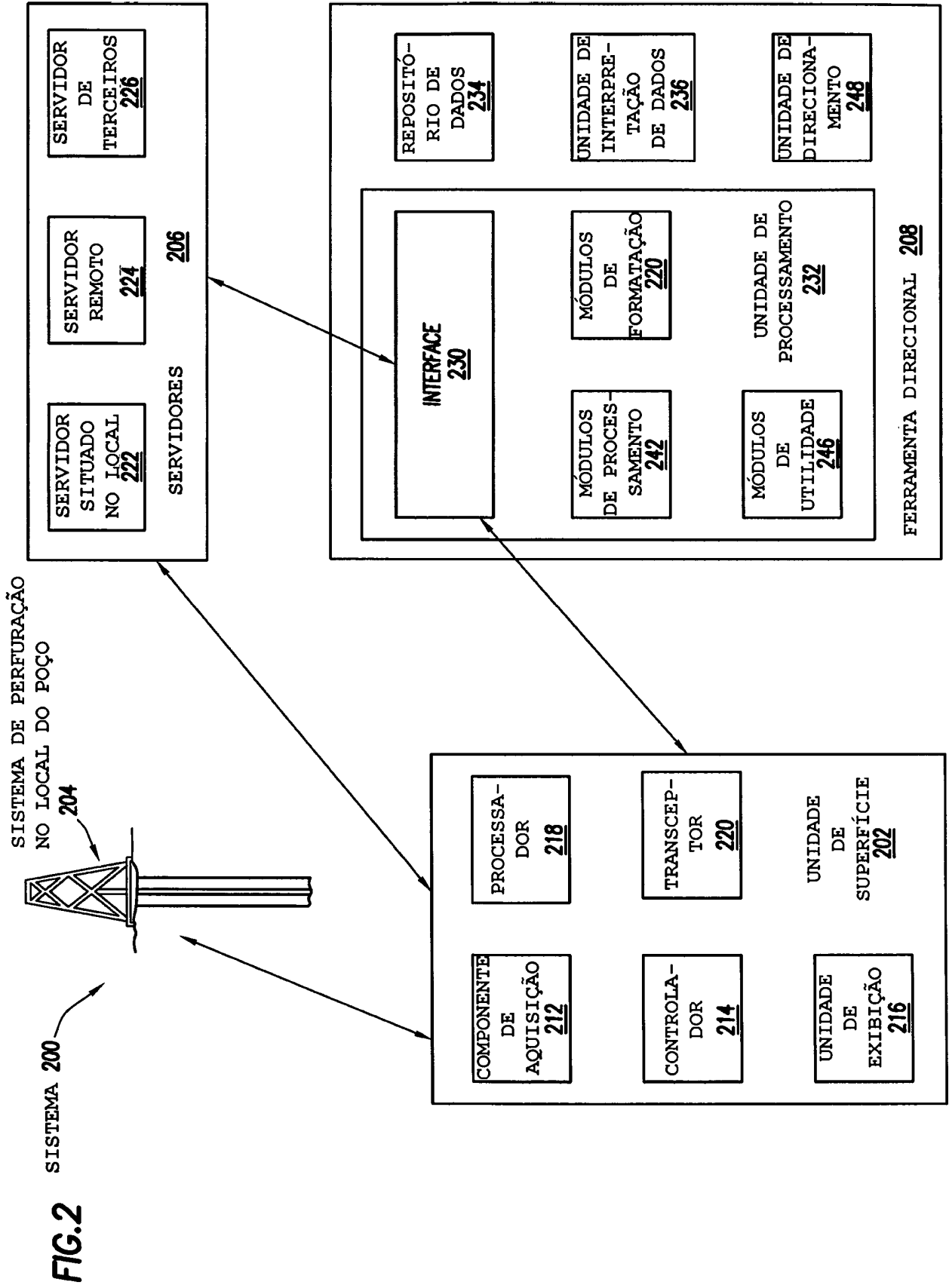


FIG. 1



