



República Federativa do Brasil
Ministério da Indústria, Comércio Exterior
e Serviços
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) PI 0810228-7 B1

(22) Data do Depósito: 18/04/2008

(45) Data de Concessão: 22/05/2018



(54) Título: MÉTODO PARA PRODUZIR FLUIDO A PARTIR DE POÇO, SISTEMA DE COMPUTADOR E MÉTODO PARA CONTROLAR OPERAÇÃO DE BOMBA ELÉTRICA SUBMERSÍVEL

(51) Int.Cl.: E21B 43/12

(30) Prioridade Unionista: 19/04/2007 US 11/737,313

(73) Titular(es): BAKER HUGHES INCORPORATED

(72) Inventor(es): BRIAN L. THIGPEN; GUY P. VACHON; GARABED YERIAZARIAN; JAEDONG LEE; CHEE M. CHOK; CLARK SANN; XIN LIU

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para **"MÉTODO PARA PRODUZIR FLUIDO A PARTIR DE POÇO, SISTEMA DE COMPUTADOR E MÉTODO PARA CONTROLAR OPERAÇÃO DE BOMBA ELÉTRICA SUBMERSÍVEL"**.

5 Antecedentes da Invenção

Campo da Revelação

A presente invenção refere-se à monitoração de equipamentos de poços de produção em geral para a produção melhorada de hidrocarbonetos.

10 Antecedentes da Técnica

Furos de poços são feitos nas formações de sub-superfície para a produção de hidrocarbonetos (petróleo e gás). Uma variedade de poços é formada, a qual inclui poços verticais, poços inclinados, poços horizontais e poços multilaterais. Alguns destes poços penetram múltiplas zonas de produção, e podem percorrer distância substancial nas formações de sub-superfície. Os poços são tipicamente acabados cimentando tubos metálicos unidos (referenciado como sendo o revestimento) no poço, em que o cimento forma uma ligação entre a formação e o revestimento que alinha o poço. Poços complexos podem incluir múltiplos dispositivos de controle remoto tais como bloqueadores, válvulas, dispositivos de elevação artificial, tal como uma bomba submersível elétrica (ESP), uma variedade de sensores, tais como sensor de pressão, sensores de temperatura e fluxo, linhas hidráulicas que injetam produtos químicos em várias profundidades no poço ou operam dispositivos de fundo, e dispositivos elétricos, circuitos e processadores que processam dados e sinais de dentro do poço e estabelecem comunicação com a superfície e outros equipamentos dentro do poço.

As condições de dentro do poço, tais como alta pressão diferencial entre a formação e o poço, alta taxa de fluxo fluido de formação e a condição da rocha de formação, tal como alta permeabilidade podem causar produção excessiva de areia, causar a formação de incrustação, corrosão, hidrato, parafina e asfalto, cada um dos quais pode corroer o equipamento de fundo, bloquear os caminhos do fluxo de fluido no equipamento dentro do

poço e na tubulação que leva os fluidos para a superfície, degradar a performance da ESP, etc. Trincas nas ligações de cimento podem permitir que fluidos indesejados de formações adjacentes penetrem dentro do poço. Para a produção eficiente de fluidos a partir da formação para a superfície, é desejável monitorar as condições do furo do poço e a condição física ou funcionamento dos vários equipamentos, tomar ações que possam proporcionar produção de hidrocarbonetos melhorada ou ótima a partir do poço.

Descrição Resumida da Revelação

É fornecido um método para produzir fluido a partir de um poço completo, o que em alguns aspectos inclui: determinar uma primeira configuração de pelo menos um primeiro dispositivo em uso para produzir o fluido a partir do poço, selecionar uma primeira configuração de parâmetros de entrada que inclua pelo menos um parâmetro relacionado ao funcionamento de pelo menos um segundo dispositivo e uma pluralidade de parâmetros selecionados a partir de um grupo que consiste em informação relacionada a taxa de fluxo, pressão, temperatura, presença de um produto químico selecionado, conteúdo de água, conteúdo de areia, e taxa de injeção de produtos químicos, e usar a primeira configuração de parâmetros como uma entrada para um modelo de computador, que determina uma segunda configuração para pelo menos um segundo dispositivo e taxa de fluxo melhorada para o fluido a partir do poço completo.

Em outro aspecto, o método controla a operação de uma bomba elétrica submersível em um poço que está produzindo fluidos, em que o método pode incluir: determinar um invólucro de operação para a bomba elétrica submersível que tenha uma taxa de fluxo máxima ou ótima para a bomba elétrica submersível que corresponda a frequência e pressão manométrica sobre a bomba submersível; medir e operar os parâmetros da bomba elétrica submersível com o uso de um sensor no poço; e alterar uma operação da bomba submersível elétrica e/ou outro dispositivo de fundo para operar a bomba elétrica submersa dentro de um invólucro ou próxima a taxa de fluxo máxima.

Em outro aspecto, é fornecido um sistema computador para con-

trolar uma operação de uma bomba submersível elétrica colocada em um poço para produzir o fluido a partir do poço o qual pode incluir: um banco de dados que armazena informação que corresponde a um de: um invólucro de operação para a bomba submersível elétrica que é baseado em uma relação
5 entre a taxa de fluxo fluido, frequência e pressão manométrica sobre a bomba elétrica submersível; e uma taxa de fluxo máxima para a bomba elétrica submersível que corresponde a frequência e pressão manométrica; e um processador que utiliza pelo menos um parâmetro de operação medido da bomba elétrica submersível e a informação armazenada no banco de dados
10 e determina uma configuração para pelo menos a bomba submersível elétrica e outro dispositivo dentro do poço que fará com que a bomba elétrica submersível opere de acordo com um de: dentro do invólucro; e próxima a taxa de fluxo máxima.

Em outro aspecto é fornecido um meio legível por computador
15 que tem embutido nele um programa de computador que é acessível a um processador para executar instruções contidas no programa computador e em que o programa computador pode incluir: instruções para determinar uma primeira configuração de pelo menos um primeiro dispositivo enquanto em uso, para produzir o fluido a partir do poço; instruções para selecionar
20 uma primeira configuração de parâmetros de entrada que inclui pelo menos um parâmetro relacionado ao funcionamento de pelo menos um segundo dispositivo e uma pluralidade de parâmetros selecionados de um grupo que consiste em informação relacionada a taxa de fluxo, pressão, temperatura, presença de produto químico selecionado, conteúdo de água, conteúdo de
25 areia, e taxa de injeção de produto químico; e instruções para usar a primeira configuração de parâmetros selecionada que irá fornecer pelo menos um de uma vida aumentada de pelo menos um segundo dispositivo e taxa de fluxo melhorada para o fluido a partir do poço completo.

Exemplos das mais importantes características de um sistema e
30 método para monitorar uma condição física de um equipamento de poço de produção e controlar a produção do poço foram sumarizados de forma um tanto geral a fim de que a sua descrição detalhada a seguir possa ser mais

bem entendida, e a fim de que as contribuições a técnica possam ser avaliadas. Existem, naturalmente, características adicionais que serão descritas nas partes que seguem e que irão formar o objeto das reivindicações.

Breve Descrição das Figuras

5 Para um entendimento detalhado do sistema e métodos para monitorar e controlar poços de produção descritos e reivindicados aqui deve-se fazer referência as figuras anexas e a descrição detalhada das figuras que segue, em que foram dados numerais semelhantes para elementos semelhantes, e na quais:

10 as Figuras 1A e 1B mostram coletivamente um diagrama esquemático de um sistema de poço de produção de múltiplas zonas de produção de acordo com uma modalidade possível;

 a Figura 2 é um diagrama funcional ilustrativo de um sistema de controle que pode ser utilizado para um sistema de poço, que inclui o sistema mostrado nas Figuras 1A e 1B, para tomar várias medições relacionadas ao poço, determinar as ações desejadas que podem ser tomadas para melhorar a produção a partir do poço, tomar automaticamente uma ou mais de tais ações, predizer os efeitos de tais ações e monitorar a performance do poço após tomar tais ações; e

20 a Figura 3 mostra um invólucro de operação de duas dimensões ilustrativo para uma bomba elétrica submersível que pode ser utilizada na execução de um ou mais métodos descritos aqui.

