



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

(21) **PI0709703-4 A2**

(22) Data de Depósito: 26/03/2007
(43) Data da Publicação: 26/07/2011
(RPI 2116)



(51) *Int.Cl.:*
E21B 47/00 2006.01

(54) Título: **MÉTODO E SISTEMA PARA AVALIAÇÃO E EXIBIÇÃO DE DADOS DE PROFUNDIDADE**

(30) Prioridade Unionista: 27/03/2006 US 60/786,273

(73) Titular(es): Key Energy Services, Inc.

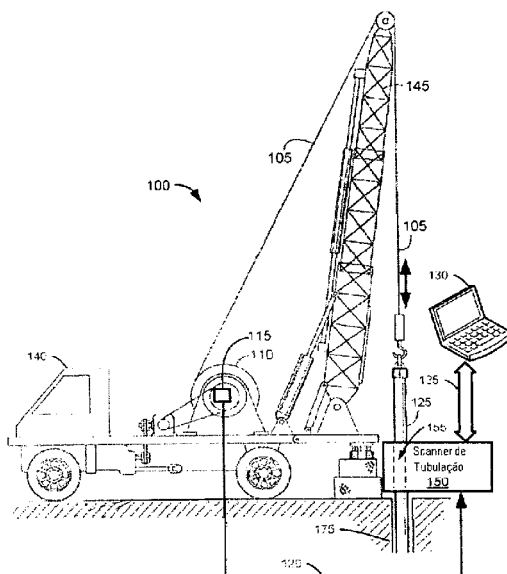
(72) Inventor(es): Frederic M. Newman

(74) Procurador(es): Orlando de Souza

(86) Pedido Internacional: PCT US2007064948 de 26/03/2007

(87) Publicação Internacional: WO 2007/112363 de 04/10/2007

(57) **Resumo: MÉTODO E SISTEMA PARA AVALIAÇÃO E EXIBIÇÃO DE DADOS DE PROFUNDIDADE** Um método e aparelho para exibir dados de profundidade de posição com dados de análise de tubulação obtidos por instrumentos que analisam seções de tubulação sendo extraídas de um poço inclui um aparelho para ligar de forma comunicável um codificador ou outros sensores de posição ou profundidade do processador de dados de análise de tubulação. Além disso, sensores capazes de detectar colares que sustentam peças de seção de tubulação unidas podem transmitir sinais para o processador de dados de análise de que um colar foi detectado e inserir informações sobre a localização do colar nos dados de análise. Além disso, informações baseadas no comprimento das peças individuais de tubulação ou nos dados provenientes do codificador ou de outro sensor de posição podem ser analisadas ou associadas com os dados de análise e exibidas com os dados de análise ao sobrepor um componente de profundidade em uma exibição dos dados de análise.



**MÉTODO E SISTEMA PARA AVALIAÇÃO E EXIBIÇÃO DE DADOS DE
PROFUNDIDADE**

Este pedido de patente reivindica o benefício do
Pedido de Patente U.S. Provisório No. de Série 60/786.273,
5 depositado em 27 de março de 2006.

CAMPO DA INVENÇÃO

A presente invenção refere-se a métodos para analisar
tubulação de campo petrolífero à medida que a mesma está
sendo inserida em ou extraída de um poço de petróleo. Mais
10 especificamente, a invenção refere-se a um método e
aparelho para relacionar de forma comunicável meios de
localização de posição e de colar com dados de análise de
tubulação e incluir dados de profundidade ou posição nos
dados de análise.

15

FUNDAMENTOS

Após perfurar um orifício através de uma formação
subterrânea e determinar que a formação pode produzir uma
quantidade economicamente suficiente de petróleo ou gás,
uma equipe finaliza o poço. Durante a perfuração,
20 finalização, e manutenção de produção, pessoal
especializado rotineiramente insere e/ou extrai
dispositivos tais como tubulação, tubos, canos, hastes,
cilindros ocos, invólucros, condutos, colares, e dutos
dentro do poço. Por exemplo, uma equipe de manutenção pode
25 utilizar um equipamento de condicionamento ou manutenção
de poço para extrair uma enfiada de tubulação e hastes de
sucção de um poço que esteja produzindo petróleo. A equipe
pode inspecionar a tubulação extraída e avaliar se uma ou
mais seções daquela tubulação deveria ser substituída
30 devido a desgaste físico, afinamento da parede de

tubulação, ataque químico, corrosão, ou outro defeito. A equipe normalmente substitui seções que exibem um nível inaceitável de desgaste e observa outras seções que estão começando a mostrar desgaste e podem necessitar de substituição em uma chamada de manutenção subsequente.

Como uma alternativa para inspecionar manualmente a tubulação, a equipe de manutenção pode empregar um instrumento para avaliar a tubulação à medida que a tubulação é extraída do poço e/ou inserida no poço. O instrumento normalmente permanece estacionário na abertura do poço, e o equipamento de condicionamento de poço move a tubulação através da zona de medição do instrumento. O instrumento normalmente mede corrosão e espessamento de parede e pode identificar rachaduras na parede da tubulação. Radiação, intensidade de campo (elétrico, eletromagnético, ou magnético), e/ou diferencial de pressão podem examinar a tubulação para avaliar estes parâmetros de desgaste. O instrumento normalmente amostra um sinal analógico bruto e emite uma versão amostrada ou digital daquele sinal analógico.

Em outras palavras, o instrumento normalmente estimula uma seção da tubulação utilizando um campo, radiação, ou pressão e detecta a interação da tubulação com o estímulo ou resposta ao estímulo. Um elemento, tal como um transdutor, converte a resposta em um sinal elétrico analógico. Por exemplo, o instrumento pode criar um campo magnético dentro do qual a tubulação esteja posicionada, e o transdutor pode detectar alterações ou perturbações no campo que resultam da presença da tubulação e de quaisquer anomalias daquela tubulação.

Embora o instrumento possa propiciar informações importantes e detalhadas acerca do dano ou desgaste da tubulação, estes dados podem ser difíceis de analisar para seções únicas de tubulação e ainda mais difíceis para uma 5 plataforma inteira de tubulação extraída de um poço. Embora o instrumento normalmente envie dados a uma taxa constante ou quase constante, a velocidade à qual a tubulação é extraída do poço é variável. Pelo menos uma porção da variabilidade em velocidade é necessária pelo fato de que 10 as seções de tubulação devem ser separadas umas das outras. Durante a separação, o equipamento de condicionamento de poço sofre uma parada completa e a seção de tubulação é separada de um colar que mantém duas peças de tubulação juntas. Logo que a seção de tubulação específica é separada 15 e armazenada, o equipamento de condicionamento de poço pode continuar extraindo a próxima seção de tubulação do poço. A variabilidade em velocidade pode também ser provocada pelo fato de que não existe velocidade predeterminada à qual operadores de manutenção de campos 20 petrolíferos sejam instruídos a extrair a tubulação do poço. Além disso, controle e monitoração de velocidade precisos não têm sido historicamente vistos como um fator importante em remoção de tubulação.

Por causa das variações de velocidade a saída de 25 dados pelo instrumento e exibida em um painel de exibição é normalmente inconsistente. Por exemplo, se um atraso longo ocorre no desacoplamento de uma seção de tubulação de outra, a exibição dos dados provenientes do instrumento poderia cobrir uma área maior do que a área visível da tela 30 de exibição. Isto pode conduzir o operador a fazer

avaliações da seção de tubulação com base em dados parciais, porque o operador pode não ser capaz de determinar quando a seção de tubulação começou ou terminou nos dados exibidos. Por outro lado, se os operadores são capazes de extrair e separar a tubulação rapidamente, o visor poderia potencialmente exibir mais do que uma seção de tubulação. Nesta situação, o operador poderia tomar decisões para uma seção de tubulação com base em dados que eram na verdade de uma seção diferente de tubulação.

10 Além disso, uma vez que toda a tubulação tenha sido removida do poço e os dados sejam colocados em gráfico, os dados podem incluir informações que mostram problemas específicos dentro do poço. Contudo, atualmente, a análise de dados não inclui a capacidade de exibir os dados com o componente de profundidade de modo que os operadores possam determinar exatamente onde no poço o problema está ocorrendo e focar sua análise de reparo na seção específica.

20 Para alcançar estas deficiências representativas na técnica, é necessária uma capacidade aperfeiçoada para avaliar análise de tubulação. Por exemplo, existe uma necessidade para ligar de forma comunicável a saída de informações de um codificador ou outro sensor de posição no equipamento de condicionamento de poço com o computador que processa os dados de análise de tubulação. Além disso, existe uma necessidade por aparelho e método para detectar de forma confiável colares nas seções de tubulação e exibir a posição dos colares em relação aos outros dados de análise de tubulação sendo processados. Existe outra

25

30 necessidade por um método para propiciar dados de posição e

profundidade com os dados de análise de tubulação exibidos para que operadores de manutenção de campo petrolífero auxiliem na detecção de maiores problemas ou anomalias de dados provenientes da análise do poço e tubulação. Uma
5 capacidade que satisfaça uma ou mais destas necessidades propiciaria avaliações de tubulação mais acuradas, precisas, passíveis de repetição, eficientes, ou rentáveis.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

A presente invenção auxilia na avaliação de um item,
10 tal como uma peça de tubulação ou uma haste, em conexão com a colocação do item em um poço de petróleo ou remoção do item do poço de petróleo e exibição dos dados para análise. Avaliar o item pode compreender sentir, rastrear, monitorar, inspecionar, acessar, ou detectar um parâmetro,
15 característica, ou propriedade do item.

Em um aspecto da presente invenção, um instrumento, rastreador, ou sensor pode monitorar tubulação, tubos, canos, hastes, cilindros ocos, invólucros, condutos, colares, ou dutos próximos a uma abertura do poço de
20 petróleo. O instrumento pode compreender um sensor de espessura de parede, desgaste de haste, localização de colar, rachadura, imagem, ou corrosão, por exemplo. À medida que a equipe de manutenção de campo extrai a tubulação do poço de petróleo ou insere a tubulação no
25 poço, o instrumento pode avaliar a tubulação para defeitos, integridade, desgaste, ajuste para manutenção continuada, ou condições anômalas. O instrumento pode propiciar informações sobre tubulação em um formato digital, por exemplo, como dados digitais, um ou mais números, amostras,
30 ou fotos instantâneas. O instrumento pode também incluir

sensores para detectar colares posicionados entre cada seção de tubulação. Ao detectar um colar, as informações podem ser aplicadas aos outros dados obtidos pelo instrumento e exibidos para análise. Ao exibir a
5 localização dos colares, um analisador pode analisar com precisão cada peça individual de tubulação. Ao adicionar dados ao visor para designar os colares, o instrumento pode aperfeiçoar a confiabilidade de analisar o desgaste na tubulação.

10 Em outra modalidade exemplificativa, uma seção de tubulação que inclui um colar pode ser passada através do instrumento para determinar o nível de saída do instrumento quando o mesmo detecta um colar. As seções de tubulação podem em seguida ser removidas do poço. À medida que as
15 seções de tubulação estão sendo removidas e os dados provenientes do instrumento estão sendo exibidos em um computador ou tela, o computador pode determinar a localização dos colares entre cada peça de tubulação com base nos níveis iniciais vistos a partir do instrumento.
20 Dados relacionados ao comprimento de cada peça de tubulação podem ser inseridos no computador e o computador pode destacar áreas determinadas como sendo colares na exibição dos dados de análise. Além disso, com base nos dados de comprimento recebidos, o computador pode exibir um eixo
25 geométrico de posição ou profundidade com os dados de análise baseados nas localizações de colar previamente determinadas.

Em outra modalidade exemplificativa, um codificador ou outro sensor de posição ou profundidade pode ser ligado
30 de forma comunicativa ao computador que processa os dados

de análise para a tubulação a partir do instrumento. À medida que a análise de dados está sendo recebida do instrumento, o computador pode também receber ou obter dados de profundidade ou posição e associar aqueles dados com os pontos de dados de análise específicos. O computador pode em seguida exibir os dados de análise em um gráfico e sobrepor a um eixo geométrico de profundidade sobre o gráfico de dados de análise.

Em outra modalidade exemplificativa, a presente invenção propicia um método para avaliar dados de tubulação em um aparelho de petróleo. O método incluir as etapas de mover diversos segmentos de canos para dentro ou fora de um poço e analisar o tipo de segmentos com um rastreador de tubulação, onde o rastreador de tubulação gera um primeiro sinal associado com a condição dos referidos segmentos de cano. A localização de diversos colares que conectam os referidos segmentos de cano é determinada, de preferência com sensores de localização de colares, e o comprimento de cada segmento de cano é determinado. A posição relativa de cada segmento de cano é correlacionada ao primeiro sinal e os dados de rastreador de tubulação e posição de segmento de cano são exibidos. Em uma modalidade o rastreador de tubulação inclui um sensor selecionado a partir de um sensor de espessura de parede, um sensor de desgaste de haste, um sensor de localização de colar, um sensor de rachadura, um sensor de imagem ou um sensor de corrosão. Em outra modalidade, os dados correlacionados são transmitidos a uma localização remota. Em outra modalidade, os dados de rastreamento de tubulação podem ser utilizados para avaliar os segmentos de cano para defeitos, integridade, desgaste,

condições anômalas, ou ajuste para manutenção continuada.

A discussão de processar dados de tubulação apresentados neste sumário é apenas para fins ilustrativos. Diversos aspectos da presente invenção podem ser mais claramente entendidos e apreciados a partir de uma revisão da descrição detalhada que se segue das modalidades descritas e mediante referência aos desenhos e quaisquer reivindicações que possam seguir. Além disso, outros aspectos, sistemas, métodos, características, vantagens, e objetivos da presente invenção tornar-se-ão evidentes àquele versados na técnica após exame dos desenhos e descrição detalhada que se seguem. Pretende-se que todos tais aspectos, sistema, métodos, características, vantagens, e objetivos sejam incluídos dentro desta descrição, sejam incluídos no âmbito da presente invenção, e sejam protegidos por quaisquer reivindicações em anexo.