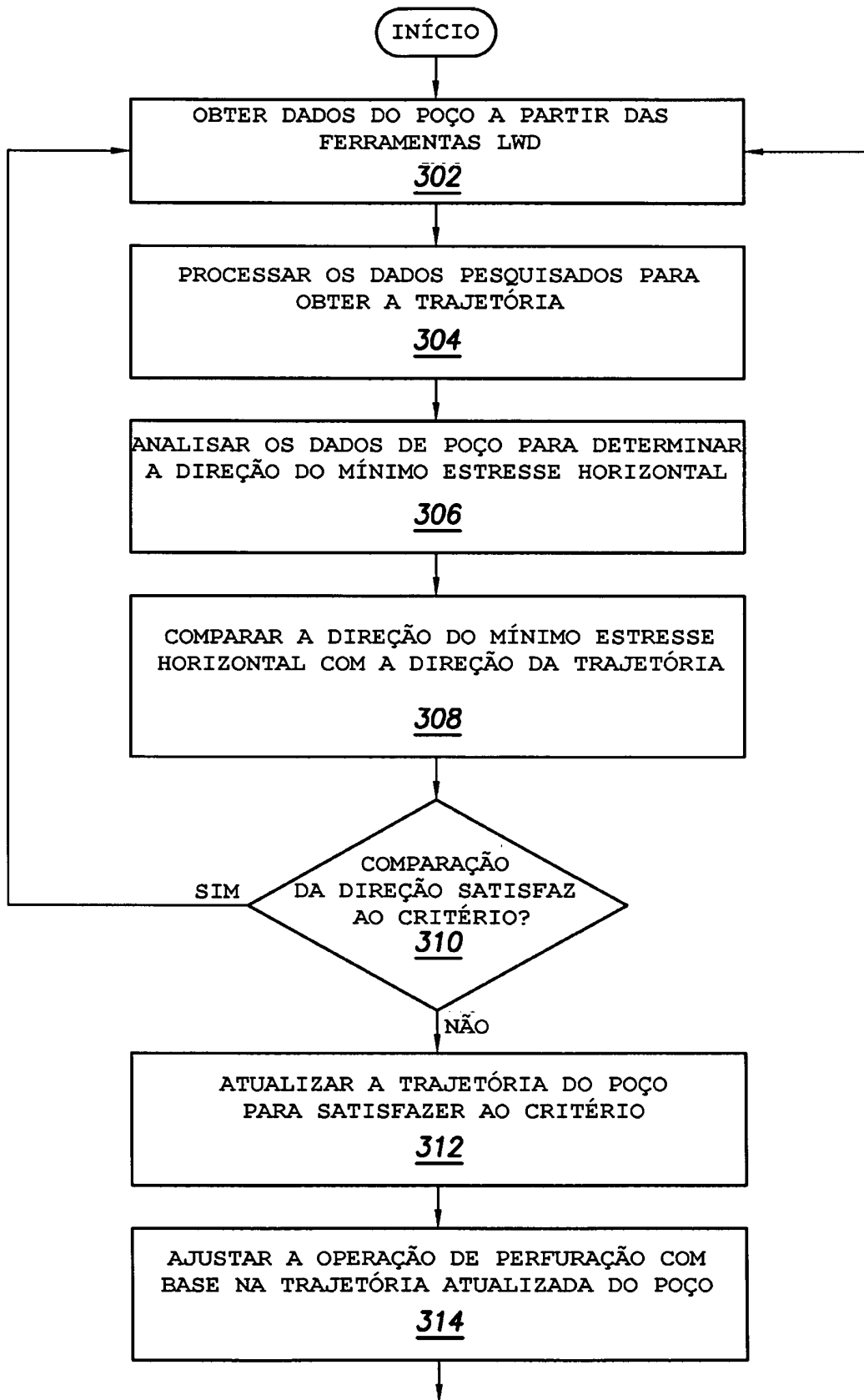


FIG.3