Descrição Detalhada das Figuras

25 As Figuras 1A e 1B mostram coletivamente um diagrama esquemático de um sistema de poço de produção 10 de acordo com uma modalidade da revelação. A Figura 1A mostra um poço de produção 50 que é configurado com o uso do equipamento ilustrativo, os dispositivos e sensores que podem ser utilizados para implantar os conceitos e métodos descritos aqui. A Figura 1B mostra equipamento de superfície, dispositivos, sensores, controladores, programas de computador, modelos e algoritmos ilustra-
30 tivos que podem ser utilizados para monitorar e manter o funcionamento do equipamento no poço e tomar ações que podem proporcionar melhorias na

produção do poço ao longo da vida do poço 50. Em um aspecto, o sistema 10 é configurado para periodicamente ou continuamente utilizar medições de vários sensores e outros dados para determinar as condições de vários equipamentos no sistema 10, incluindo, mas não limitado a, as condições dos

5 bloqueadores, válvulas, ESP, telas de areia, revestimento, ligação de cimento, e tubulação. Em outro aspecto, o sistema 10 pode estimar ou prever as mudanças na taxa de fluxo devido a uma ou mais mudanças no funcionamento de um ou mais dispositivos. Em outro aspecto, o sistema 10 pode determinar as ações que podem ser tomadas para reduzir, prevenir ou minimi-

10 zar a deterioração adicional do equipamento.

Em outro aspecto, o sistema 10 pode ser configurado para determinar as ações desejadas que podem ser tomadas para melhorar, otimizar ou maximizar a produção a partir do poço 50 baseado nas condições do equipamento de fundo e de superfície que atendem critérios selecionados.

15 Em um aspecto, o sistema pode usar uma análise nodal, rede neural ou outros algoritmos para determinar as ações desejadas que vão melhorar a produção ou proporcionar um valor líquido presente maior para o poço. Em outro aspecto, o sistema 10 pode ser configurado para enviar as mensagens e alarmes desejados para um operador e/ou para outras localizações relacionadas à condição do poço e ajustes a serem feitos ou ações a serem toma-

20 das relacionadas a várias operações do poço 50 para fazer um ou mais do que segue: operar a ESP dentro dos limites selecionados; ajustar um ou mais parâmetros para melhorar, otimizar ou maximizar a produção de hidrocarbonetos a partir do poço, baseado na interação de vários parâmetros do

25 furo do poço; mitigar ou eliminar efeitos negativos de ocorrências potenciais ou reais de uma condição prejudicial, tal como acúmulo de um produto químico, tal como incrustação, corrosão, hidrato e asfalteno; prever a falha de um equipamento particular, tal como revestimento, ligação de cimento, válvula ou bloqueador e limitar a produção de uma ou mais zonas afetadas an-

30 tes da ocorrência da falha do equipamento particular, etc. Em outro aspecto, o sistema pode computar o valor líquido presente baseado na operação corrente do poço e a produção após tomar uma ou mais ações descritas aqui.

Em outro aspecto, o sistema 10 pode ser configurado para monitorar ações tomadas (se houver alguma) pelo operador em resposta as mensagens enviadas pelo sistema; atualizar quaisquer ações a serem tomadas após quaisquer ajustes que tenham sido feitos pelo operador; fazer ajustes selecionados quando o operador falha em tomar certas ações; controlar e monitorar automaticamente qualquer um ou mais dos dispositivos ou equipamentos no sistema 10; e proporcionar relatórios de status para o operador e outras localizações, incluindo uma ou mais localizações remotas. Em outro aspecto, o sistema 10 pode ser configurado para estabelecer uma comunicação de duas vias com uma ou mais localizações remotas e/ou controladores através de uma ou mais ligações de dados adequada, incluindo a Internet, ligações por fio ou sem fio e com o uso de um ou mais protocolos adequados, incluindo os protocolos Internet.

A Figura 1A mostra um poço 50 formado em uma formação 55 que produz fluidos de formação 56a e 56b a partir de duas zonas de produção ilustrativas 52a (zona de produção superior) e 52b (zona inferior de produção) respectivamente. O poço 50 é mostrado alinhado com um revestimento 57 que tem perfurações 54a adjacentes a zona superior de produção 52a e perfurações 54b adjacentes a zona inferior de produção 52b. Um obturador 64, que pode ser um obturador recuperável, posicionado acima ou buraco acima da zona inferior de produção 54a isola a zona inferior de produção 52b da zona superior de produção 52a. Uma tela 59b adjacente as perfurações 54b do poço 50 pode ser instalada para evitar ou inibir sólidos, tal como areia, de entrar dentro do furo do poço a partir da zona inferior de perfuração 54b. Similarmente, pode ser usada uma tela adjacente as perfurações da zona superior de produção 59a para evitar ou inibir sólidos de entrar dentro do poço 50 a partir da zona superior de produção 52a.

O fluido de formação 56b da zona inferior de produção 52b entra no espaço anular 51a do poço 50 através de perfurações 54a e dentro de uma tubulação 53 através de uma válvula de controle de fluxo 67. A válvula de controle de fluxo 67 pode ser uma válvula de luva deslizante controlada remotamente ou qualquer outra válvula adequada ou bloqueador que possa

regular o fluxo do fluido a partir do espaço anular 51a dentro da tubulação de produção 53. Um bloqueador ajustável 40 na tubulação 53 pode ser usado para regular o fluxo do fluido a partir da zona inferior de produção 52b para a superfície 112. O fluido de formação 56a a partir da zona de produção superior 52a entra no espaço anular 51b (a parte do espaço anular acima do obturador 64a) através das perfurações 54a. O fluido de formação 56a entra na tubulação ou linha de produção 45 através das entradas 42. Uma válvula ou bloqueador ajustável 44 associada com a linha 45 regula o fluxo de fluido dentro da linha 45 e pode ser usada para ajustar o fluxo do fluido para a superfície 112. Cada válvula, bloqueador e outro dispositivo semelhante no poço podem ser operados eletricamente, hidráulicamente, mecanicamente e/ou pneumáticamente a partir da superfície. O fluido da zona de produção superior 52a e da zona de produção inferior 52b entram na linha 46.

Em casos onde a pressão de formação não é suficiente para empurrar o fluido 56a e/ou o fluido 56b para a superfície, um mecanismo artificial de elevação, tal como uma bomba elétrica submersível (ESP) ou um sistema de gás de elevação podem ser utilizados para elevar os fluidos do poço para a superfície 112. No sistema 10, uma ESP 30 em um distribuidor 31 é mostrada como o mecanismo de elevação artificial, que recebe os fluidos de formação 56a e 56b e bombeia tais fluidos via tubulação 47 para a superfície 112. Um cabo 34 fornece energia para a ESP 30 a partir de uma fonte de energia na superfície 132 (Figura 1B) que é controlada por uma unidade de controle de ESP 130. O cabo 134 também pode incluir ligações de comunicação de dados de duas vias 134a e 134b, que podem incluir um ou mais condutores elétricos ou ligações de fibra ótica para fornecer uma ligação de dados e sinais de duas vias entre a ESP 30, os sensores de ESP S_E e a unidade de controle de ESP 130. A unidade de controle de ESP 130, em um aspecto, controla a operação da ESP 30. A unidade de controle de ESP 130 pode ser um sistema baseado em computador que pode incluir um processador, tal como um microprocessador, memória e programas úteis para analisar e controlar as operações da ESP 30. Em um aspecto, o controlador 130 recebe sinais dos sensores S_E (Figura 1A) relacionados à frequência real da bomba, taxa de fluxo através da

ESP, pressão do fluido e temperatura associada com a ESP 30 e pode receber medições ou informações relacionadas a certas propriedades químicas, tais como corrosão, incrustação, asfalteno, etc. e responde a estas ou outras determinações de controle de operação da ESP 30. Em um aspecto, a unidade de controle ESP 130 pode ser configurada para alterar a velocidade da bomba ESP enviando sinais de controle 134a em resposta aos dados recebidos através da ligação 134b ou instruções recebidas de outro controlador. A unidade de controle ESP 130 também pode desligar a energia para a ESP através da linha de energia 134. Em outro aspecto, a unidade de controle da ESP 130 pode fornecer os dados e informações relacionados à ESP (frequência, temperatura, pressão, informação de sensor de produtos químicos, etc.) para o controlador central 150, o qual, por sua vez, pode fornecer sinais de comando e controle para a unidade de controle da ESP 130 para executar as operações selecionadas da ESP 30.

Uma variedade de linhas hidráulicas, elétricas e de dados (coletivamente designadas pelo numeral 20 (Figura 1A) corre por dentro do poço 50 para operar vários dispositivos dentro do poço 50 e obter medições e outros dados a partir dos vários sensores dentro do poço 50. Como um exemplo, um tubo 21 pode abastecer ou injetar um produto químico particular a partir da superfície dentro do fluido 56b através de um mandril 37. As linhas 23 e 24 podem operar os bloqueadores 40 e 42 e podem ser usadas para operar qualquer outro dispositivo, tal como uma válvula 67. A linha 25 pode fornecer energia elétrica para certos dispositivos de fundo a partir de uma fonte de energia de superfície adequada. As ligações de comunicação de dados de duas vias entre os sensores e/ou seus circuitos eletrônicos associados (geralmente denotados pelo numeral 25a e localizados em qualquer uma ou mais localizações adequadas dentro do poço) podem ser estabelecidas por qualquer método desejado que inclui mas não está limitado a, através de fios, fibras óticas, telemetria acústica com o uso de uma linha fluida, telemetria eletromagnética, etc.