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

A Figura 1 é uma ilustração de um sistema exemplificativo para manutenção de um poço de petróleo que rastreia tubulação à medida que a tubulação é extraída ou inserida em um poço de acordo com uma modalidade da presente invenção;

a Figura 2 é um diagrama de blocos funcional de um sistema exemplificativo para rastrear tubulação que está sendo inserida ou extraída de um poço de petróleo de acordo com uma modalidade exemplificativa da presente invenção;

a Figura 3 é um diagrama de fluxograma de um método exemplificativo para sobrepor uma exibição de profundidade em um gráfico de dados de análise na posição de um ou mais colares de acordo com uma modalidade exemplificativa da

presente invenção;

a Figura 4 é um gráfico exemplificativo que mostra a sobreposição de profundidade em um gráfico de dados de análise com base na posição dos colares detectados por um sensor localizador de colar de acordo com uma modalidade exemplificativa da presente invenção;

a Figura 5 é um diagrama de fluxograma de outro método exemplificativo para sobrepor uma exibição de profundidade em um gráfico de dados de análise pela determinação da localização de colar com base em calibração de acordo com uma modalidade exemplificativa da presente invenção;

as Figuras 6 e 6A são gráficos exemplificativos que mostram a sobreposição de profundidade em um gráfico de dados de análise criado para determinar localização de colar com base em calibração anterior de acordo com uma modalidade exemplificativa da presente invenção;

a Figura 7 é um diagrama de fluxograma de um método exemplificativo para associar dados de análise com a profundidade da tubulação a partir da qual os dados de análise foram obtidos e exibir os dados de análise com um componente de profundidade de acordo com uma modalidade exemplificativa da presente invenção;

a Figura 8 é um diagrama de fluxograma de outro método exemplificativo para associar dados de análise com a profundidade da tubulação a partir da qual os dados de análise foram obtidos e exibir os dados de análise com um componente de profundidade de acordo com uma modalidade exemplificativa da presente invenção;

as Figuras 9, 9A, e 9B são gráficos exemplificativos

e tabelas de dados que exibem as etapas para sobrepor os dados de profundidade associados com o gráfico de dados de análise de acordo com uma modalidade exemplificativa da presente invenção;

5 a Figura 10 é um diagrama de fluxograma de um método exemplificativo para calibrar os dados de tubulação recebidos dos diversos sensores a uma profundidade específica de acordo com uma modalidade exemplificativa da presente invenção; e

10 a Figura 11 é um diagrama de fluxograma de um método exemplificativo para calibrar a amplitude dos dados de tubulação recebidos dos sensores de acordo com uma modalidade exemplificativa da presente invenção.

Muitos aspectos da invenção podem ser mais bem entendidos mediante referência aos desenhos acima. Os componentes nos desenhos não estão necessariamente em escala. Ao invés disso, colocou-se ênfase em ilustrar claramente os princípios das modalidades exemplificativas da presente invenção. Além disso, nos desenhos, numerais de referênci

15
20

referência designam elementos similares ou correspondentes, porém não necessariamente idênticos, através das diversas vistas.

DESCRIÇÃO DETALHADA DE MODALIDADES EXEMPLIFICATIVAS

A presente invenção sustenta métodos para recuperar e
25
exibir dados de análise de tubulação com dados de profundidade correspondentes associados aos dados de análise de tubulação provenientes de seções de tubulação recuperadas ou inseridas em um poço de petróleo para aperfeiçoar a capacidade de uma equipe de manutenção de
30
campo petrolífero em determinar problemas com o poço ou

tubulação e determinar se os dados propiciados no rastreamento de análise não fazem sentido. Propiciar dados de análise confiáveis consistentes e exibi-los de uma maneira consistente e fácil de entender auxiliará uma
5 equipe de manutenção de campo petrolífero a fazer avaliações válidas mais eficientes e precisas do poço e da tubulação, colares e hastes de sucção utilizadas na operação do poço.

Um método e sistema para recuperar e exibir dados de
10 tubulação serão agora doravante descritos mais completamente com referência às Figuras 1-11, que mostram modalidades representativas da presente invenção. A Figura 1 ilustra um equipamento de acondicionamento de poço que move a tubulação através de um rastreador de tubulação em
15 um ambiente de operação representativo para uma modalidade da presente invenção. A Figura 2 propicia um diagrama de blocos de um rastreador de tubulação que monitora, detecta, ou caracteriza a tubulação e processa de forma flexível os dados de tubulação adquiridos. As Figuras 3-11 mostram
20 diagramas de fluxo, junto com dados e esquemas ilustrativos, de métodos e exibições relacionados a adquirir dados de tubulação, processá-los e exibir os dados adquiridos.

A invenção pode ser incorporada de diversas formas e
25 não deveria ser considerada como limitada às modalidades estabelecidas anteriormente na mesma; ao invés, estas modalidades são propiciadas de modo que esta descrição será inteira e completa, e transmitirá completamente o âmbito da invenção àqueles versado na técnica. Além disso, todos os
30 "exemplos" ou "modalidades exemplificativas" fornecidos

aqui se destinaram a serem não-limitantes e, entre outros, sustentados por representações da presente invenção.

Além disso, embora uma modalidade exemplificativa da invenção seja descrita com relação a detectar ou monitorar um tubo, tubulação, cano, ou colares que se movem através de uma zona de medição adjacente a uma abertura de poço, aqueles versados na técnica reconhecerão que a invenção pode ser empregada ou utilizada em conexão com uma variedade de aplicações no campo petrolífero ou outros ambientes de operação.

Observando agora a Figura 1, esta figura ilustra um sistema 100 para dar manutenção a um poço de petróleo que rastreia tubulação 125 à medida que a tubulação 125 é extraída ou inserida no poço 175 de acordo com uma modalidade exemplificativa da presente invenção.

O poço de petróleo 175 compreende um orifício escavado ou perfurado no solo para alcançar uma formação portadora de petróleo. O orifício do poço 175 é encapsulado por um tubo ou cano (não explicitamente mostrado na Figura 1), conhecido como "invólucro", que é cimentado para formações cavidade-abaxo e que protege o poço 175 da formação indesejada de fluidos e resíduos.

Dentro do invólucro está um tubo 125 que transporta petróleo, gás, hidrocarbonetos, produtos de petróleo, e/ou outros fluidos de formação, tais como água, para a superfície. Em operação, uma fileira de hastes de sucção (não explicitamente mostrada na Figura 1), disposta dentro do tubo 125, força o petróleo cavidade-acima. Acionada por golpes provenientes de uma máquina cavidade-acima, tal como um macaco de bomba de "oscilação", a haste de sucção se

move para cima e para baixo para comunicar movimento recíproco a uma bomba cavidade-abaxo (não explicitamente mostrada na Figura 1). Com cada golpe, a bomba de cavidade do poço move petróleo para cima do tubo 125 na direção da
5 entrada do poço.

Conforme mostrado na Figura 1, uma equipe de manutenção utiliza um equipamento de acondicionamento ou manutenção de poço 140 para fazer manutenção do poço 175. Durante o procedimento ilustrado, a equipe puxa a tubulação
10 125 do poço 175, por exemplo, para reparar ou substituir a bomba cavidade-abaxo. Em uma modalidade exemplificativa, a tubulação 125 compreende uma fileira de seções de aproximadamente 9,12 metros por seção, cada uma das quais pode ser denominada como "junta", entretanto, outros
15 tamanhos de tubulação 125, ambos homogêneos e heterogêneos em tamanho podem ser utilizados. As juntas se aparafusam entre si através de colares 157.

A equipe utiliza o equipamento de acondicionamento de poço 140 para extrair a tubulação 125 em incrementos ou
20 etapas, normalmente duas juntas por incremento, conhecidas como uma "seção". O equipamento 140 compreende um guindaste ou botaló 145 e um cabo 105 que a equipe temporariamente prende à seção de tubulação 125. Uma bobina acionada por motor 110, tambor, sarilho, ou bloco e equipamento puxam o
25 cabo 105 deste modo levantando ou içando a seção de tubulação 125 fixada ao mesmo. A equipe iça a seção de tubulação 125 de uma distância vertical que aproximadamente iguala a altura do guindaste 145, aproximadamente 18,24 metros ou duas juntas.

30 Mais especificamente, a equipe fixa o cabo 105 à

seção de tubulação 125, que fica verticalmente estacionária durante o procedimento de fixação. A equipe em seguida içava a tubulação 125, normalmente em um movimento contínuo, de modo que duas juntas sejam extraídas do poço 175 enquanto a porção da seção de tubulação 125 abaixo daquelas juntas permanece no poço 175. Quando aquelas duas juntas estiverem fora do poço 175, o operador da bobina 110 pára o cabo 105, detendo deste modo o movimento para cima da tubulação 125. Após a equipe puxar uma plataforma de tubulação 125, a mesma pode em seguida estabelecer os deslizamentos. A equipe separa ou desparafusa as duas juntas expostas do restante da seção de tubulação 125 que se estende para dentro do poço 175.

A equipe repete o processo de içamento e separação das seções de duas juntas da tubulação 125 do poço 175 e arruma as seções extraídas em uma pilha de juntas verticalmente dispostas, conhecida como uma "plataforma" de tubulação 125. Após extrair toda a seção de tubulação 125 do poço 175 e fazer manutenção na bomba, a equipe reverte o processo de extração de tubo em etapas ao colocar as seções de tubulação 125 de volta no poço 175. Em outras palavras, a equipe usa o aparelho 140 para reconstituir as seções de tubulação 125 através do enroscamento ou "fabricação" de cada junta com colares 157 e abaixamento de forma incremental das seções de tubulação 125 para dentro do poço 175.

O sistema 100 compreende um sistema de instrumentação para monitorar, rastrear, acessar, ou avaliar a tubulação 125 à medida que a tubulação 125 se move para dentro e para fora do poço 175. Em outra modalidade exemplificativa, o

sistema 100 é capaz de receber informações de outros sensores (não mostrados) incluindo sensores ultra-sônicos, sensores de peso, e informações indicadoras de peso para uso na exibição dos dados recebidos contra profundidade. O sistema de instrumentação compreende um rastreador de tubulação 150 que obtém informações ou dados sobre a porção da tubulação 125 que está na zona de sensibilidade ou medição do rastreador 155. Através de um enlace de dados 120, um codificador 115 mune o rastreador de tubulação 150 com informações sobre rapidez, velocidade, e/ou posição referentes à tubulação 125. Isto é, o codificador 115 está mecanicamente ligado ao tambor 110 para determinar movimento e/ou posição da tubulação 125 à medida que a tubulação 125 se move através da zona de medição 155. Em uma modalidade exemplificativa, a pressão do ar do deslizamento pode ser avaliada para determinar se uma troca de pressão é disparada ou ativada, a troca de pressão sinalizando se o computador 130 deveria ignorar o movimento de bloco ou codificador 115.

Como uma alternativa para o codificador ilustrado 115 alguma outra forma de sensor de posição ou velocidade pode determinar a velocidade de bloco do guindaste ou a velocidade rotacional do motor em revoluções por minuto ("RPM"), por exemplo. Outros métodos para obter dados de velocidade ou posição incluem o uso de um gelógrafo, uma linha de gelógrafo, uma roda de medição correndo na linha rápida do cabo 105, e um contador de raio de roda em uma roldana de coroa.

Outro enlace de dados 135 conecta o rastreador de tubulação 150 a um dispositivo de computação, que pode ser

um laptop 130, um dispositivo de comunicação pessoal ("PDA") manual, um sistema celular, um rádio portátil, um sistema pessoal de envio de mensagens, uma aplicação sem fio, ou um computador pessoal estacionário ("PC"), por exemplo. O laptop 130 exibe dados que o rastreador de tubulação 150 obteve da tubulação 125. O laptop 130 apresenta dados de tubulação graficamente, por exemplo. A equipe de manutenção monitora ou observa os dados exibidos no laptop 130 para avaliar a condição da tubulação 125. A equipe de manutenção pode graduar a tubulação 125 de acordo com seu ajuste para manutenção continuada, por exemplo.

O enlace de comunicações 135 pode compreender um enlace direto ou uma porção de uma rede de comunicações mais ampla que transporta informações entre outros dispositivos ou sistemas similares para o sistema 100. Além disso, o enlace de comunicação 135 pode compreender uma trajetória através da Internet, uma Intranet, uma rede privada, uma rede de telefonia, uma rede de protocolo de Internet ("IP"), uma rede comutada por pacotes, uma rede comutada por circuito, uma rede de área local ("LAN"), uma rede de área ampla ("WAN"), uma rede de área metropolitana ("MAN"), a rede de telefones pública comutada ("PSTN"), uma rede sem fio, ou um sistema celular, por exemplo. O enlace de comunicações 135 pode ainda compreender uma trajetória de sinal que seja ótica, fibra ótica, conectada, sem fio, de linha física, guiada por ondas, ou à base de satélite, para nomear umas poucas possibilidades. Sinais transmitidos pelo enlace 135 podem transportar ou transferir dados ou informações digitalmente ou através de transmissão analógica. Tais sinais podem compreender energia modulada

elétrica, ótica, de microondas, de radiofrequência, ultrasônica, ou eletromagnética, dentre outras formas de energia.

O laptop 130 normalmente compreende hardware e software. Aquela hardware pode compreender diversos componentes de computador, tais como armazenagem de disco, acionadores de disco, microfones, memória de acesso aleatório ("RAM"), memória apenas de leitura ("ROM"), um ou mais microprocessadores, fontes de alimentação, um controlador de vídeo, um barramento de sistema, monitor de visor, uma interface de comunicação, e dispositivos de entrada. Além disso, o laptop 130 pode compreender um controlador digital, um microprocessador, ou alguma outra implementação de lógica digital, por exemplo.

O laptop 130 executa software que pode compreender um sistema operacional e um ou mais módulos de software para administrar dados. O sistema operacional pode ser o produto de software que a Microsoft Corporation de Redmond, Washington vende sob a marca registrada WINDOWS, por exemplo. O módulo de administração de dados pode armazenar, selecionar, e organizar dados e pode também propiciar uma capacidade para transformar dados em gráficos, traçados, mapas ou tendências. O módulo de administração de dados pode ser ou compreender o produto de software que a Microsoft Corporation vende sob a marca registrada EXCEL, por exemplo.

Em uma modalidade exemplificativa da presente invenção, um computador multitarefa funciona como o laptop 130. Programas diversos podem ser executados em um modo de sobreposição ou de uma maneira que pareça concorrente ou

simultânea a um observador humano. A operação multitarefa pode compreender repartição de tempo ou compartilhamento de tempo, por exemplo.