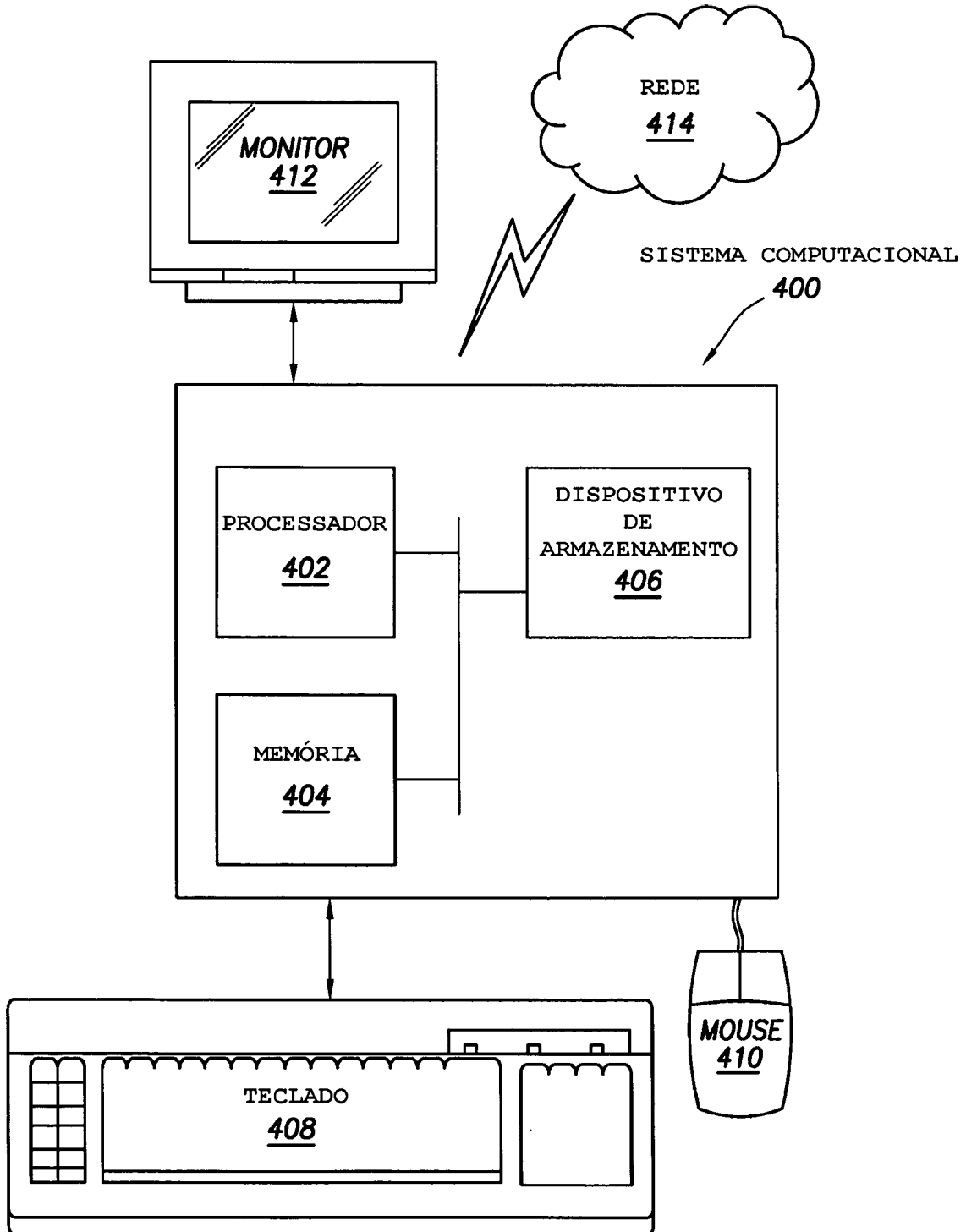


FIG.4