Em um aspecto, uma variedade de outros sensores é posicionada em localizações adequadas dentro do poço 50 para fornecer medições ou

informações relacionadas a uma quantidade de parâmetros de interesse. Em um aspecto, um ou mais medidores ou portadores de sensor, tal como um portador 15, pode ser colocado no tubo de produção para alojar qualquer quantidade de sensores adequados. O portador 15 pode incluir um ou mais

5 sensores de temperatura, sensores de pressão, sensores de medição de fluxo, sensores resistivos, sensores que fornecem informações sobre densidade, viscosidade, conteúdo de água ou teor de água, e sensores químicos que fornecem informação sobre incrustação, corrosão, asfalteno, hidrato, etc. Sensores de densidade podem ser medições de densidade do fluido

10 para o fluido a partir da cada zona de produção e aquela do fluido combinado a partir de duas ou mais zonas de produção. O sensor de resistividade ou outro sensor adequado pode fornecer medições relacionadas ao conteúdo de água ou teor de água da mistura fluida recebida de cada zona de produção. Outros sensores podem ser usados para estimar a proporção óleo/água

15 para cada zona de produção e para o fluido combinado. Os sensores de temperatura, pressão e fluxo fornecem medições para a taxa pressão, temperatura e fluxo do fluido na linha 53. Portadores de medidores adicionais podem ser usados para obter medições de pressão, temperatura e fluxo, conteúdo de água relacionadas ao fluido recebido a partir da zona de produção

20 superior 52a. Sensores adicionais dentro do poço podem ser usados em outras localizações desejadas para fornecer medições relacionadas a características químicas do fluido de fundo, tais como parafina, hidrato, sulfureto, incrustação, asfalteno, emulsão, etc. Sensores adicionais S_1 - S_m podem ser permanentemente instalados no furo do poço 50 para fornecer medições

25 acústicas ou sísmicas ou microssísmicas, pressão da formação e medições de temperatura, medições de resistividade e medições relacionadas a propriedades do revestimento 51 e formação 55. Tais sensores podem ser instalados dentro do revestimento 57 ou entre o revestimento 57 e a formação 55. Adicionalmente, a tela 59a e/ou tela 59b pode ser revestida com indicadores traçantes que são liberados devido à presença de água, indicadores

30 traçantes estes que podem ser detectados na superfície ou dentro do poço para determinar ou prever a ocorrência de um rompimento de água. Os sen-

sores também podem ser fornecidos na superfície, tais como sensores para medir o conteúdo de água no fluido recebido, taxa de fluxo total para o fluido recebido, pressão do fluido na cabeça do poço, temperatura, etc. Outros dispositivos podem ser usados para estimar a produção de areia para cada zona.

5 Geralmente, sensores suficientes podem ser posicionados adequadamente no poço para obter medições relacionadas a cada parâmetro de interesse desejado. Tais sensores podem incluir, mas não estão limitados a: sensores para medição de pressões que correspondem a cada zona de produção, a pressão ao longo de um comprimento selecionado no furo do poço, a pressão dentro de um tubo que leva o fluido de formação, pressão no espaço anular, sensores para medição de temperatura em locais selecionados ao longo do furo do poço, sensores para medir as taxas de fluxo do fluido que correspondem a cada uma das zonas de produção, taxa de fluxo total, fluxo através da ESP, sensores para medirem a temperatura e pressão da ESP, sensores de produtos químicos para fornecer sinais que correspondem ao acúmulo de produtos químicos, tais como hidrato, corrosão, incrustação e asfalto, sensores acústicos ou sísmicos que medem sinais gerados na superfície ou nos poços secundários e sinais devido a movimentação do fluido a partir dos poços de injeção ou devido a operação de fraturamento, sensores óticos para medição de composições químicas e outros parâmetros, sensores para medir diversas características das formações circundando o poço, tais como resistividade, porosidade, permeabilidade, densidade do fluido, etc. Os sensores podem ser instalados na tubulação dentro do poço ou em qualquer dispositivo ou podem ser permanentemente instalados no poço, por exemplo, no revestimento do furo do poço, na parede do furo do poço ou entre o revestimento e a parede. Os sensores podem ser de qualquer tipo adequado, incluindo sensores elétricos, sensores mecânicos, sensores piezoelétricos, sensores de fibra ótica, sensores óticos, etc. Os sinais dos sensores dentro do poço podem ser parcialmente ou totalmente processados dentro do poço (tal como por um microprocessador e conjunto de circuitos eletrônicos associados que estejam em comunicação de sinais

ou dados com os sensores e dispositivos dentro do poço) e então comunicados para o controlador de superfície 150 através de uma ligação de sinais/dados, tal como uma ligação 101. Os sinais dos sensores dentro do poço também podem ser enviados diretamente para o controlador 150.

5 Referindo-se de novo a Figura 1B, o sistema 10 é adicionalmente mostrado para incluir uma unidade de injeção de produtos químicos 120 na superfície para fornecer aditivos 113a dentro do poço 50 e aditivos 113b para a unidade de tratamento de fluido de superfície 170. Os aditivos desejados 113a a partir de uma fonte 116a (tal como um tanque de armazenamento) destes podem ser injetados dentro do furo do poço 50 através de
10 linhas de injeção 21 e 22 por uma bomba adequada 118, tal como uma bomba de deslocamento positivo. Os aditivos 113a fluem através das linhas 21 e 22 e descarregam dentro dos distribuidores 30 e 37. As mesmas linhas de injeção ou diferentes podem ser usadas para fornecer aditivos para dife-
15 rentes zonas de produção. Linhas de injeção separadas, tais como as linhas 21 e 22, permitem a injeção independente de diferentes aditivos em diferentes profundidades do poço. Em tal caso, diferentes fontes de aditivo e bombas são empregadas para armazenar e bombear os aditivos desejados. Os aditivos também podem ser injetados dentro de uma superfície de um tubo,
20 tal como uma linha 176 ou a superfície da instalação de tratamento e processamento tal como uma unidade 170.

Um medidor adequado de fluxo 120, que pode ser um de alta precisão, baixo fluxo, medidor de fluxo (tal como medidor tipo engrenagem ou medidor pendular), mede a taxa de fluxo através das linhas 21 e 22, e
25 fornece sinais representativos das taxas de fluxo correspondentes. A bomba 118 é operada por um dispositivo adequado 122, tal como um motor ou um dispositivo de ar comprimido. O curso da bomba e/ou a velocidade da bomba podem ser controlados por um controlador 80 através de um circuito acionador 92 e linha de controle 122a. O controlador 80 pode controlar a
30 bomba 118 utilizando programas armazenados em uma memória 91 associados com o controlador 80 e/ou instruções fornecidas para o controlador 80 a partir do controlador ou processador central 150 ou um controlador remoto

185. O controlador central 150 se comunica com o controlador 80 através de uma ligação adequada de duas vias 85 que pode ser uma conexão por cabo, por fibra ótica ou sem fio e qualquer um ou mais protocolos adequados. O controlador 80 pode incluir um processador 92, memória residente 91, para armazenar programas, tabelas, dados e modelos. O processador 92, que utiliza sinais do dispositivo de medição de fluxo recebido através da linha 121 e programas armazenados na memória 91 determina a taxa de fluxo de cada um dos aditivos e apresenta tais taxas de fluxo na tela 81. Um sensor 94 pode fornecer informações sobre um ou mais parâmetros da bomba, tal como a velocidade da bomba, tamanho do curso, etc. Por exemplo, a velocidade da bomba ou tamanho do curso podem ser aumentados quando a quantidade medida de aditivo injetado é menor do que a quantidade desejada e diminuídos quando a quantidade injetada é maior do que a quantidade desejada. O controlador 80 também inclui circuitos e programas, genericamente designados pelo numeral 92, para fornecer interface com a tela onsite 81 e para executar outras funções desejadas. Um sensor de nível 94a fornece informações sobre os conteúdos restantes da fonte 116. Alternativamente, o controlador central 150 pode enviar comandos relativos a injeção de aditivos para o controlador 80 ou pode realizar as funções do controlador 80. Enquanto as Figuras 1A-1B ilustram um poço de produção, deve ser entendido que um campo de petróleo pode incluir uma pluralidade de poços de produção e também uma variedade de poços, tais como poços secundários, poços de injeção, poços de teste, etc. As ferramentas e dispositivos mostrados nas figuras podem ser utilizados em qualquer quantidade de tais poços e podem ser configurados para trabalhar cooperativamente ou independentemente.