O módulo de administração de dados pode compreender 5 um ou mais programas ou peças de código executável por computador. Para nomear uns poucos exemplos, o módulo de administração de dados pode compreender um ou mais de uma instalação, um módulo ou objeto de código, um programa de software, um programa interativo, um "plug-in", um 10 "applet", um roteiro, um "scriptlet", um sistema de operação, um browser, um manuseador de objeto, um programa único, uma linguagem, um programa que não seja um programa único, um programa que rode em um computador 130, um programa que realize afazeres de manutenção ou finalidades 15 gerais, um programa que seja lançado para permitir que uma máquina ou usuário humano interaja com dados, um programa que cria ou é utilizado para criar outro programa, e um programa que auxilia um usuário no desempenho de uma tarefa tal como interação de base de dados, processamento de 20 palavra, contabilidade, ou administração de arquivo.

Voltando agora para a Figura 2, esta figura ilustra um diagrama de blocos funcional de um sistema 200 para rastrear tubulação 125 que está sendo inserida ou extraída de um poço de petróleo 175 de acordo com uma modalidade 25 exemplificativa da presente invenção. Sendo assim, o sistema 200 propicia uma modalidade exemplificativa do sistema de instrumentação mostrado na Figura 1 e discutido acima, e será discutido como tal.

Aqueles versados na tecnologia de informação, 30 computação, processamento de sinais, sensor, ou técnicas

eletrônicas reconhecerão que os componentes e funções que são ilustrados como blocos individuais na Figura 2, e mencionados como tais em qualquer lugar na mesma, não são necessariamente módulos bem definidos. Além disso, os 5 conteúdos de cada bloco não estão necessariamente posicionados em uma localização física. Em uma modalidade da presente invenção, certos blocos representam módulos virtuais, e os componentes, dados, e funções podem ser fisicamente dispersos. Além disso, em algumas modalidades 10 exemplificativas, um único dispositivo pode realizar duas ou mais funções que a Figura 2 ilustra em dois ou mais blocos distintos. Por exemplo, a função do computador pessoal 130 pode ser integrada ao rastreador de tubulação 150 para propiciar um elemento de hardware e software que 15 adquira e processe dados e exiba dados processados em forma gráfica para visualização por um operador, técnico, ou engenheiro.

O rastreador de tubulação 150 compreende um sensor de desgaste de haste 205 e um sensor de corrosão 255 para 20 determinar parâmetros relevantes a uso continuado da tubulação 125. O sensor de desgaste de hastes 205 acessa defeitos ou problemas de tubulação relativamente grandes tais como afinamento de parede. O afinamento de parede pode ser devido a desgaste físico ou abrasão entre a tubulação 25 125 e a haste de sucção que tem movimento alternativo contra a mesma, por exemplo. Nesse meio tempo, o sensor de corrosão 255 detecta ou identifica falhas pequenas, tais como retenção de corrosão proveniente de corrosão ou alguma outra forma de ataque químico dentro o poço 175. Aquelas 30 falhas pequenas podem ser visíveis a olho nu ou

microscópio, por exemplo.

A inclusão do sensor de desgaste de haste 205 e do sensor de corrosão 225 no rastreador de tubulação 150 destina-se a ser ilustrativo ao invés de limitante. O rastreador de tubulação 150 pode compreender outro sensor ou aparelho de medição que possa ser adequado a uma aplicação específica. Por exemplo, o sistema de instrumentação 200 pode compreender um localizador de colar 292, um dispositivo que detecta rachaduras ou quebras de tubulação, um medidor de temperatura, etc. Em uma modalidade exemplificativa, os localizadores de colar 292 são um coletor magnético, entretanto outros sensores ou comutadores podem ser utilizados para determinar quando o colar está passando através de pelo menos uma porção da área de rastreamento no rastreador de tubulação 150.

O rastreador de tubulação 150 também inclui um controlador 250 que processa sinais provenientes do sensor de desgaste de hastes 205, o sensor de corrosão 255, e o localizador de colar 292. O controlador exemplificativo 250 possui dois módulos de filtro 225, 275 que individualmente, conforme discutido em maior detalhe abaixo, processam de forma adaptativa ou flexível sinais de sensor. Em uma modalidade exemplificativa, o controlador 250 processa sinais de acordo com uma medição de velocidade proveniente do codificador 115.

O controlador 250 pode compreender um computador, um microprocessador 290, um dispositivo de computação, ou alguma outra implementação de lógica digital programável ou ligações físicas. Em uma modalidade exemplificativa, o controlador 250 compreende um ou mais circuitos integrados

de aplicação específica ("ASICs") ou chips DSP que realizam as funções de filtros 225, 275, conforme discutido abaixo. Os módulos de filtro 225, 275 podem compreender código executável armazenado em ROM, ROM programável ("PROM"),
5 RAM, um formato ótico, um acionador rígido, meios magnéticos, fita, papel ou algum outro meio legível por máquina.

O sensor de desgaste de haste 205 compreende um transdutor 210 que, conforme discutido acima, envia um
10 sinal elétrico que contém informações sobre a seção de tubulação 125 que está na zona de medição 155. Sensores eletrônicos 220 amplificam ou condicionam aquele sinal de saída e fornecem o sinal condicionado ao ADC 215. O ADC 215
15 converte o sinal em um formato digital, normalmente propiciando amostras ou fotos instantâneas da espessura da porção da tubulação 125 que está situada na zona de medição 155.

O módulo de filtro de desgaste de haste 225 recebe as amostras ou fotos instantâneas do ADC 215 e processa
20 digitalmente aqueles sinais para facilitar a interpretação de sinal em base máquina ou humana. O enlace de comunicação 135 transporta os sinais digitalmente processados 230 do módulo de filtro de desgaste de haste 225 para o laptop 130 para registro e/ou revisão por um ou mais elementos da
25 equipe de manutenção. A equipe de manutenção pode observar os dados processados para avaliar a tubulação 125 para manutenção em andamento.

Similar ao sensor de desgaste de haste 205, o sensor de corrosão 255 compreende um transdutor de corrosão 260,
30 eletrônica de sensor 270 que amplifica a saída do

transdutor, e um ADC 265 para digitalizar e/ou amostrar o sinal amplificado proveniente da eletrônica de sensor 270. Do mesmo modo que o módulo de filtro de desgaste de haste 225, o módulo de filtro de corrosão 275 processa digitalmente amostras provenientes do ADC 265 e envia um sinal 280 que exhibe fidelidade de sinal aperfeiçoada para exibição no laptop 130.

Do mesmo modo que o sensor de desgaste de haste 205, o localizador de colar 292 compreende eletrônica de sensor 294 que amplifica a saída do localizador, e um ADC 296 para digitalizar e/ou fazer amostra do sinal amplificado proveniente da eletrônica de sensor 294. Do mesmo modo que o módulo de filtro de desgaste de haste 225, o módulo de filtro 275 processa digitalmente amostras de medição do ADC 296 e emite um sinal que exhibe fidelidade de sinal aperfeiçoada para exibição no laptop 130.

Cada um dos transdutores 210, 260 gera um estímulo e emite um sinal de acordo com a resposta da tubulação 125 àquele estímulo. Por exemplo, um dos transdutores 210, 260 pode gerar um campo magnético e detectar o efeito ou distorção da tubulação 125 daquele campo. Em uma modalidade exemplificativa, o transdutor de corrosão 260 compreende bobinas de campo que geram o campo magnético e sensores de efeito hall ou bobinas de "coleta" magnética que detectam resistência de campo.

Em uma modalidade exemplificativa, um dos transdutores 210, 260 pode emitir radiação de ionização, tal como raios gama, incidente sob a tubulação 125. A tubulação 125 bloqueia ou deflete uma fração da radiação e permite transmissão de outra porção da radiação. Neste

exemplo, um ou ambos os transdutores 210, 260 compreende um detector que emite um sinal elétrico com uma resistência ou amplitude que se altera de acordo com o número de raios gama detectados. O detector pode contar raios gama individuais ao emitir um sinal discreto quando um raio gama interage com o detector, por exemplo.

Métodos para as modalidades exemplificativas da presente invenção serão agora discutidos com relação às Figuras 3-11. Uma modalidade exemplificativa da presente invenção pode compreender um ou mais programas de computador ou métodos implementados por computador que implementam funções ou etapas descritas aqui e ilustradas nos fluxogramas, gráficos, e conjuntos de dados exemplificativos das Figuras 3-9B e os diagramas das Figuras 1 e 2. Contudo, deveria ser evidente que poderia haver muitas formas diferentes de implementar a invenção em programação de computador, e a invenção não deveria ser considerada como limitada a qualquer conjunto de instruções de programa de computador. Além disso, um programador especializado seria capaz de escrever tal programa de computador para implementar a invenção descrita sem dificuldade com base nas arquiteturas de sistema exemplificativas, tabelas de dados, esquemas, e fluxogramas e a descrição associada no texto de aplicação, por exemplo.

Por conseguinte, a descrição de um conjunto de instruções de código de programa específico não é considerada necessária para um entendimento adequado de como fazer e usar a invenção. A funcionalidade inventiva de qualquer processo, método ou programa de computador reivindicado será explicada em maior detalhe na descrição

que se segue em conjunto com as figuras restantes que ilustram funções representativas e fluxo de programa.

Certas etapas nos processos descritos abaixo devem naturalmente preceder outras para a presente invenção
5 funcionar conforme descrito. Contudo, a presente invenção não é limitada à ordem das etapas descrita se tal ordem ou seqüência não alterar a funcionalidade da presente invenção em uma maneira indesejável. Isto é, reconhece-se que algumas etapas podem ser realizadas antes ou depois de
10 outras etapas ou em paralelo com outras etapas sem se afastar do âmbito e espírito da presente invenção.

Voltando agora para a Figura 3, um processo exemplificativo 330 para sobrepor uma exibição de profundidade em um gráfico de dados de análise com base na
15 posição dos colares 157 é mostrado e descrito dentro do ambiente de operação do equipamento de recondicionamento de poço 140 e rastreador de tubulação 150 das Figuras 1 e 2. Agora mencionado as Figuras 1, 2, e 3, o método exemplificativo 300 começa na etapa INICIAR e prossegue até
20 a etapa 305, onde o equipamento de recondicionamento de poço 140 começa a remover a tubulação 125 do poço 175. Na etapa 310, o computador 130 recebe dados de análise do rastreador de tubulação 150. Em uma modalidade exemplificativa, o computador 130 recebe dados provenientes
25 dos sensores de corrosão 255 e dos sensores de desgaste de haste 205.

Na etapa 315, uma inquirição é conduzida para determinar se os localizadores de colar 292 detectaram ou sentiram um colar 157. Em uma modalidade exemplificativa,
30 os localizadores de colar 292 detectam um colar 157 quando

o colar 157 está adjacente ou quase adjacente aos localizadores de colar 292. Em outra modalidade exemplificativa, o colar 157 pode ser detectado por outro sensor dentro do rastreador de tubulação 150. Por exemplo, os sensores 205 ou 252 podem ser utilizados para sentir colares bem como outra função porque estes sensores 205, 252 tendem a registrar uma variação de sinal perceptível quando um colar 157 passa dentro da faixa do sensor. Neste exemplo, o computador 130 pode ser programado para reconhecer esta variação ou o operador do aparelho 140 pode ser capaz de visualizar a variação e registrar a localização do colar 157 através do computador 130 ou outro dispositivo fixado de forma comunicável ao computador 130. Se os localizadores de colar 292 detectaram um colar 157, o ramo "SIM" é seguido até a etapa 320, onde o computador 130 marca os dados de análise para designar que um colar foi detectado naquele momento. O computador 130 pode "marcar" os dados de análise ao inserir uma figura, texto, ou símbolo que possa ser posteriormente detectado na exibição de gráfico dos dados de análise. Na alternativa, o computador 130 pode "marcar" os dados de análise ao registrar os dados de análise em uma base de dados, tal como em uma tabela de base de dados que pode aceitar menção ao colar 157 sendo detectado e associar aquela tabela ao tempo em que os dados de análise foram sendo recuperados. Além disso, aqueles versados na técnica de recuperação, análise e manipulação de dados saberão de diversos outros métodos para representar que um colar 157 foi localizado em um momento específico que dados de análise estavam sendo recebidos do rastreador de tubulação 150. O processo então

continua até a etapa 325.

Se os localizadores de colar 292 não detectam um colar 157, o ramo "NÃO" é seguido para a etapa 325. Na etapa 325, uma inquirição é conduzida para determinar se o processo de remoção de tubulação do poço 175 está completo. Se o processo de remoção de tubulação não estiver completo, o ramo "NÃO" é seguido até a etapa 310 para receber dados de análise adicionais e continuar a detectar colares 157. De outra forma, o ramo "SIM" é seguido até a etapa 330, onde o comprimento da tubulação 125 sendo removido do poço 175 é determinado. O comprimento de tubulação pode ser inserido no computador 130 por um operador de manutenção de campo petrolífero. De forma alternativa, o comprimento de tubulação pode ser recebido de análise finalizada pelo codificador 115 ou outro sensor de posição. Em uma modalidade exemplificativa, a tubulação 125 possui o comprimento de 9,12 m. O computador 130 recebe os dados de análise armazenados na etapa 335. Na etapa 340, o computador 130 determina a posição nos dados de análise em que o primeiro colar 157 foi removido do poço 175 ao procurar pela marca inserida.

Na etapa 345, um contador de variável D é estabelecido igual a zero. O contador de variável D representa a profundidade a que a tubulação 125 estava dentro do poço 175. O computador 130 designa o primeiro colar 157 marcado nos dados de análise como zero metro de profundidade na etapa 350. Em outra modalidade exemplificativa, a profundidade do primeiro colar 157 marcado nos dados de análise pode ser inserida e pode ser diferente de zero metro. Em outra modalidade

exemplificativa, dados de posição podem ser recuperados do codificador 115 para determinar a profundidade do primeiro colar 157. Na etapa 355, o computador 130 analisa os dados de análise para encontrar a marca que designa o próximo colar detectado e marcado dentro dos dados de análise. O computador 130 adiciona o comprimento da tubulação 125 que foi inserido pelo operador ou detectado pelo codificador 115 ou outro dispositivo de profundidade ao comprimento atual D na etapa 360. Por exemplo, se o primeiro colar 157 estivesse em zero metro e a tubulação 125 está em 9,12 m de comprimento, então a nova profundidade é de 9,12 m.

O computador 130 exhibe o gráfico de dados de análise e sobrepõe a profundidade entre D e D mais um entre os dois marcadores de colar na etapa 365. Na etapa 370, o contador de variável D é estabelecido igual a D mais um. Na etapa 375, uma inquirição é conduzida pelo computador 130 para determinar se existem quaisquer colares adicionais 157 que foram marcadas nos dados de análise. Se assim for, o ramo "SIM" é seguido de volta até a etapa 355, onde o computador 130 determina a posição do próximo marcador de colar nos dados de análise. De outra forma, o ramo "NÃO" é seguido até a etapa 380, onde o computador 130 exhibe os dados de análise com o gráfico de profundidade em sobreposição. O processo em seguida continua até a etapa FIM.

A Figura 4 propicia uma visão exemplificativa dos métodos de exibição de etapas 320 e 340-380 da Figura 3. Agora com referência à Figura 4, a exibição exemplificativa de dados de profundidade que se sobrepõem a um gráfico de dados de análise com base em posição de colar 400 é gerada com base em uma modalidade exemplificativa em que os dados

de análise estão sendo colocados em gráfico virtualmente de modo simultâneo à retenção. Os dados de análise são mostrados como pontos de dados de rastreo 402 em um gráfico de linha. Quando colares 157 são detectados pelos localizadores de colar 292 e as informações são passadas dos localizadores de colar 292 para o computador 130, o computador 130 insere uma marca 404-410. Logo que o comprimento de tubulação e a posição da marca 404 que representa o primeiro colar 157 detectado foram determinados, o computador 130 pode começar a gerar a escala de profundidade 412. Na modalidade mostrada na Figura 4, a primeira marca de colar 404 foi determinada como estando em uma profundidade de zero metro, contudo aquela profundidade pode ser ajustada conforme discutido acima. O computador 130 determina a posição da próxima marca de colar 406 e marca a profundidade ao estender a escala de profundidade entre a primeira marca de colar 404 e a segunda marca de colar 406 pela quantidade do comprimento de tubulação de entrada. Em uma modalidade exemplificativa, o computador 130 poderia também inserir subconjuntos da distância de comprimento de tubulação para dentro da escala de profundidade. Por exemplo, embora não mostrado, o computador 130 poderia estimar a posição de três metros e seis metros nesta escala para tornar a profundidade exata mais fácil de determinar.

Logo que o computador 130 tenha determinado a posição da segunda marca de colar 406, a profundidade é estabelecida igual a 9,12 m e o computador 130 determina a posição da terceira marca de colar 408. Um comprimento de tubulação de 9,12 m é adicionado à distância D para igualar

uma profundidade de 18,24 m e a distância entre 9,12 e 18,24 m é estendida entre marcas de colar 406 e 408. O processo pode ser repetido até a última marca de colar ser alcançada e a escala de profundidade cobrir todo ou
5 substancialmente todo o gráfico de dados de análise 400. Conforme discutido acima, o método de exibição mostrado na Figura 4 é apenas para fins exemplificativos. Aqueles versados na técnica poderiam determinar diversos outros métodos para marcar os dados logo que o colar 157 tenha
10 sido localizado e exibir os dados de profundidade com os dados de análise sem focar fora do âmbito desta invenção.

A Figura 5 é um diagrama de fluxograma lógico que ilustra outro método exemplificativo 500 para sobrepor uma exibição de profundidade em um gráfico de dados de análise
15 com base na posição dos colares 157 dentro do ambiente de operação do equipamento de condicionamento de poço 140 e rastreador de tubulação 150 das Figuras 1 e 2. Agora mencionando as Figuras 1, 2, e 5, o método exemplificativo 500 começa a etapa INICIAR e prossegue até a etapa 505,
20 onde um colar 157 é extraído através dos sensores de corrosão 255 do rastreador de tubulação 150 para determinar uma saída calibrada ou padrão por aqueles sensores 255 quando os sensores 255 sentirem um colar 157. Em uma modalidade exemplificativa, o colar 157 é extraído através
25 dos sensores 255 na mesma velocidade ou próxima à que a tubulação 125 será analisada para aperfeiçoar a aquisição do nível de rastreamento dos sensores 255. Em outra modalidade exemplificativa, outros sensores, tais como o sensor de desgaste de haste 205 ou sensor de corrosão 255
30 poderiam ser utilizados na calibração e detecção dos

colares 157. Em ainda outra modalidade exemplificativa, o computador 130 pode ser programado utilizando lógica nebulosa, lógica de programa de rede neural ou outra lógica de controle e aprendizagem conhecida daqueles versados na técnica para determinar parâmetros de saída de sensores específicos quando um colar 157 está sendo detectado por sensores específicos no rastreador de tubulação 150 e inserir aquelas informações nas tabelas ou gráficos de saída.

Na etapa 510, o equipamento de acondicionamento de poço 140 começa a remover a tubulação 125 do poço 175. Na etapa 515 o computador 130 recebe dados de análise provenientes de tubulação 150. Em uma modalidade exemplificativa, o computador 130 recebe dados provenientes dos sensores de corrosão 255 e dos sensores de desgaste de hastes 205. Na etapa 520, uma inquirição é conduzida para determinar se o processo de remoção de tubulação do poço 175 está finalizado. Se o processo de remoção de tubulação não estiver completo, o ramo "NÃO" é seguido até a etapa 515 para receber dados de análise adicionais. De outra forma, o ramo "SIM" é seguido até a etapa 525, onde o comprimento da tubulação 125 sendo removido do poço 175 é determinado. O comprimento de tubulação pode ser inserido no computador 130 por um operador de manutenção de campo petrolífero. De forma alternativa, o comprimento de tubulação pode ser recebido de análise finalizada pelo codificador 115, ou outro sensor de posição, e passado para o computador 130. Em uma modalidade exemplificativa, o comprimento de tubulação 125 é de 9,12 m. O computador 130 recebe os dados de análise armazenados na etapa 530.

Na etapa 535, o computador 130 avalia os dados de análise para determinar a localização dos colares com base nos níveis obtidos no procedimento de calibração da etapa 505. Por exemplo, pode ser determinado durante o procedimento de calibração que o nível de rastreo proveniente dos sensores de corrosão 255 está cima de quatro quando um colar 157 é detectado, porém de outra forma permanece abaixo de quatro quando a tubulação 125 com corrosão é detectada. Neste exemplo, o computador 130 procuraria os dados de análise para seqüências de dados acima de quatro e marcaria estas seqüências como contendo colares. Flutuações menores nos níveis de escala poderiam fazer com que os dados de análise fossem acima e abaixo de um nível de rastreo de quatro durante a fase de análise. O computador 130 poderia também ser programado para avaliar esta situação e determinar se dois colares foram localizados e um colar que possui diversos picos acima de um nível de escala de quatro foi detectado.

Na etapa 540, um contador de variável D é estabelecido igual a zero. O contador de variável D representa a profundidade que a tubulação 125 estava dentro do poço 175. O computador 130 designa um primeiro colar 157 situado nos dados de análise como possuindo um nível de escala acima de um nível predeterminado como zero metro de profundidade na etapa 545. Em outra modalidade exemplificativa, a profundidade do primeiro colar 157 localizado pelo computador 130 nos dados de análise pode ser inserida e pode ser outra que não zero metro. Em outra modalidade exemplificativa, os dados de posição podem ser recuperados do codificador 115 ou outro sensor de posição

para determinar a profundidade do primeiro colar 157. Na etapa 550, o computador 130 analisa os dados de análise para determinar a posição do próximo colar 157 nos dados de análise ao analisar os níveis de rastreamento provenientes do sensor de corrosão 255. O computador 130 adiciona o comprimento da tubulação 125 que foi inserido pelo operador ou detectado pelo codificador 115 ao comprimento atual D na etapa 555. Por exemplo, se o primeiro colar 157 estava em zero metro e a tubulação 125 está em comprimento de 9,12 m, então a nova profundidade é de 9,12 m.

O computador 130 exibe o gráfico de dados de análise e sobrepõe a profundidade entre D e D mais um entre dois colares localizados na etapa 560. Na etapa 565, o contador de variável D é estabelecido igual a D mais um. Na etapa 570, uma inquirição é conduzida pelo computador 130 para determinar se existem quaisquer dados de análise adicionais provenientes dos sensores de corrosão 255 que são associados a um colar 157. Se assim for, o ramo "SIM" é seguido de volta até a etapa 550. De outra forma, o ramo "NÃO" é seguido até a etapa 575, onde o computador 130 exibe os dados de análise com o gráfico de profundidade em sobreposição. O processo em seguida continua até a etapa FIM.

As Figuras 6 e 6A propiciam visões exemplificativas dos métodos de exibição das etapas 535-570 da Figura 5. Agora mencionando as Figuras 5, 6, e 6A a visualização exemplificativa de dados de profundidade que sobrepõe um gráfico de dados de análise com base na localização dos colares 600 começa com a exibição dos dados de análise provenientes dos sensores de corrosão 255. Os dados de

análise são mostrados como pontos de dados de escala 602 em um gráfico de linha. Para esta exibição exemplificativa 600 presume-se que a etapa de calibração de 505 na Figura 5 revelou que os sensores de corrosão 255 enviam um nível de rastreio acima de quatro quando o colar 157 foi rastreado e menos de quatro ao rastrear todas as outras partes da tubulação 125. O computador 130 analisa os dados de rastreio 602 para procurar pontos de dados sobre um nível de escala de quatro.

10 Quando o computador 130 alcança o primeiro ponto de dados 604 que possui um nível de rastreio acima de quatro, o computador 130 pode registrar ou destacar aquele ponto como sendo um colar 157. Nesta exibição exemplificativa, o computador 130 associa o primeiro colar 157 como tendo uma profundidade de zero, porém a profundidade inicial do primeiro ponto de colar 604 pode ser diferente de zero, conforme discutido aqui. O computador 130 pode analisar o restante dos dados de análise para determinar outros pontos de colar 606, 608, e 610. Logo que o comprimento de tubulação e a posição do primeiro ponto de colar 604 que representam o primeiro colar 157 foram determinados, o computador 130 pode começar a gerar a escala de profundidade.

25 A Figura 6A propicia uma visão exemplificativa da exibição do gráfico de dados de análise 620 com a escala de profundidade sobrepondo os dados de análise. Na modalidade mostrada na Figura 6A, o computador 130 determina a posição do próximo ponto de colar 606 e marca a profundidade ao estender a escala de profundidade entre o primeiro ponto de marca de colar 604 e o segundo ponto de marca de colar 606

30

pela quantidade de comprimentos de tubulação de entrada, 9,12 m neste exemplo. Em uma modalidade exemplificativa, o computador 130 poderia também inserir subconjuntos da distância de comprimentos de tubulação para dentro da
5 escala de profundidade. Por exemplo, embora não mostrado, o computador 130 poderia estimar a posição de três metros e seis metros nesta escala para tornar a profundidade exata mais fácil de determinar para pontos de dados diferentes dos pontos de colares.

10 Logo que o computador 130 tenha determinado a posição do segundo ponto de marca de colar 606, a profundidade é estabelecida igual a 9,12 m e o computador 130 determina a posição do terceiro ponto de marca de colar 606. Um comprimento de tubulação de 9,12 m é adicionado à distância
15 para igualar uma profundidade de 18,24 m e a distância entre 9,12 e 18,24 m é estendida entre pontos de marcas de colar 606 e 608. O processo pode ser repetido até o último ponto de marca de colar ser alcançado e a escala de profundidade cobrir todo ou substancialmente todo o gráfico
20 de dados de análise 620. Conforme discutido acima, o método de exibição mostrado nas Figuras 6 e 6A é apenas para fins exemplificativos. Aqueles versados na técnica poderiam determinar diversos outros métodos para calibrar os sensores e determinar a posição dos colares com base nos
25 dados de rastreamento e em seguida, uma vez que os colares 157 tenham sido localizados, exibir os dados de profundidade com os dados de análise sem estar fora do âmbito desta invenção. Por exemplo, em outra modalidade exemplificativa, os dados de análise e os dados de profundidade poderiam ser
30 exibidos em um gráfico verticalmente orientado ao invés do

gráfico horizontalmente orientado mostrado nas Figuras 6 e 6A.

A Figura 7 é um diagrama de fluxograma lógico que ilustra um método exemplificativo 700 para associar dados de análise com a profundidade da tubulação 125 a partir da qual que os dados de análise foram obtidos e exibir os dados de análise com um componente de profundidade dentro do ambiente de operação exemplificativa do equipamento de recondicionamento de poço 140 da Figura 1 e do rastreador de tubulação 150 da Figura 2. Em relação às Figuras 1, 2, e 7, o método exemplificativo 700 começa na etapa INICIAR e prossegue até a etapa 705, onde o decodificador 115 que lê no computador 130 é estabelecido igual a zero. Na etapa 710, o equipamento de recondicionamento de poço 140 começa a elevar a tubulação 125 do poço 175. O computador 130 recebe dados de posição ou profundidade do codificador 115 ou de outro sensor de posição na etapa 715. Na etapa 720, o computador 130 recebe amostras de dados de análise do codificador 115 com as amostras de dados de análise. Em uma modalidade exemplificativa, cada momento em que o computador 130 recebe uma amostra de dados de análise e armazena-os em uma tabela de dados, o computador 130 também recebe uma leitura de profundidade do codificador 115 e coloca aqueles dados em uma tabela de dados correspondente.

O computador 130 esquematiza os dados de análise em um gráfico e exibe-os em uma tela de visão para o operador de manutenção de campo petrolífero na etapa 730. Na etapa 735, o computador 130 sobrepõe um eixo geométrico de profundidade no gráfico de dados de análise com base na profundidade associada com cada amostra de análise de dados

nas tabelas de dados. Na etapa 740, uma inquirição é conduzida para determinar se toda a tubulação 125 foi removida do poço 175. Se a tubulação adicional 125 precisar ser removida, o ramo "SIM" é seguido de volta até a etapa 5 745, onde o computador 130 continua a registrar os dados recebidos do codificador 115 e do rastreador de tubulação 150. De outra forma, o ramo "NÃO" é seguido até a etapa 750, onde o computador 130 recupera e exibe o gráfico de análise de dados com um componente de profundidade em 10 sobreposição. O processo em seguida continua até a etapa FIM.