A Figura 2 mostra um diagrama funcional de um sistema de poço de produção ilustrativo 200 que pode ser utilizado para monitorar o funcionamento de vários dispositivos no sistema 10 (Figuras 1A e 1B) e em resposta a estes controlar a operação de um ou mais dispositivos no sistema 10 para assim aumentar a vida de um ou mais dispositivos no sistema e/ou melhorar, otimizar, ou maximizar a produção do poço e/ou do reservatório. O

sistema 200 inclui uma unidade de controle central ou controlador 150 que inclui um ou mais processadores, tal como um processador 152, dispositivos de memória adequados 154 e conjunto de circuitos associados 156 que são configurados para executar várias funções e métodos descritos aqui. O sistema 200 inclui um banco de dados 230 armazenado em um meio legível por computador adequado que é acessível aos processadores 152. O banco de dados 230 pode incluir: (i) informações e dados de completos do poço, tais como tipos e localizações de sensores no poço, parâmetros de sensores, tipos de dispositivos e seus parâmetros, tais como tipos e tamanhos de bloqueadores, posições de bloqueadores, tamanhos e tipos de válvulas, posições de válvulas, espessura de paredes de revestimento, etc., (ii) parâmetros de formação, tais como tipo de rocha para várias camadas de formação, porosidade, permeabilidade, mobilidade, resistividade, e profundidade de cada camada de formação e zona de produção, (iii) parâmetros de tela de areia, (iv) informação de indicadores traçantes, (v) parâmetros da ESP, tais como potência em cavalos vapor, faixa de frequência, faixa de pressão de operação, pressão diferencial máxima através da ESP, faixa de temperatura de operação, e um invólucro de operação, tal como o invólucro 370 como mostrado na Figura 3, (vi) dados históricos de performance do poço, incluindo taxas de produção pelo tempo para cada zona de produção, valores de pressão e temperatura pelo tempo para cada zona de produção, (vii) configurações correntes e anteriores de válvulas e bloqueadores, (viii) informação de intervenções e trabalhos de reparo, (ix) conteúdo de areia e água que correspondem a cada zona de produção pelo tempo, (x) dados sísmicos iniciais (mapas de duas ou três dimensões) e dados sísmicos atualizados (mapas sísmicos quatro D), (xi) dados de monitoração da margem, (xii) dados microssísmicos que podem estar relacionados a atividade sísmica devido ao movimento do fluido frontal, fraturamento, etc, (xiii) qualquer outro dado que possa ser útil para determinar o funcionamento dos dispositivos de dentro do poço, determinar as ações desejadas e para monitorar os efeitos das ações tomadas bem como recuperar os hidrocarbonetos do poço 50 a uma taxa melhorada e otimizada.

Durante a vida de um poço, um ou mais testes, designados coletivamente pelo numeral 224, são tipicamente executados para estimar o funcionamento de vários elementos do poço e vários parâmetros das zonas de produção e das camadas de formação que circundam o poço. Tais testes podem incluir, mas não estão limitados a: testes de inspeção do revestimento com o uso de registros elétricos e acústicos para determinar a condição do revestimento e propriedades da formação, testes de confinamento do poço que podem incluir acúmulo de pressão ou transientes de pressão, testes de temperatura e fluxo, testes sísmicos que podem usar uma fonte na superfície e sensores sísmicos no poço para determinar as condições da margem e do limite da cama, medição microssísmica responsiva a operação de fundo do poço, tal como uma operação de fraturamento ou uma operação de injeção de água, testes de monitoração de fluido frontal, testes de recuperação secundária, etc. Todos os dados destes testes 224 podem ser armazenados em uma memória e fornecidos para o processador 152 para monitorar a produção a partir do poço 50, executar análises relacionadas à determinação de funcionamento de vários equipamentos e para melhorar, otimizar ou maximizar a produção a partir do poço 50 e do reservatório.

Adicionalmente, o processador 152 do sistema 200 pode periodicamente ou continuamente ter acesso aos dados de medição do sensor de dentro do poço 222, dados de medição de superfície 226 e quaisquer outras informações ou medições desejadas 228. As medições de sensores dentro do poço 222 incluem, mas não estão limitadas a: informações relativas a conteúdo de água ou teor de água, resistividade, densidade, viscosidade, conteúdo de areia, taxas de fluxo, pressão, temperatura, características químicas ou composições de fluidos, que incluem a presença, quantidade e localização de corrosão, incrustação, parafina, hidrato e asfalteno, gravidade, inclinação, medições elétricas ou eletromagnéticas, proporções óleo/gás e óleo/água, e posições de bloqueadores e válvulas. As medições de superfície 226 incluem, mas não estão limitadas a: taxas de fluxo, pressões, posições de bloqueadores e válvulas, parâmetros da ESP, teor de água determinado na superfície, taxas de injeção de produtos químicos e localizações,

informação de detecção de indicadores traçantes, etc.

O sistema 200 também inclui programas, modelos e algoritmos 232 embutidos em um ou mais meios legíveis por computador que são acessíveis para o processador 152 para executar instruções contidas nos programas. O processador 152 pode utilizar um ou mais programas, modelos e algoritmos para executar as várias funções e métodos descritos aqui. Em um aspecto, os programas/modelos/algoritmos 232 podem ser na forma de um analisador de performance de poço (WPA) que é usado pelo processador 152 para analisar alguns ou todos os dados de medições 222, 226, dados de teste 224, informação no banco de dados 230 e qualquer outra informação desejada feita disponível para o processador para estimar ou prever um ou mais parâmetros da operação do poço.

A condição de um poço pode mudar devido a uma variedade de fatores, tais como: uma zona começa a produzir quantidades indesejadas de água e/ou areia; presença de produtos químicos, tais como incrustação, corrosão, parafina, hidrato e asfalteno; deterioração do revestimento, tais como a presença de pites, trincas e buracos; avaria do equipamento dentro do poço, incluindo tela de areia, válvulas de dentro do poço, bloqueadores, ESP e outros equipamentos; entupimento de tubos no poço; etc. A produção excessiva de areia pode danificar e/ou entupir as telas de areia, bloqueadores, válvulas, e ESP e pode entupir tubos que levam o fluido para a superfície. Mudanças nas condições dentro do tubo, tais como pressão, temperatura e taxas de fluxo, teor de água, etc. podem acelerar a formação de incrustação, corrosão, hidrato, parafina e asfalteno, cada um dos quais pode afetar os dispositivos dentro do poço. Algumas destas mudanças podem afetar mais do que um dispositivo no poço. Por exemplo, a corrosão pode afetar vários dispositivos metálicos, a incrustação pode fazer com que mover a posição de uma válvula ou bloqueador seja difícil, o asfalteno pode afetar a operação dos tubos e da ESP, o aumento no conteúdo de água ou queda excessiva de pressão entre a formação e o poço pode fazer o asfalteno flocular, o que por sua vez, pode afetar a operação de vários outros dispositivos, as trincas no cimento de ligação podem permitir a água de outras formações penetrar

dentro das perfurações e então dentro do poço, o que por sua vez pode aumentar o teor de água para um nível indesejado que pode começar a causar outros problemas citados acima. Desta maneira em várias situações, uma mudança em um ou mais parâmetros pode necessitar a tomada de uma ou mais ações para mitigar os efeitos potenciais de tal mudança. Também é desejável prever ou estimar quando e a extensão de mudanças e tomar ações para reduzir ou eliminar os efeitos prejudiciais de tais mudanças potenciais, o que resulta em melhoria da produção de hidrocarbonetos a partir do poço.

10 Em um aspecto, o sistema 200 com o uso do WPA 260 pode ser configurado para fornecer um sistema de ciclo fechado para monitorar o funcionamento do equipamento e fornecer soluções que tenderão a melhorar, otimizar ou maximizar a produção do poço como descrito em mais detalhes abaixo.

15 Com referência as Figuras 2 e 3, o sistema 200, em um aspecto, pode determinar um ou mais parâmetros indicativos do funcionamento e/ou ambiente operativo da ESP e tomar ações que podem aumentar a vida da ESP e/ou operá-la mais eficazmente. Cada ESP têm especificação de operação e geralmente é recomendado que a ESP seja operada dentro dos seus limites de especificação. O sistema 200, em um aspecto, pode ser configurado para operar a ESP dentro de um invólucro de operação 370 ou substancialmente perto da curva de fluxo máximo 350 mostrada na Figura 3. A Figura 3 mostra uma plotagem 300 do relacionamento da taxa de fluxo ou rendimento (em barris por dia ou "BPD") e a pressão manométrica (em pés) que corresponde a várias frequências (velocidades) de uma ESP ilustrativa instalada em um poço, tal como o poço 50. A taxa de fluxo é mostrada ao longo do eixo horizontal, enquanto a pressão manométrica é mostrada ao longo do eixo vertical. Cada curva sólida é uma plotagem de taxa de fluxo contra pressão manométrica que corresponde a uma frequência de operação particular da ESP. Por exemplo, a curva 310 corresponde a frequência de 30Hz, a curva 312 corresponde a frequência de 60Hz e a curva 314 corresponde a 90z. A linha pontilhada 330 mostra a taxa de fluxo mínimo da

frequência a qual a ESP pode ser operada, o que pode ser baseado nas especificações de operação da ESP ou outro critério. Similarmente, a linha 350 corresponde à taxa de fluxo máxima desejada a partir da ESP. Desta maneira, o invólucro 370 limitado pelas curvas 310, 314, 330 e 350 define um invólucro de operação para a ESP. A curva 380 corresponde à melhor ou ótima

5 operação da ESP, a qual pode ser determinada com o uso de qualquer método desejado ou pode ser arbitrariamente baseado no conhecimento do comportamento das ESPs. Em um aspecto, o sistema como descrito em mais detalhes posteriormente, tenta operar a ESP no invólucro 370 e pode

10 tentar operar substancialmente próximo a linha 380.

Como notado acima, várias condições de dentro do poço isoladas ou em combinação podem afetar o funcionamento e operação da ESP. O controlador 150 periodicamente ou substancialmente continuamente monitora os sensores dentro do poço para determinar vários parâmetros da ESP, que incluem temperatura na ou próximo a ESP, pressão absoluta na ESP,

15 pressão diferencial através da ESP, taxa de fluxo através da ESP, energia fornecida para a ESP e sua frequência correspondente. Adicionalmente, o controlador 150 pode utilizar qualquer das informações descritas acima, tal como informação relacionada à produção de areia, tamanho da partícula dos

20 sólidos no fluido, teor de água, presença e extensão de produtos químicos, tais como incrustação, corrosão, parafina, hidrato e asfalteno para determinar seu efeito na ESP e pode tomar ações em resposta a tais determinações.

Por exemplo, modelos usados pelo WPA podem fornecer que a areia produzida e/ou o tamanho da partícula desta justifica alterar ou reduzir

25 a taxa de fluxo a partir de uma zona particular, alterar a potência da ESP, etc. Em outro aspecto, o WPA pode sugerir mudança na taxa de fluxo através da ESP quando a temperatura e/ou pressões relacionadas à ESP não atendem a um critério selecionado ou a um conjunto de critérios, tais como

30 temperatura ou pressão estarem muito altos. Em outro aspecto, o WPA pode sugerir alterar a quantidade ou tipos de produtos químicos que são injetados quando o sistema detecta que produtos químicos indesejados excedem cer-

tos limites ou o teor de água está acima de um limite selecionado para assim evitar ou reduzir a probabilidade de um efeito prejudicial na ESP. Em outro aspecto, o WPA pode prever o impacto na ESP de um único ou uma combinação de parâmetros e sugerir ações correspondentes. Em outro aspecto, o

5 WPA pode sugerir a limpeza da ESP, tal como por lavagem, em resposta a presença de areia, corrosão, incrustação, hidrato, parafina ou asfalteno ou injeção de produtos químicos para a ESP.

Em um aspecto, o WPA pode utilizar modelos, algoritmos que usam múltiplos parâmetros de entrada e fornecem um conjunto de ações,

10 ações estas que, quando executadas proporcionarão vida estendida a ESP e melhoria na forma de produção do poço. O WPA pode usar um método iterativo, executar uma análise nodal, utilizar uma rede neural ou outros algoritmos para fornecer o conjunto de ações. O processador pode executar funções similares para outros mecanismos de elevação de fluidos, tais como

15 mecanismos de elevação de gás.

Em outro aspecto, o processador 152 pode tomar uma ou mais ações baseado na produção de areia. O processador pode determinar que um dispositivo particular, tal como uma válvula ou bloqueador tenha entupido, esteja entupindo a uma determinada taxa ou que o tamanho da partícula

20 de areia irá danificar um ou mais dispositivos no poço. Ele pode determinar a extensão do dano causado a uma tela de areia particular. O processador com o uso do WPA pode sugerir confinar uma zona particular, ou alterar o fluxo a partir da zona ou descarregar um bloqueador ou uma válvula, etc. O processador também pode prever o impacto da produção de areia em um ou

25 mais dispositivos dentro do poço. Adicionalmente, o processador pode utilizar a informação relacionada a ESP descrita acima e sugerir uma combinação de ações, tais como alterar o fluxo a partir de um bloqueador e então a partir da ESP em série ou substancialmente simultaneamente para assim reduzir a produção de areia, estender as vidas da ESP, bloqueador e/ou tela

30 de areia, etc.

O controlador também pode determinar a extensão da areia e produtos químicos que passam através da ESP. O WPA com a utilização de

um ou mais destes parâmetros pode estimar ou prever uma condição física da ESP e sugerir uma ou mais ações corretivas. Por exemplo, se a temperatura da ESP exceder um valor selecionado, O WPA pode sugerir que a frequência da ESP seja aumentada por uma determinada quantidade para assim aumentar o fluxo de fluido através da ESP, o que por sua vez reduz a temperatura para um nível aceitável. Alternativamente, ou adicionalmente, O WPA pode sugerir a redução da taxa de fluxo a partir de uma zona selecionada para reduzir o fluxo de entrada de areia. O WPA pode sugerir alterar a operação da ESP baseado em uma ou mais mudanças reais, antecipadas ou previstas nas condições do poço.

Em outro aspecto, o processador pode tomar uma ou mais ações baseado na presença e extensão de certos produtos químicos no fluido. Em um aspecto, o processador pode sugerir alterar a taxa de injeção de produtos químicos, alterar a taxa de fluxo a partir de uma zona particular pela mudança na posição de um bloqueador ou válvula, mover a posição do bloqueador ou válvula uma ou mais do que uma vez para remover incrustação ou corrosão do bloqueador ou válvula, aumentar a produção a partir de outra zona quando mudar a posição do bloqueador ou não é possível ou não produz o efeito desejado, executar uma limpeza, tal como descarregar, operar, etc.

Em outro aspecto, o processador pode estimar a extensão da erosão do tubo ou do revestimento e fornece ações a serem tomadas. A medida da erosão pode ser uma extensão da corrosão, acúmulo de incrustação, localização e extensão dos pites, trincas e buracos, etc. A informação sobre a corrosão, incrustação, etc. pode ser fornecida para ou computada pelo processador 152. Dados de registro do poço, tal como obtidos dos registros elétrico ou acústico, podem ser usados para fornecer estimativas quantitativas de erosão do revestimento e/ou imagens do revestimento. O modelo, baseado em uma ou mais da presença, temperatura, extensão de produtos químicos, produção de água, e outros parâmetros fornecem as ações sugeridas. Em outro aspecto, o processador, por exemplo, usando uma ou mais das taxas de acúmulo de produtos químicos, a informação dos re-

gistros do poço, localização da margem e/ou outros dados, pode prever ou extrapolar a condição de qualquer dispositivo pelo tempo, incluindo aqueles do revestimento e ligação de cimento, e em resposta a estes fornecer ações sugeridas que tenderão a aumentar a vida do equipamento e/ou proporcionar a melhoria da produção de hidrocarbonetos a partir do poço. As ações podem ser uma combinação de ações que podem incluir alterar a taxa de injeção de produtos químicos, executar uma operação de limpeza, alterar uma posição de bloqueador ou válvula, alterar a velocidade da ESP, alterar o fluxo através de outro mecanismo de elevação artificial, fechar uma zona e/ou mudar a produção a partir de outra zona, etc.

Em outro aspecto, o processador pode determinar ações a partir das condições das ligações de cimento entre o revestimento e a formação. Os registros da ligação de cimento (tipicamente registros acústicos) fornecem registros que podem mostrar a localização e extensão de trincas na ligação de cimento. O processador com o uso do WPA pode extrapolar ou prever a partir da informação do registro corrente da ligação de cimento, da informação histórica armazenada no banco de dados, medições microssísmicas, e/ou sísmica quadridimensional da condição da ligação de cimento por um período de tempo e seu impacto na produção de fluidos a partir do poço e determinar as ações sugeridas.

Assim em um aspecto, o processador com o uso do WPA utiliza múltiplas entradas e pode usar uma análise nodal ou redes neurais ou outros algoritmos para fornecer ações corretivas que estenderão a vida de um ou mais dispositivos no poço e fornecem melhorias na produção de hidrocarbonetos a partir do poço. O WPA, adicionalmente a determinação do funcionamento dos dispositivos, pode estimar a vida restante dos equipamentos, prever a taxa de produção do poço ao longo do tempo, sugerir trabalho de reparo, tal como limpeza, fraturamento, recondicionamento, etc.