A Figura 8 é um diagrama de fluxograma lógico que ilustra outro método exemplificativo 800 para associar dados de análise com a profundidade da tubulação 125 a 15 partir da qual os dados de análise foram obtidos e exibir os dados de análise com um componente de profundidade dentro do ambiente de operação exemplificativo do equipamento de recondicionamento de poço 140 da Figura 1 e do rastreador de tubulação 150 da Figura 2. Em relação às 20 Figuras 1, 2, e 8, o método exemplificativo 800 começa na etapa INICIAR e prossegue até a etapa 805, onde o contador de variável S é estabelecido igual a um. O contador de variável S representa um ponto de dados de sensor que pode ser recebido do rastreador de tubulação 150 e exibido no 25 gráfico de dados de análise. Na etapa 810, a variável D representa a profundidade da tubulação 125 retida do poço 175. Em uma modalidade exemplificativa a variável D representa a profundidade da tubulação 125 à medida que a mesma foi posicionada no poço de operação 175 e não a 30 posição variável de cada seção de tubulação 125 à medida

que a mesma está sendo removida do poço 175.

Na etapa 815, a variável D é estabelecida igual a zero. Em uma modalidade exemplificativa, a profundidade pode ser igual a zero em uma exibição de codificador no computador 130. Em outra modalidade exemplificativa, a exibição de codificador pode ser localizada no equipamento de acondicionamento de poço 140 e o computador 130 pode receber e analisar a forma de dados de profundidade que o codificador exhibe através do uso de meios de comunicação conhecidos daqueles versados na técnica. O equipamento de acondicionamento de poço 140 começa a remover a tubulação 125 do poço 175 na etapa 820. Na etapa 825, o computador 130 recebe o primeiro ponto de dados de sensor S do rastreador de tubulação 150. Em uma modalidade exemplificativa o ponto de dados pode ser a partir do sensor de corrosão 255, do sensor de desgaste de haste 205, dos localizadores de colar 292 ou outros sensores adicionados ao rastreamento de tubulação 150. Na etapa 830 o computador 130 determina a profundidade D com base na posição de codificador 115 e exhibe no momento que o ponto de dados de sensor é recebido. Em uma modalidade exemplificativa, o atraso provocado pelos dados provenientes do rastreador de tubulação 150 que alcançam e estão sendo processados pelo computador 130 pode ser de mais ou menos 30 cm. Nesta modalidade exemplificativa, o computador 130 pode contar o atraso e modificar os dados atuais recebidos do codificador 115 para superar este atraso e igualar a profundidade com a posição ao longo da tubulação 125 a partir da qual os dados foram retidos.

Na etapa 835, o computador 130 associa ponto de dados

de sensor S com profundidade D. Em uma modalidade exemplificativa, a associação é feita ao criar e inserir os dados associados nas tabelas de dados que possam depois ser utilizadas para gerar o gráfico de dados de análise e o gráfico de profundidade que se sobrepõe. Na etapa 804, uma inquirição é conduzida pelo computador 130 para determinar se pontos de dados de sensor adicionais S estão sendo recebidos do rastreador de tubulação 150. Se assim for, o ramo "SIM" é seguido até a etapa 845, onde o contador de variável S é incrementado por um. Na etapa 850, o computador 130 recebe o próximo ponto de dados de sensor S e o processo volta até a etapa 830 para determinar a profundidade para aquele ponto de dados de sensor. Voltando à etapa 840, se nenhum ponto de dados de sensor adicional estiver sendo recebido, o ramo "NÃO" é seguido até a etapa 855, onde o computador 130 exhibe os dados de sensor recebidos em um gráfico à base de amostras ou tempo. Na etapa 860, o computador 130 sobrepõe os dados de profundidade associados com cada ponto de dados de sensor sobre o gráfico de dados de análise. O processo em seguida continua até a etapa FIM.

As Figuras 9, 9A, e 9B propiciam uma vista exemplificativa das etapas 835-860 da Figura 8. Agora mencionado as Figuras 9, 9A, e 9B, a exibição de análise de dados exemplificativa 900 da Figura 9 inclui um eixo geométrico-y que representa o nível de rastreamento recebido dos sensores no rastreador de tubulação 150, um eixo geométrico-x que representa uma conta de amostra para as amostras recebidas do rastreador de tubulação 150, e dados de análise 902 que poderiam ser provenientes de qualquer

sensor no rastreador de tubulação 150. A Figura 9B propicia uma tabela de base de dados exemplificativa 920 que inclui um contador de amostra de dados 922, designado "contador de ponto de dados de sensor S"; o nível de rastreo 924 para cada ponto de dados, designado "valor de dados"; um 5 contador de posição ou valor de profundidade 926, designado "contador de posição (D)"; e a profundidade conforme recebida pelo computador 130 da exibição de codificador, em metros. A tabela de base de dados exemplificativa 920 10 propicia apenas uma de diversas formas de associar os dados de profundidade da exibição de codificador aos pontos de dados de rastreo conforme descrito na Figura 8.

A Figura 9A propicia uma exibição de análise de dados exemplificativa 910 que inclui o eixo geométrico-y que 15 representa o nível de rastreo recebido dos sensores no rastreador de tubulação 150, e dados de análise 902, mostrados como um gráfico em linha de pontos de dados, que poderiam ser provenientes de qualquer sensor no rastreador de tubulação 150 proveniente da exibição exemplificativa 20 900 da Figura 9. A exibição exemplificativa 910 inclui ainda um eixo geométrico de profundidade que sobrepõe 904. A posição do eixo geométrico de profundidade 904 pode ser facilmente modificada em outras modalidades exemplificativas. Além disso, a exibição como um todo 25 poderia ser posicionada verticalmente ao invés de horizontalmente conforme mostrado nas exibições exemplificativas 900 e 910. O eixo geométrico de profundidade exemplificativo 904 é alcançado ao recuperar os dados de profundidade associados 928 para cada ponto de 30 dados 924 na tabela de base de dados 920 e escalar o eixo

geométrico de profundidade 904 para igualar a posição de cada ponto. Aqueles versados na técnica reconhecerão que a novidade de exibir os dados de profundidade associados a cada ponto de dados pode ser alcançada de muitas outras 5 formas sem divergir do âmbito desta invenção. Além disso, aqueles versados na técnica reconhecerão que o detalhe propiciado no eixo geométrico de profundidade 904 é facilmente ajustável com base nas preferências do operador de manutenção de campo petrolífero e na quantidade de 10 detalhes necessários para dar assistência a operadores de manutenção de campo petrolífero em tomar decisões sobre o poço 175.

A Figura 10 é um diagrama de fluxograma lógico que ilustra um método exemplificativo 1000 para calibrar os 15 dados de tubulação recebidos de diversos sensores para uma profundidade específica dentro do ambiente de operação exemplificativo do equipamento de recondicionamento de poço 140 da Figura 1 e do rastreador de tubulação 150 da Figura 2. Em relação às Figuras 1, 2, e 10, o método 20 exemplificativo 1000 começa na etapa INICIAR e prossegue até a etapa 1005, onde o computador 130 recebe a distância vertical do localizador de colar 292 para os sensores de desgaste de haste 205, aquela distância sendo representada pela variável X. Na etapa 1010, o computador 130 recebe a 25 distância vertical do localizador de colar 292 para o sensor de corrosão 255 e representa aquela distância com a variável Y. Em uma modalidade exemplificativa, os localizadores 292 são considerados o ponto base para todas as posições de profundidade, contudo aqueles versados na 30 técnica poderiam designar outros sensores ou outros pontos

dentro ou fora do rastreador de tubulação 150 para ser a referência de base para profundidade.

Na etapa 1015, uma inquirição é conduzida para determinar se existem sensores adicionais. Estes sensores
5 adicionais podem estar localizados dentro ou fora do rastreador de tubulação 150 e podem avaliar uma faixa de informações relacionadas à tubulação 125 e ao poço 175, incluindo sensores de peso, conhecidos daqueles versados na técnica. Se não existirem sensores adicionais, o ramo "SIM"
10 é seguido até a etapa 1020, onde a distância vertical de cada sensor para o localizador de colar 292 é determinada e recebida por ou inserida no computador 130. De outra forma, o ramo "NÃO" é seguido até a etapa 1025. Na etapa 1025, o aparelho 140 começa o processo de remoção de tubulação 125.

15 O computador 130 ou outro dispositivo de análise recebe dados dos localizadores de colar 292 na etapa 1030. Na etapa 1035, a profundidade da tubulação 125 no momento em que os dados de localizador de colar foram obtidos é determinada. Esta profundidade é registrada como variável
20 D. A profundidade não é a profundidade da tubulação no momento em que passa pelos localizadores de colar. Ao invés disso, a profundidade é uma estimativa da profundidade na qual aquela porção de tubulação 125 está localizada no poço 175 durante a operação do poço. A profundidade pode ser
25 determinada a partir do codificador 115 ou outra profundidade de sensores de posição conhecidos daqueles versados na técnica. Na etapa 1040, o computador 130 registra os dados de localização de colar como tendo uma profundidade igual a D. A profundidade pode ser registrada
30 em uma tabela de base de dados ou em um gráfico que exhibe

dados em tempo real para análise por um operador de manutenção de campo petrolífero, ou pode ser registrada de outra maneira conhecida daqueles versados na técnica. Por exemplo, os dados podem ser diretamente inseridos em uma
5 planilha.

Na etapa 1045, o computador 130 recebe dados do sensor de desgaste de haste 205. Na etapa 1050, a profundidade da tubulação 125 no momento em que os dados de desgaste de hastes foram obtidos é determinada. Esta
10 profundidade é registrada como variável D. Na etapa 1055, o computador 130 registra os dados de desgaste de haste como tendo uma profundidade igual a D menos X. Na etapa 1060, o computador 130 recebe dados do sensor de corrosão 255. Na etapa 1065, a profundidade da tubulação 125 no momento em
15 que os dados de sensor de corrosão foram obtidos é determinada. Esta profundidade é registrada como variável D. Na etapa 1070, o computador 130 registra os dados de sensor de corrosão como tendo uma profundidade igual a D menos Y. Aqueles versados na técnica reconhecerão que a
20 variação de profundidade para a referência de profundidade de base poderia ser positiva ou negativa com base em posição relativa para a referência de base e por aquela razão o computador 130 poderia também adicionar a variação à profundidade determinada D se a posição relativa do
25 sensor para a referência de base o exigisse.

Na etapa 1075, o sistema conduz refinamentos de profundidade similares para outros sensores com base em seu contrapeso vertical proveniente dos localizadores de colar 292. Na etapa 1080, uma inquirição é conduzida para
30 determinar se os dados de sensor adicionais estão sendo

recebidos. Se assim for, o ramo "SIM" é seguido até a etapa 1030. De outra forma, o ramo "NÃO" é seguido até a etapa FIM.

A Figura 11 é um diagrama de fluxograma lógico que
5 ilustra um método exemplificativo 1100 para calibrar a amplitude dos dados de tubulação recebidos a partir de diversos sensores dentro do ambiente de operação exemplificativo do equipamento de recondicionamento de poço 140 da Figura 1 e do rastreador de tubulação 150 da Figura
10 2. Em relação às Figuras 1, 2, e 11, o método exemplificativo 1100 começa na etapa INICIAR e prossegue até a etapa 1105, onde o rastreador de tubulação 150 rastreia um comprimento de tubulação 125 para obter dados de rastreo. Estes dados de rastreo podem ser transmitidos
15 ao computador 130 ou outro dispositivo de análise, em uma modalidade exemplificativa. Na etapa 1010, o computador 130 avalia os dados de rastreo para a peça da tubulação 125 e seleciona uma porção dos dados de rastreo que possuem a menor quantidade de corrosão e perda de parede. Em uma
20 modalidade exemplificativa, o computador 130 seleciona dados que representam um comprimento de 1,5 m de tubulação 125. A seleção dos dados de rastreo que possuem a menor quantidade de corrosão pode ser conseguida ao selecionar os dados que possuem a menor amplitude de pico máximo,
25 selecionar os dados que possuem a menor amplitude média ou outros métodos de análise conhecidos daqueles versados na técnica.

O computador 130 designa a seção selecionada de dados como "dados de rastreo X" na etapa 1115. Na etapa 1120,
30 uma pressuposição é inserida ou programada no computador

130 em relação à razão da amplitude para dados de rastreo X para a amplitude de dados de rastreo para o comprimento inteiro da tubulação. Em uma modalidade exemplificativa, a razão programada são dados de rastreo X que possuem
5 aproximadamente um oitavo de amplitude da escala para o gráfico utilizado para visualizar os dados de rastreo e analisar a tubulação 125. Na etapa 1125, a escala de amplitude para a porção passível de visualização do gráfico para cada sensor exibido no computador 130 ou outro
10 dispositivo de exibição é estabelecida igual a oito vezes a amplitude para dados de rastreo X.

Na etapa 1130, o computador 130 recebe dados de rastreo e um ou mais sensores que contém análise de um colar 157. Em uma modalidade exemplificativa, a porção de
15 colar foi observada como significativa porque freqüentemente gera o sinal mais forte para muitos dos sensores. Contudo, aqueles versados na técnica reconhecerão que outros objetos podem gerar o sinal mais forte para um sensor e aqueles objetos poderiam ser utilizados como um
20 ponto de medição discutido nas etapas que se seguem. O computador 130 designa a amplitude de dados de rastreo para o colar 157 como dados de rastreo Y. Na etapa 1140, uma inquirição é conduzida para determinar se a amplitude de dados de rastreo Y é substancialmente maior ou menor do
25 que a amplitude para dados de rastreo X. A variação de substancialmente menor ou maior para exatamente igual a oito vezes a quantidade pode ser programada no computador 130 com base nas condições ambientais atuais, os sensores sendo avaliados, e o tipo de tubulação ou outro material
30 sendo analisado. Se a amplitude for substancialmente maior,

o ramo "MAIOR" é seguido até a etapa 1145, onde o sinal de ruído para o sensor é ajustado. Em uma modalidade exemplificativa, o sinal de ruído é manualmente ajustado por um operador, contudo o sinal poderia ser automaticamente ajustado pelo computador 130 ou outro dispositivo de controle. Na etapa 1150, um alerta é enviado ao operador de manutenção de campo petrolífero que existe um nível de ruído inaceitável contido nos dados para pelo menos um sensor. Em uma modalidade exemplificativa, este alerta pode incluir um sinal audível, um sinal visual (tal como uma luz piscando), uma mensagem exibida no computador 130 ou outro dispositivo de exibição, uma página eletrônica ou mensagem eletrônica. O processo em seguida continua até a etapa 1160.