Como descrito acima, o processador envia mensagens para o operador tomar as ações desejadas, enviar tais informações para o controlador remoto 185 e apresentar os dados desejados para uso do operador. O processador continua a monitorar os efeitos das ações tomadas pelo opera-

dor. Uma vez que o operador faz uma mudança, o controlador central 150 continua a monitorar os vários parâmetros e determina se os efeitos das mudanças feitas correspondem aos resultados esperados. O controlador continua a monitorar o funcionamento dos vários dispositivos, os vários pa-
5 râmetros e o fluxo a partir de várias zonas. No caso de um ESP, o controlador monitora o ponto de operação específico no invólucro 270 ou próximo a curva 280, conforme o caso. O controlador, entretanto, pode determinar que a fim de alcançar produção melhorada ou ótima, pode ser mais desejável operar a ESP em uma sub-região particular do invólucro 270, que pode ou
10 não incluir a linha de fluxo máximo 280, ao mesmo tempo em que aumentar ou diminuir a produção a partir de uma ou mais zonas.

Em outro aspecto, o controlador, com o uso do WPA estima a taxa de produção esperada a partir do poço baseado nas mudanças sugeridas ou feitas e executar uma análise de valor líquido presente para determi-
15 nar o impacto econômico das mudanças. Em um aspecto, o controlador usa múltiplos parâmetros para o modelo e determina as configurações para os vários dispositivos que estenderão a vida do equipamento e/ou melhorar a produção a partir do poço. As entradas podem ser qualquer combinação de parâmetros, que são selecionados dos parâmetros relacionados ao funcio-
20 namento de um ou mais dispositivos de dentro do poço, parâmetros de operação real de vários dispositivos, tal como a frequência da ESP, as configurações correntes dos bloqueadores, a temperatura e pressão dentro do poço em uma ou mais localizações, e outros parâmetros desejados. O WPA pode usar medições de superfície ou resultados computados a partir de medições
25 de dentro do poço, dados de teste, informações do banco de dados e qualquer outra informação que possa ser pertinente a um poço particular e usar uma análise nodal e/ou outros modelos prospectivos para obter as novas configurações. A análise nodal pode incluir predição dos efeitos das novas configurações na produção e iterar este processo até uma combinação de
30 novas configurações (plano final) ser determinada que vá estender a vida do equipamento e/ou melhorar, otimizar ou maximizar a produção a partir de um poço particular.

Voltando a referenciar a Figura 2B, o controlador central pode ser configurado para iniciar automaticamente uma ou mais das ações recomendadas, por exemplo, enviando sinais de comando para controladores de dispositivos selecionados, tais como o controlador da ESP para ajustar a
5 operação da ESP 242; unidades de controle ou atuadores (160, Figura 1A e elemento 240) que controlam os bloqueadores dentro do poço 244, válvulas dentro do poço 246, bloqueadores de superfície 249, unidade de controle de injeção de produtos químicos 250, outros dispositivos 254, etc. Tais ações podem ser tomadas em tempo real ou próximas a tempo real. O controlador
10 central 150 continua a monitorar os efeitos das ações tomadas 264. Em outro aspecto, o controlador central 150 ou controlador remoto 185 pode ser configurado para atualizar um ou mais modelos/algoritmos/programas 234 para adicionalmente usar na monitoração do poço. Desta maneira, o sistema 200 pode operar na forma de ciclo fechado para monitorar a performance do
15 poço, tomar ou fazer com que sejam tomadas ações desejadas, e continuar a monitorar os efeitos de tais ações.

Visto que a revelação precedente é direcionada para certas modalidades e métodos ilustrativos, várias modificações serão evidentes para aqueles versados na técnica. Entende-se que tais modificações dentro do
20 escopo das reivindicações em anexo estão abrangidas pela revelação precedente. O resumo também é fornecido para cumprir certos requisitos legais e não deve ser usado para limitar o escopo das reivindicações.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para produzir fluido a partir de um poço, que compreende: determinar uma primeira configuração de pelo menos um primeiro dispositivo que está em uso para produzir o fluido a partir do poço; e

5 selecionar uma configuração de parâmetros que inclui pelo menos um parâmetro relacionado ao funcionamento de pelo menos um segundo dispositivo e uma pluralidade de parâmetros selecionados a partir de um grupo que compreende taxa de fluxo, pressão, temperatura, presença de um produto químico selecionado, conteúdo de água, conteúdo de areia, e taxa
10 de injeção de produtos químicos;

caracterizado por

usar a configuração de parâmetros selecionada como uma entrada para um modelo de computador para determinar uma segunda configuração para pelo menos um primeiro dispositivo que irá proporcionar uma vida
15 aumentada de pelo menos um segundo dispositivo e melhoria na taxa de fluxo para o fluido a partir do poço completo.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** adicionalmente compreende operar o poço conforme a segunda configuração de pelo menos um primeiro dispositivo e determinar uma performance do poço baseada na segunda configuração.
20

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** pelo menos um parâmetro relacionado ao funcionamento de pelo menos um segundo dispositivo está relacionado à pelo menos um de: uma bomba elétrica submersível, uma válvula, um bloqueador, um revestimento que alinha o poço, um tubo que leva o fluido a partir do poço em direção a superfície, e uma tela de areia.
25

4. Método, de acordo com as reivindicações 1 ou 2, **caracterizado pelo fato de que** adicionalmente compreende:

estimar uma taxa de fluxo a partir do poço por um período de tempo estendido baseado na segunda configuração; e
30

estimar o valor líquido presente para o poço que corresponde a taxa de fluxo estimada para o período de tempo estendido.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** o grupo adicionalmente consiste em informação relacionada a: densidade do fluido, composição do fluido, uma medição de capacitância relacionada ao fluido, vibração, medições acústicas no poço, pressão diferencial através de um dispositivo dentro do poço, relação óleo-água, e relação gás-óleo.

6. Método, de acordo com a reivindicação 1, **caracterizado pelo fato de que** o grupo adicionalmente consiste em: medições microssísmicas, medições de teste de pressão transiente, medições de registro de poço, uma medição relacionada à presença de um de: incrustação, hidrato, corrosão, parafina, e asfalteno.

7. Método, de acordo com as reivindicações 1 ou 2, **caracterizado pelo fato de que** adicionalmente compreende:

prever uma ocorrência de um de: rompimento de água, condição de fluxo cruzado, reparo de um dispositivo instalado no poço; e determinar a segunda configuração baseada em tal previsão.

8. Método, de acordo com as reivindicações 1 ou 2, **caracterizado pelo fato de que** a segunda configuração é constituída de pelo menos um de: alterar a taxa de injeção de produtos químicos, alterar uma operação de uma bomba elétrica submersível, confinar uma zona de produção selecionada, alterar a posição de um bloqueador, alterar a posição de uma válvula, e alterar o fluxo através de um mecanismo de elevação artificial.

9. Método, de acordo com as reivindicações 1 ou 2, **caracterizado pelo fato de que** adicionalmente compreende enviar uma mensagem relacionada a segunda configuração para pelo menos um de: um operador, e uma localização remota ao poço.

10. Método, de acordo com as reivindicações 1 ou 2, **caracterizado pelo fato de que** adicionalmente compreende utilizar um processador que automaticamente configura o pelo menos um primeiro dispositivo à segunda configuração.

11. Sistema de computador para controlar uma operação de uma bomba elétrica submersível posicionada em um poço para produzir um

fluido a partir do poço, que compreende:

um banco de dados que armazena informação que corresponde a um dentre um invólucro de operação para a bomba elétrica submersível que é baseado em uma relação entre a taxa de fluxo fluido, frequência e pressão manométrica sobre a bomba elétrica submersível, e uma taxa de fluxo máxima para a bomba elétrica submersível que corresponde a frequência e pressão manométrica;

caracterizado por

um processador que utiliza pelo menos um parâmetro de operação medido da bomba elétrica submersível e a informação armazenada no banco de dados e determina uma configuração para pelo menos a bomba submersível elétrica e outro dispositivo de dentro do poço que fará com que a bomba elétrica submersível opere de acordo com um de: dentro do invólucro, e próxima a taxa de fluxo máxima.

12. Sistema, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de que** o parâmetro de operação da bomba elétrica submersível medido é um de: taxa de fluxo, frequência, temperatura, pressão próxima a bomba elétrica submersível, e pressão diferencial através de um segmento do furo do poço próximo a bomba elétrica submersível.

13. Sistema, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de que** o processador determina a configuração tal que a configuração determinada mantém um de temperatura, pressão e pressão diferencial associada com a bomba elétrica submersível dentro de um limite selecionado.

14. Sistema, de acordo com as reivindicações 11 ou 13, **caracterizado pelo fato de que** a configuração é um de alterar: frequência de uma bomba elétrica submersível, energia para a bomba elétrica submersível, posição de um bloqueador, posição de uma válvula, e fluxo a partir de uma zona selecionada.