De volta à etapa 1140, se a amplitude for substancialmente menor, então o ramo "MENOR" é seguido até a etapa 1155, onde o estabelecimento de amplitude para a exibição de dados ou gráfico é ajustado para aumentar o nível dos dados de sensor exibidos em uma área visível do visor no computador 130. Na etapa 1160, uma inquirição é conduzida para determinar se existe outro comprimento de tubulação 125 que precise ser analisado por rastreador de tubulação 150. Se assim for, o ramo "SIM" é seguido até a etapa 1105 para começar rastreamento do próximo comprimento de tubulação. De outra forma, o ramo "NÃO" é seguido até a etapa FIM. Aqueles versados na técnica reconhecerão que o método descrito na Figura 11 permite calibração contínua dos sensores de tubulação e a exibição de dados proveniente daqueles sensores durante a remoção de tubulação 125 do poço 175.

Em resumo, uma modalidade exemplificativa da presente invenção descreve métodos e aparelho para exibir dados de análise de tubulação, determinar a localização de colares entre peças individuais de tubulação e exibir um componente de profundidade ou posição com o gráfico de dados de análise. A partir do precedente, será observado que uma modalidade da presente invenção supera as limitações do estado da técnica. Aqueles versados na técnica observarão que a presente invenção não é limitada a qualquer aplicação especificamente discutida e que as modalidades descritas aqui são ilustrativas e não restritivas. A partir da descrição das modalidades exemplificativas, os próprios equivalentes dos elementos mostrados na mesma se sugerirão àqueles versado na técnica, e as próprias formas de construir outras modalidades da presente invenção se sugerirão a praticantes da técnica.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para avaliar dados de tubulação em um equipamento de petróleo, caracterizado por compreender:

5 mover diversos segmentos de tubulação para dentro e para fora de um poço;

analisar os segmentos de tubulação com um rastreador de tubulação, o referido rastreador gerando um primeiro sinal associado à condição dos referidos segmentos de tubulação;

10 determinar a localização de diversos colares de cano;

determinar o comprimento de cada segmento de tubulação;

correlacionar uma posição relativa de cada segmento ao primeiro sinal; e

15 exibir os dados de rastreador de tubulação correlacionados e dados de posição de segmento de tubulação.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do referido rastreador compreender
20 um sensor selecionado a partir de um sensor de espessura de parede, um sensor de desgaste de haste, um sensor de localização de colar, um sensor de rachadura, um sensor de imagem ou um sensor de corrosão.

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender ainda localizar os colares
25 com um sensor de colar.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do primeiro sinal ser transmitido a um dispositivo de computação.

30 5. Método, de acordo com a reivindicação 1,

caracterizado pelo fato do comprimento do segmento de tubulação ser determinado ao correlacionar dados de posição provenientes de um codificador e da localização dos colares.

5 6. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato do comprimento de tubulação ser inserido por um operador.

 7. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender ainda transmitir os dados correlacionados do rastreador de tubulação e da posição de segmento de tubulação a uma localização remota.

10 10. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato dos dados de posição de segmento de tubulação incluírem a profundidade dos segmentos de tubulação.

 11. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender ainda converter o sinal de rastreador de tubulação com um conversor analógico para digital.

20 12. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por compreender ainda marcar o primeiro colar detectado como profundidade zero.

 13. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato dos dados de posição de segmento de tubulação incluírem a profundidade do segmento de tubulação no poço.

 14. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato dos dados de rastreador serem utilizados para avaliar os segmentos de tubulação para defeitos, integridade, desgaste, condições anômalas, ou

30

ajuste para manutenção continuada.

15. Aparelho para a avaliação de diversos segmentos de tubulação sendo movidos para dentro e para fora de um poço, caracterizado por compreender:

5 um rastreador de tubulação;

um enlace de dados conectados ao rastreador de tubulação para receber um sinal;

meios para determinar o comprimento dos referidos segmentos sendo rastreados;

10 meios para correlacionar o referido sinal e a posição relativa dos referidos segmentos de tubulação; e

meios para exibir o referido sinal a partir do rastreador de tubulação.

16. Aparelho, de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato dos meios para determinar o comprimento dos segmentos de tubulação incluírem um codificador.

17. Aparelho, de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato dos meios para determinar o comprimento dos segmentos de tubulação incluírem um colar.

18. Aparelho, de acordo com a reivindicação 15, caracterizado por compreender ainda um controlador para processar o sinal proveniente do rastreador de tubulação.

19. Aparelho para a avaliação de diversos segmentos de tubulação que se movem para dentro e para fora de um poço, caracterizado por compreender:

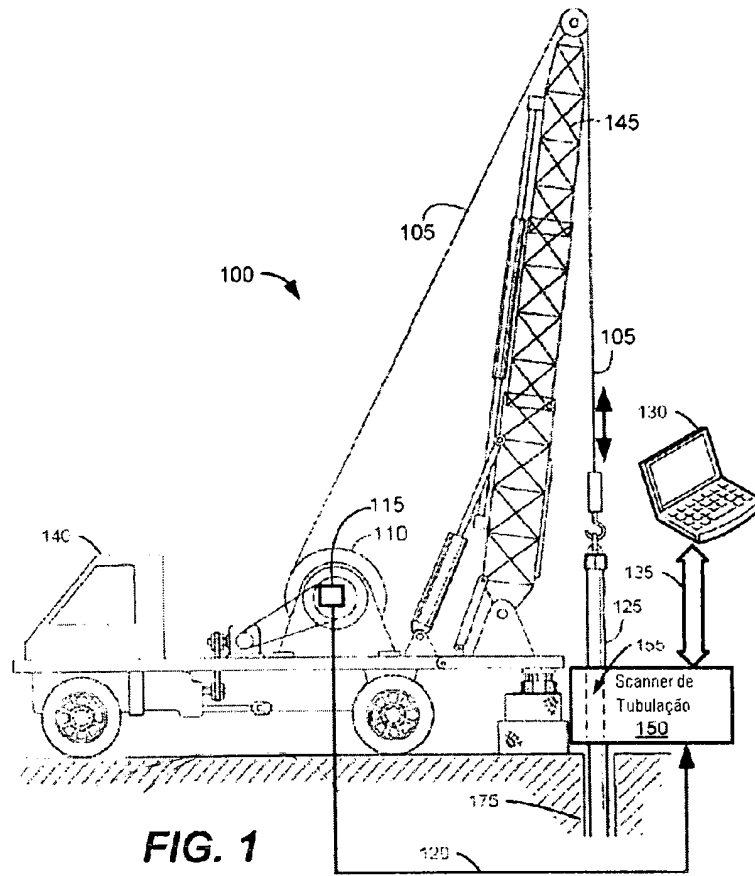
um rastreador de tubulação que compreende pelo menos um sensor;

um sensor de localização de colar;

30 um dispositivo de computação eletronicamente acoplado

ao rastreador e ao sensor de localização de colar, o referido dispositivo de computador configurado para receber sinais do rastreador e do sensor de localização de colar; e

meios para exibir os referidos sinais provenientes do
5 rastreador e do sensor de localização de colar.



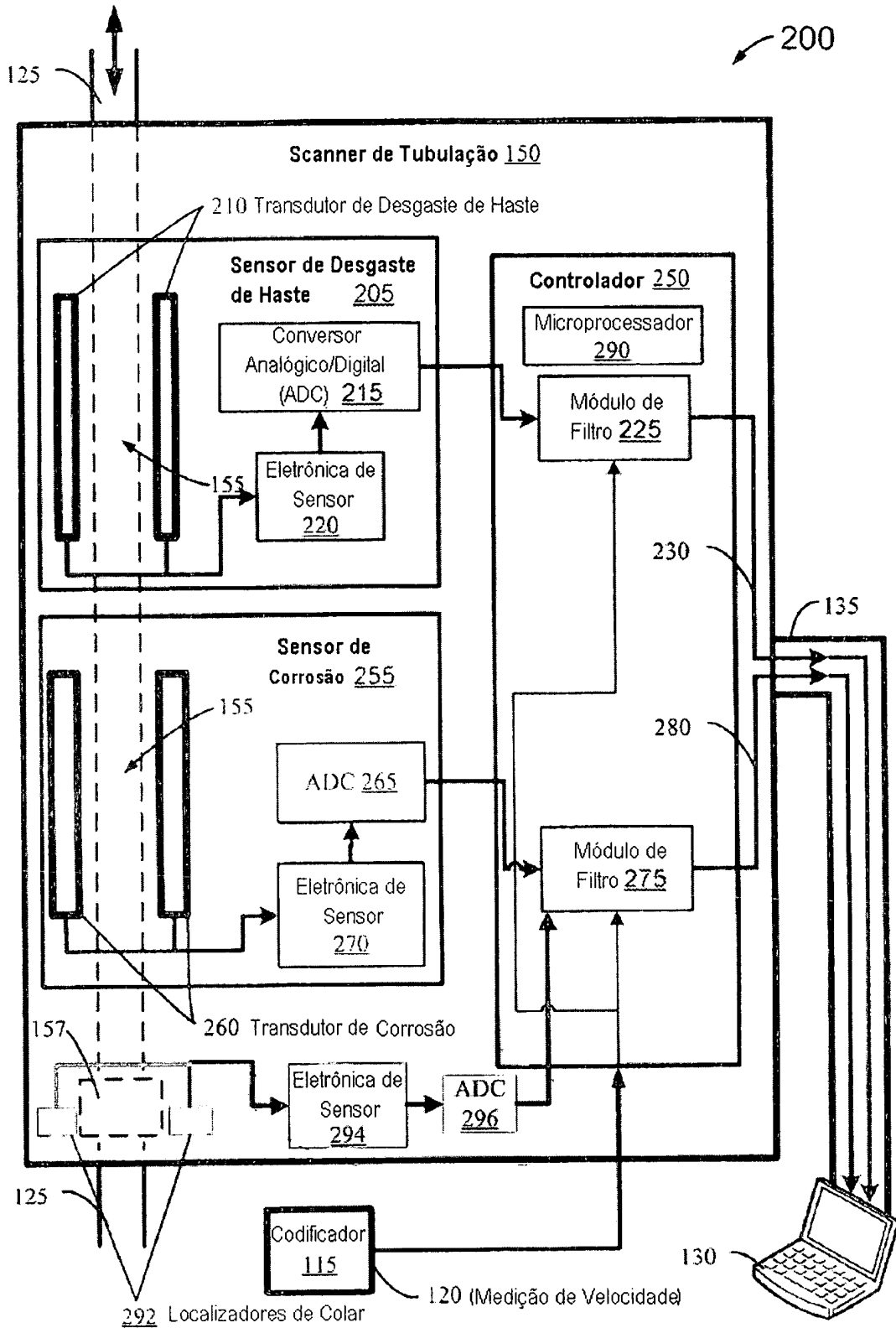


Figura 2

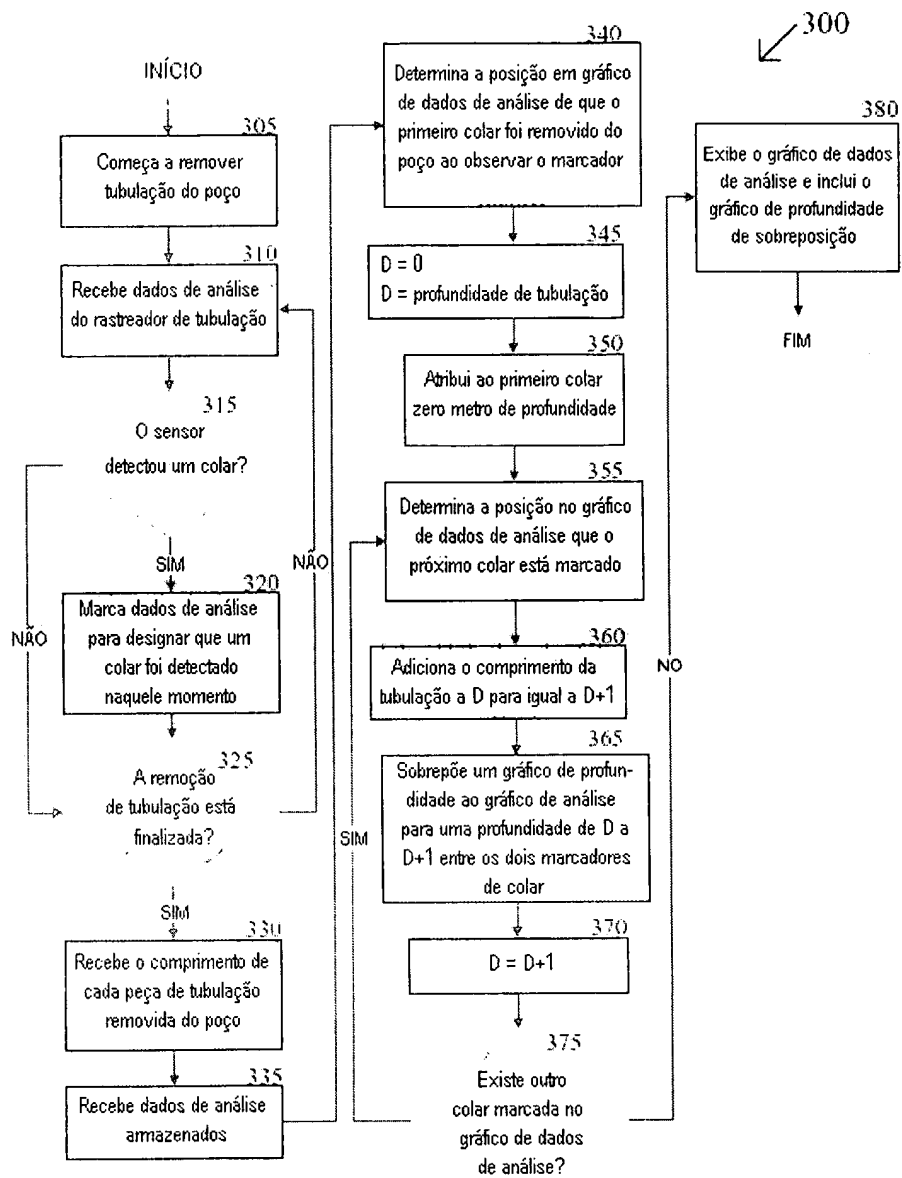


Figura 3

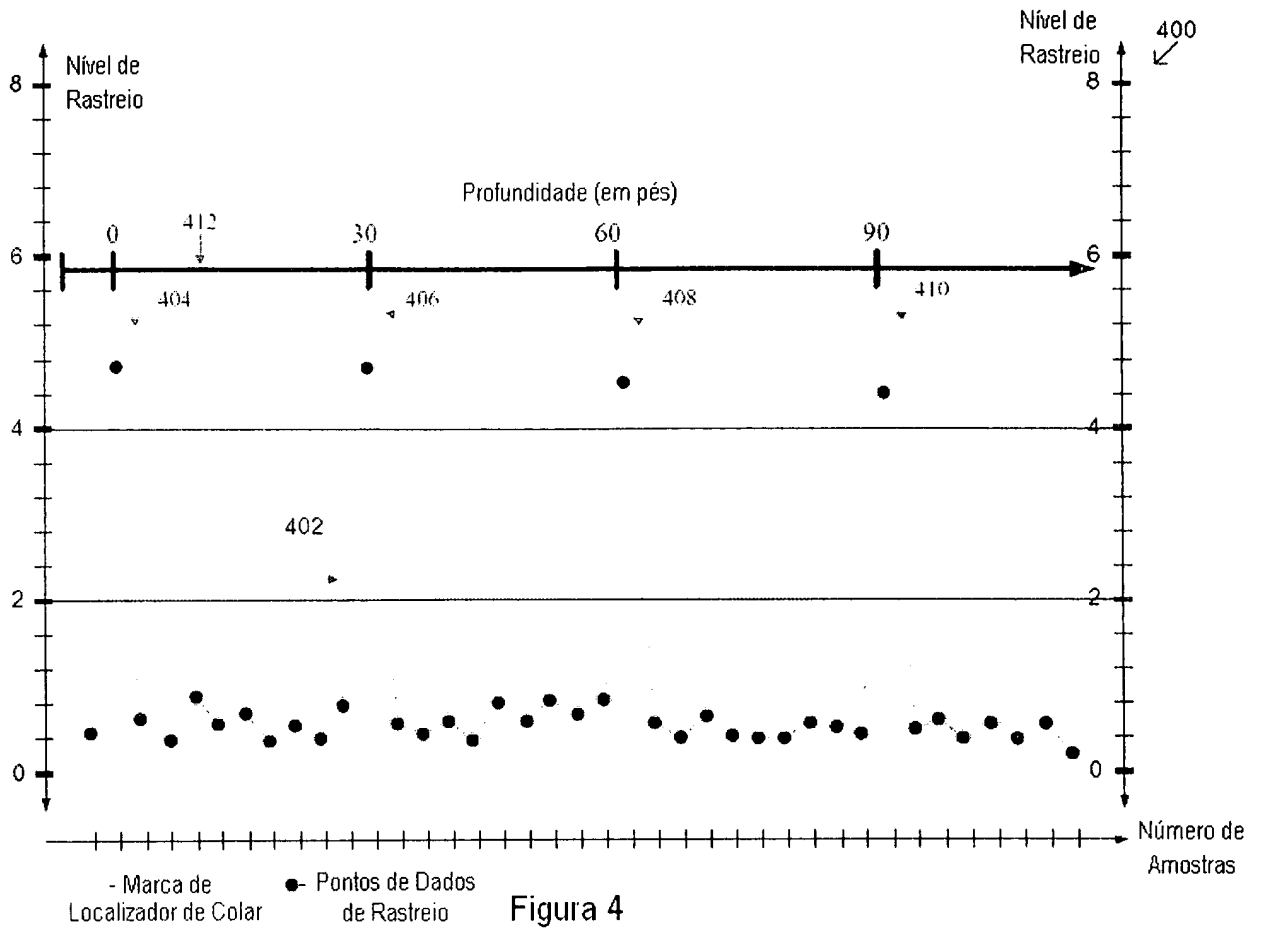


Figura 4

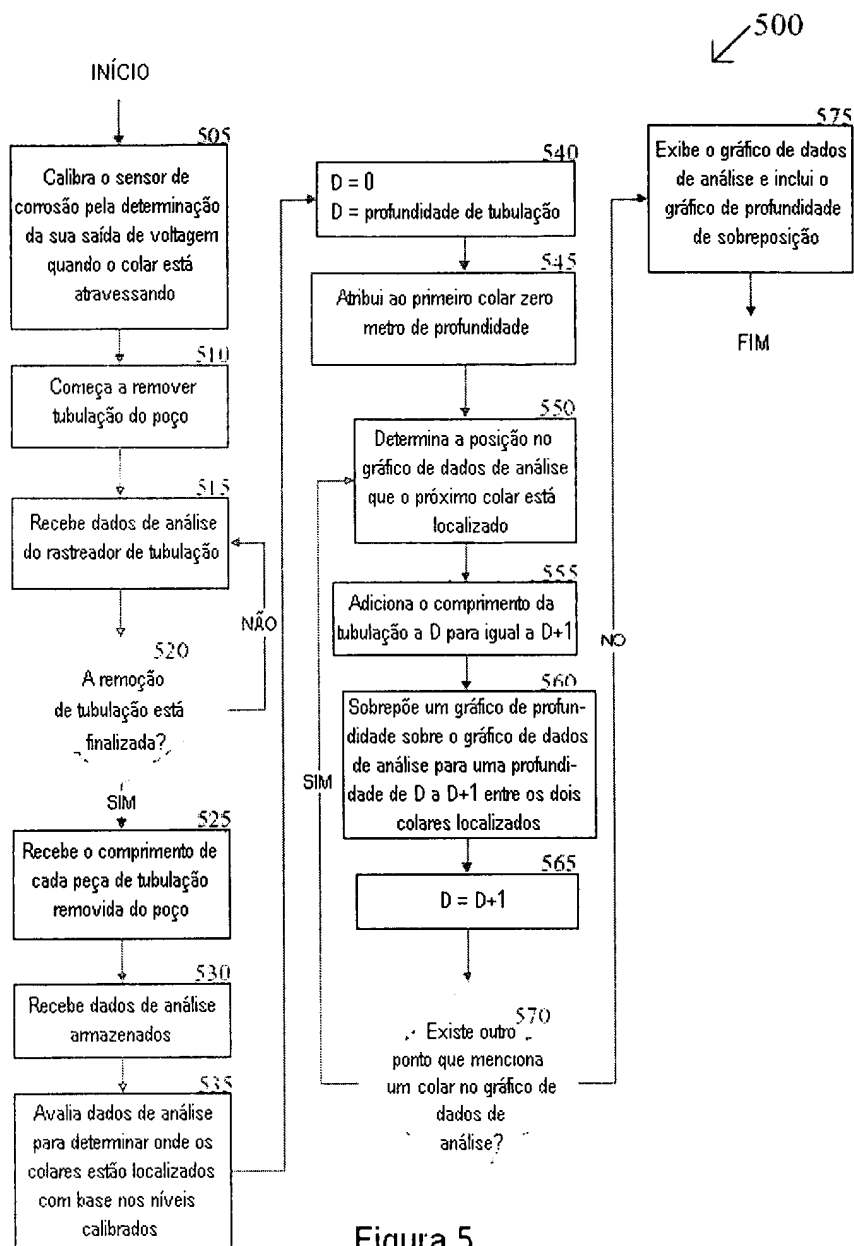


Figura 5

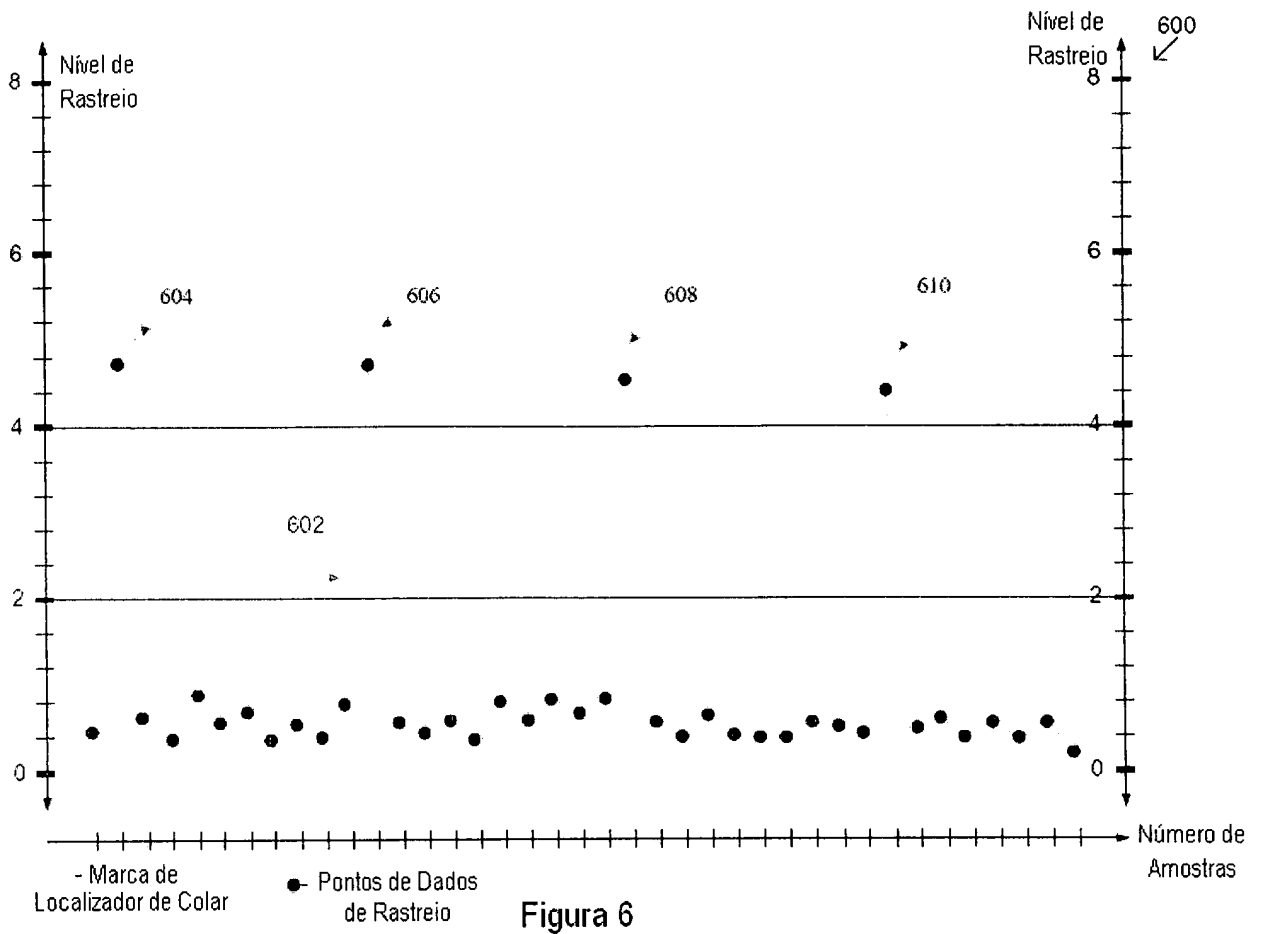


Figura 6

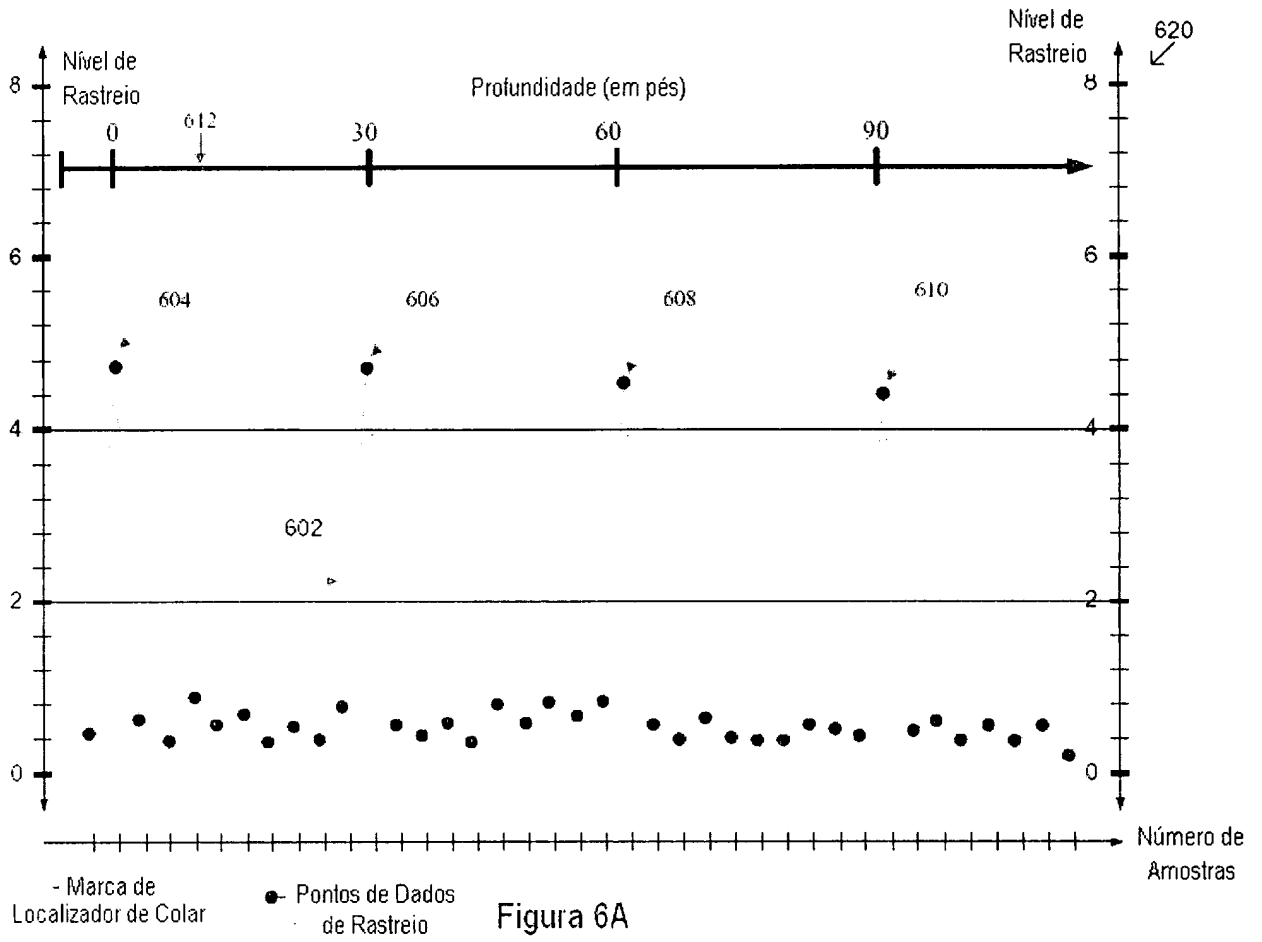


Figura 6A

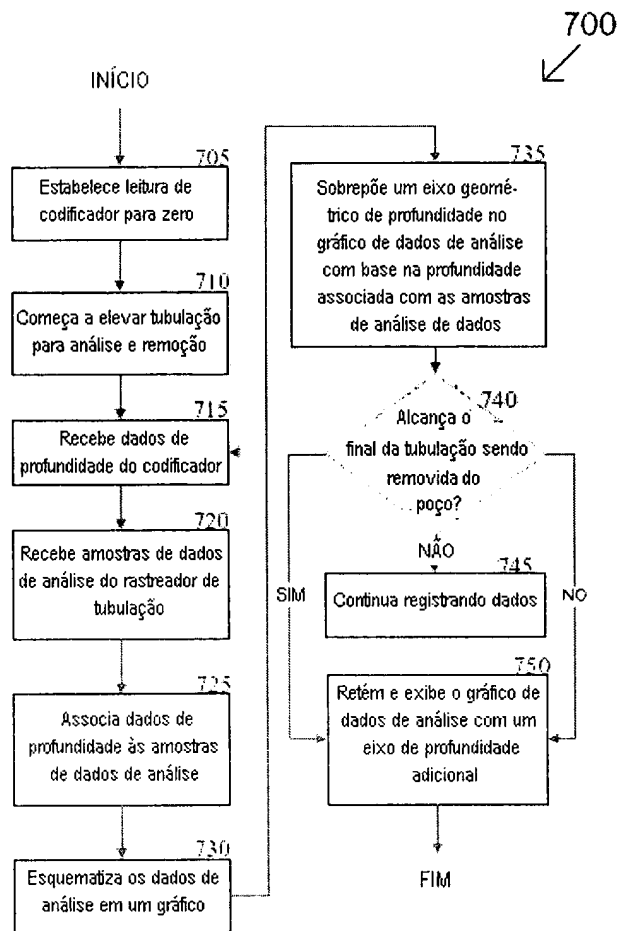


Figura 7

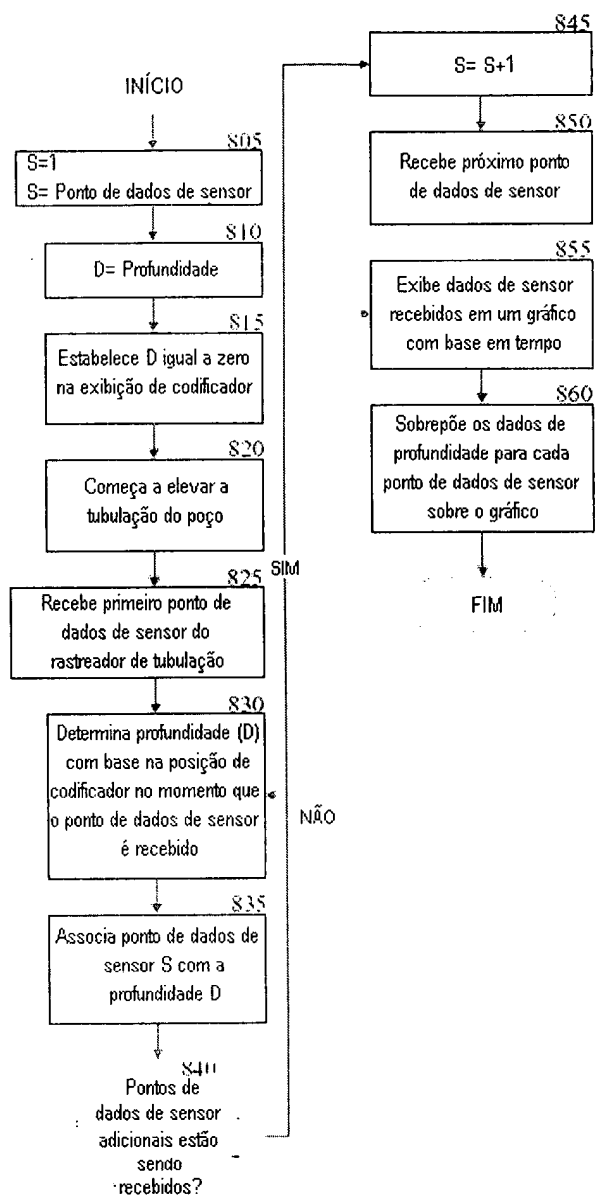


Figura 8

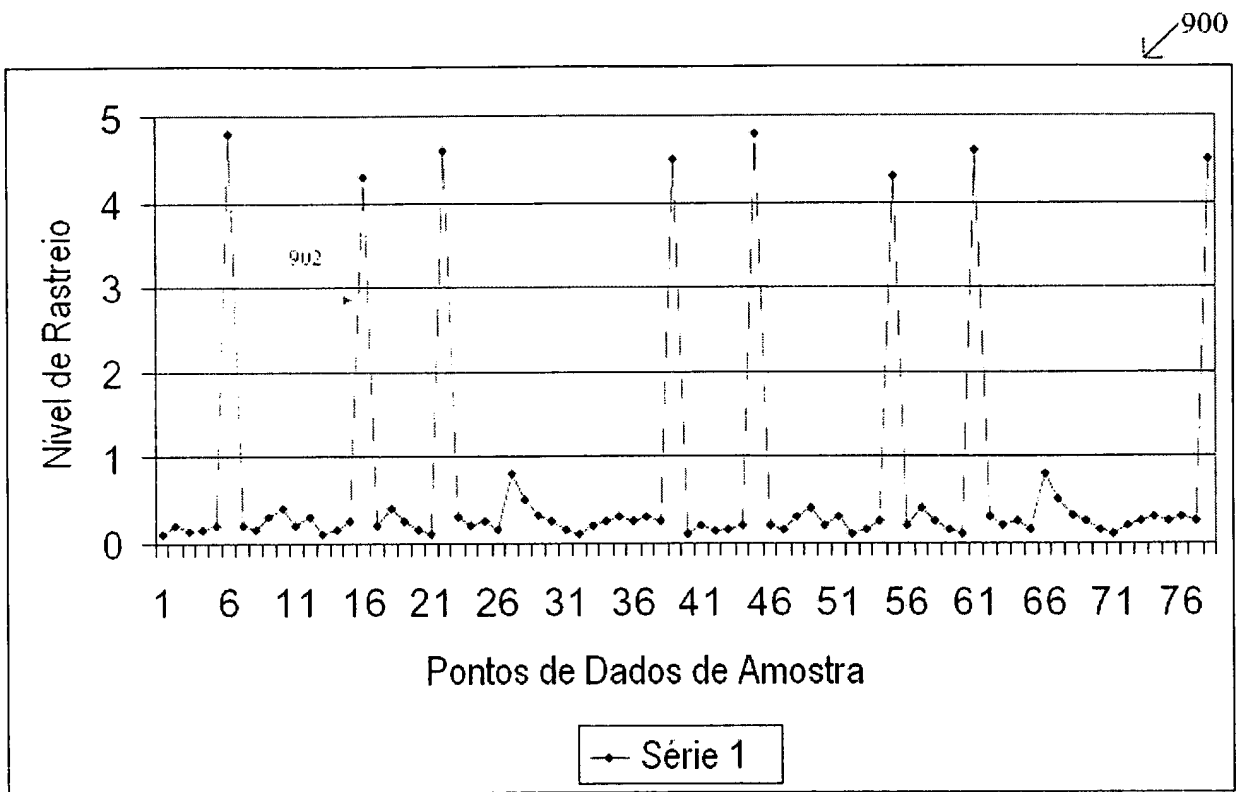


Figura 9

910 ↙