15. Sistema, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de que** o processador adicionalmente determina uma taxa de injeção de produtos químicos que inibirá a formação de um de incrustação, cor-

rosão, parafina, hidrato e asfalteno em um fluido no poço.

16. Sistema, de acordo com as reivindicações 11 ou 13, **caracterizado pelo fato de que** o processador envia sinais de comando para fazer com que a bomba elétrica submersível e outros dispositivos dentro do poço operem de acordo com a configuração determinada.

17. Sistema, de acordo com a reivindicação 11, **caracterizado pelo fato de que** o processador estima a vida esperada da bomba elétrica submersível, baseado em seus parâmetros de operação correntes e uma pluralidade de parâmetros relacionados ao poço.

18. Método para controlar a operação de uma bomba elétrica submersível em um poço que está produzindo fluidos, que compreende:

determinar um invólucro de operação para a bomba elétrica submersível que seja baseado em uma relação entre taxa de fluxo do fluido, frequência e pressão manométrica sobre a bomba elétrica submersível e inclui uma taxa de fluxo máxima para a bomba elétrica submersível que corresponde a frequência e pressão manométrica; e

medir e operar os parâmetros da bomba elétrica submersível com o uso de um sensor no poço;

caracterizado por

alterar uma operação de um de bomba submersível elétrica e um dispositivo dentro do poço para operar a bomba elétrica submersa de acordo com um de: dentro do invólucro de operação, próxima a taxa de fluxo máxima.

19. Método, de acordo com a reivindicação 18, **caracterizado pelo fato de que** adicionalmente compreende operar a bomba elétrica submersível dentro do invólucro de operação e sob um selecionado de: temperatura, pressão, e pressão diferencial.

20. Método, de acordo com a reivindicação 19, **caracterizado pelo fato de que** adicionalmente compreende alterar a injeção de um produto químico a partir de uma localização na superfície que iniba a formação de um de corrosão, incrustação, hidrato, parafina e asfalteno próximo a bomba elétrica submersível.

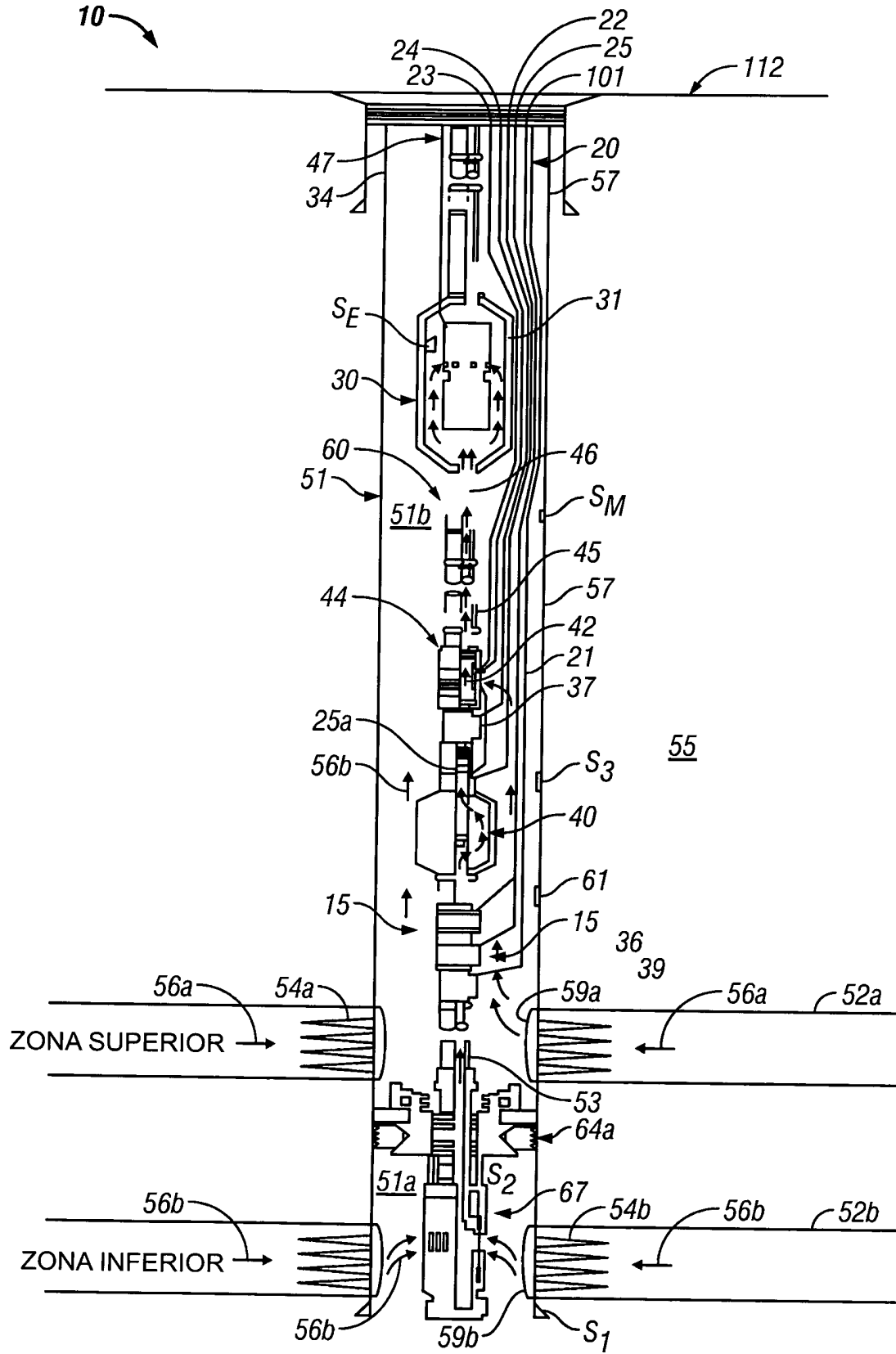


FIG. 1A

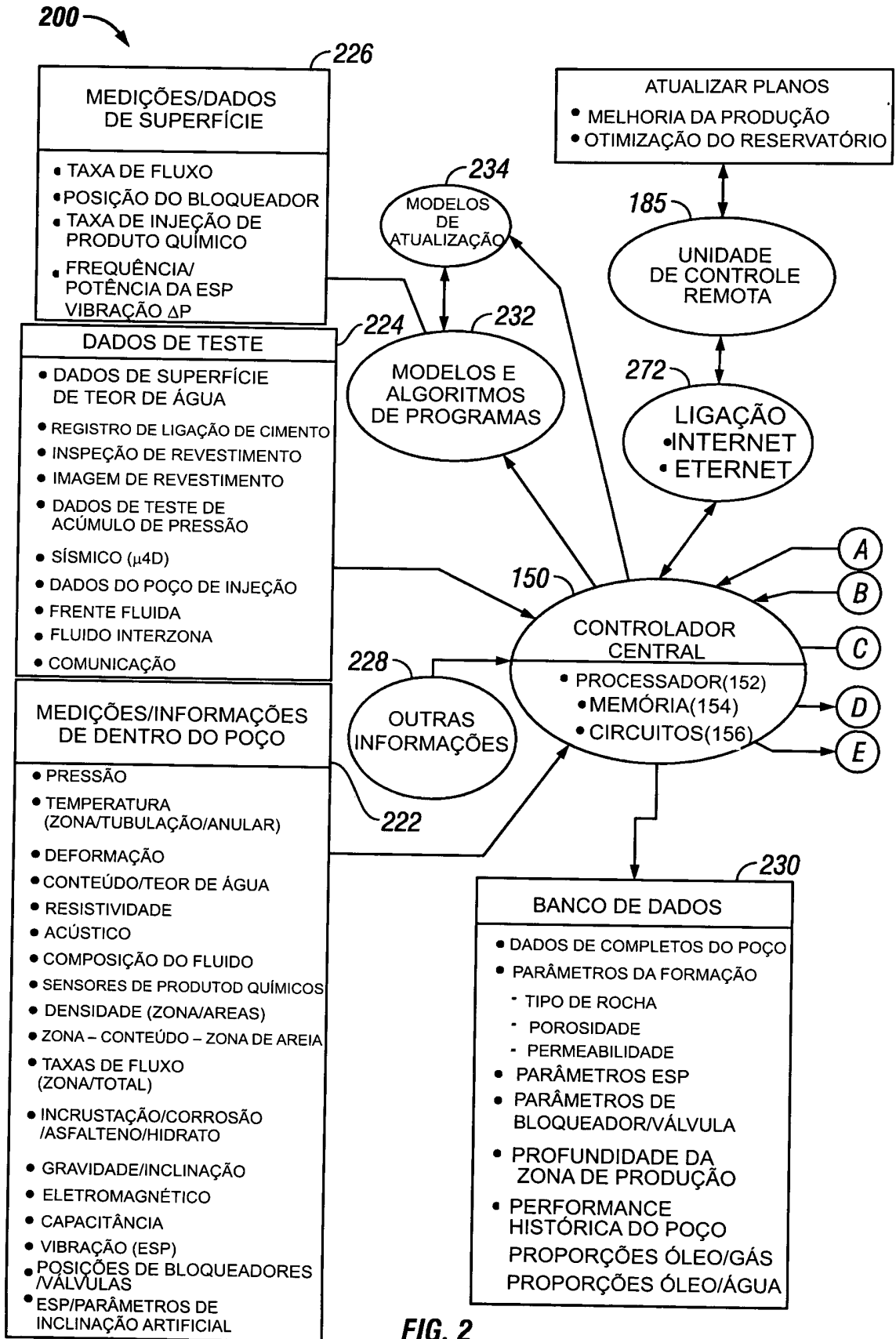


FIG. 2

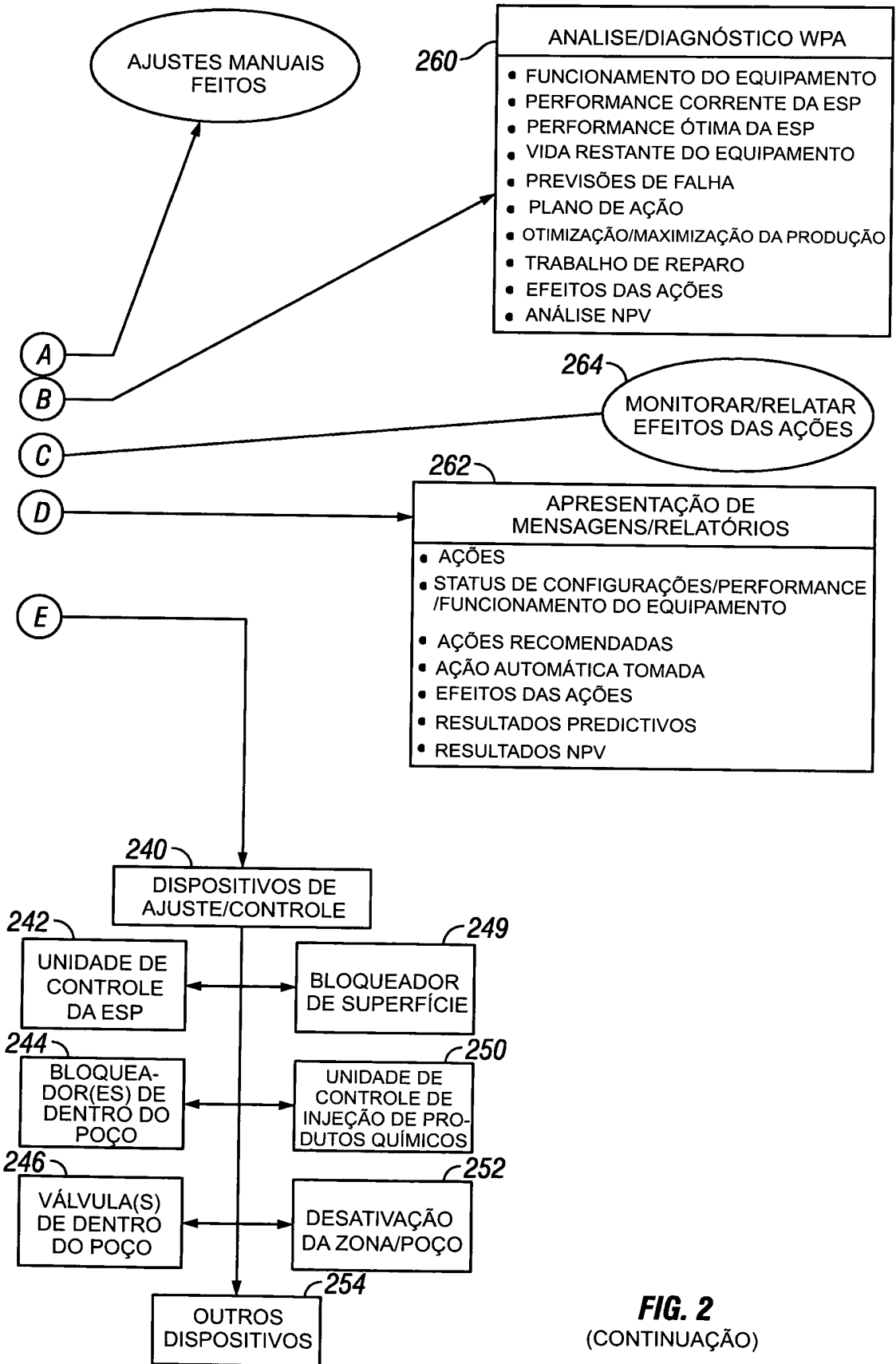
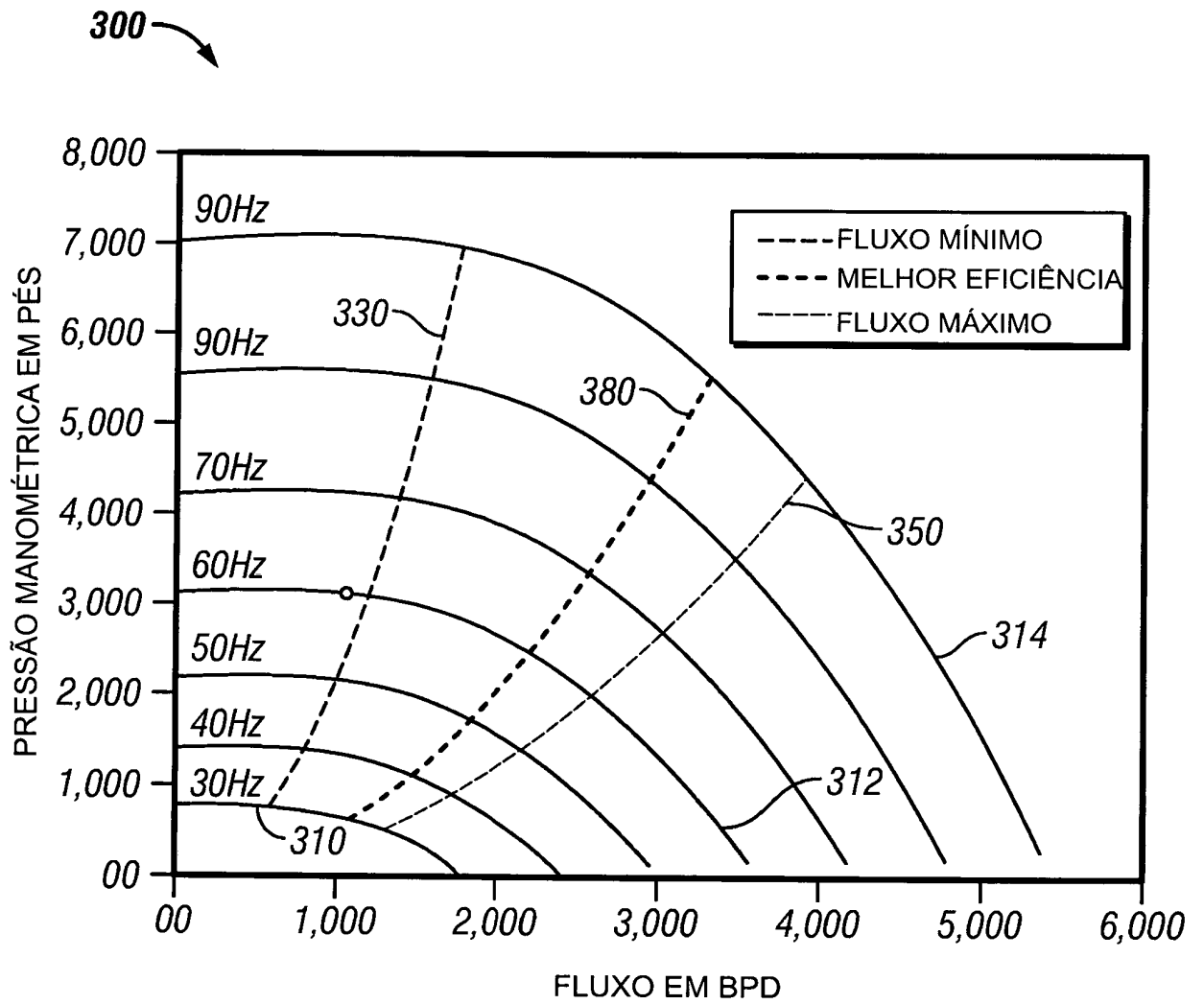


FIG. 2
(CONTINUAÇÃO)

**FIG. 3**