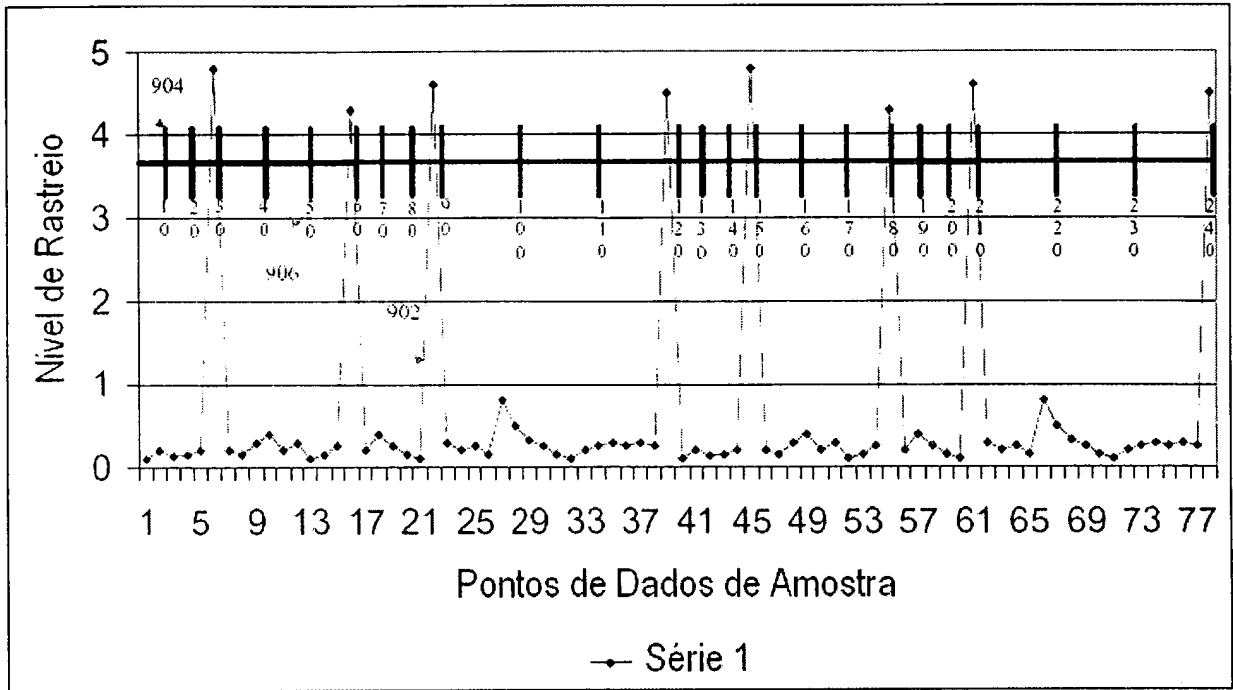


Figura 9A

922	Contador de Pontos de	924	926	
	Dados de	Valor de	Contador	Profundidade
	Sensor	Dados	de Posição	(em pés)
	(S)		(D)	
	1	0.1	1	2
	2	0.2	2	7
	3	0.13	3	15
	4	0.15	4	19
	5	0.2	5	25
	6	4.8	6	30
	7	0.2	7	33
	8	0.15	8	36
	9	0.3	9	39
	10	0.4	10	42
	11	0.2	11	45
	12	0.3	12	48
	13	0.1	13	51
	14	0.15	14	54
	15	0.25	15	57
	16	4.3	16	60
	17	0.2	17	66
	18	0.4	18	74
	19	0.25	19	80
	20	0.15	20	83

Figura 9B

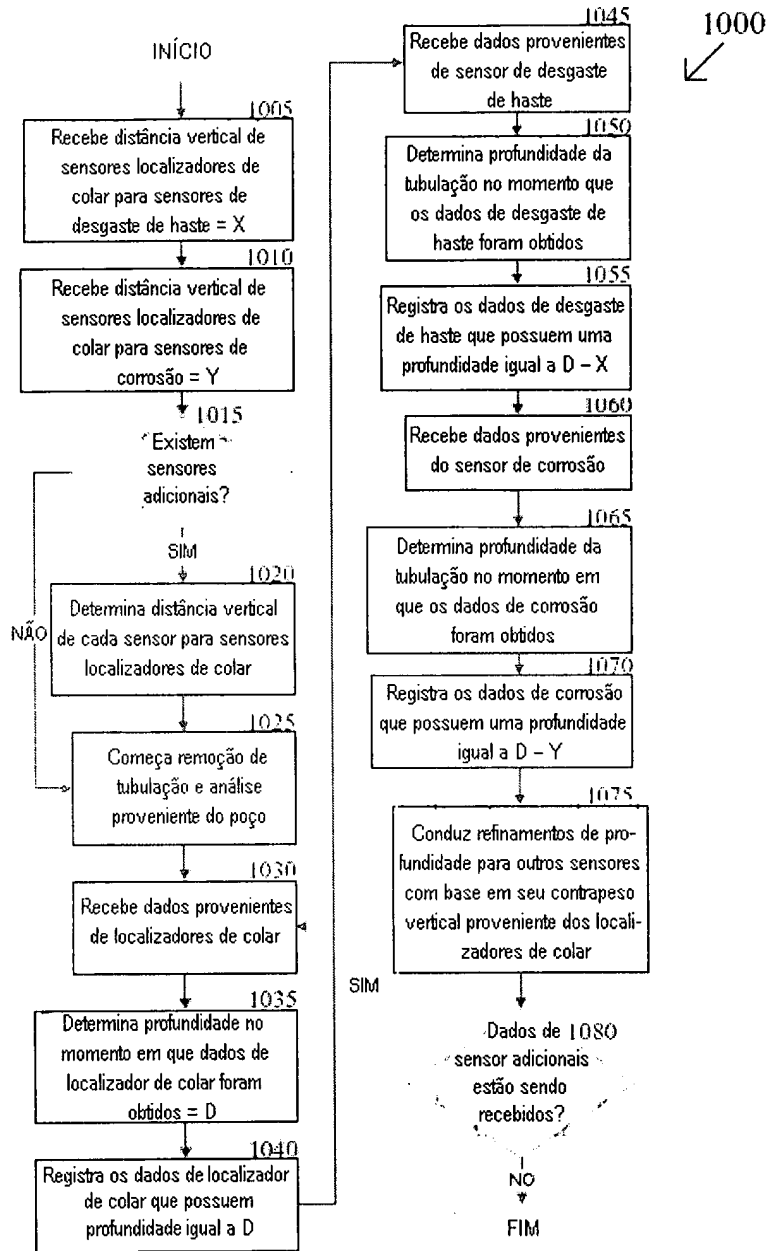


Figura 10

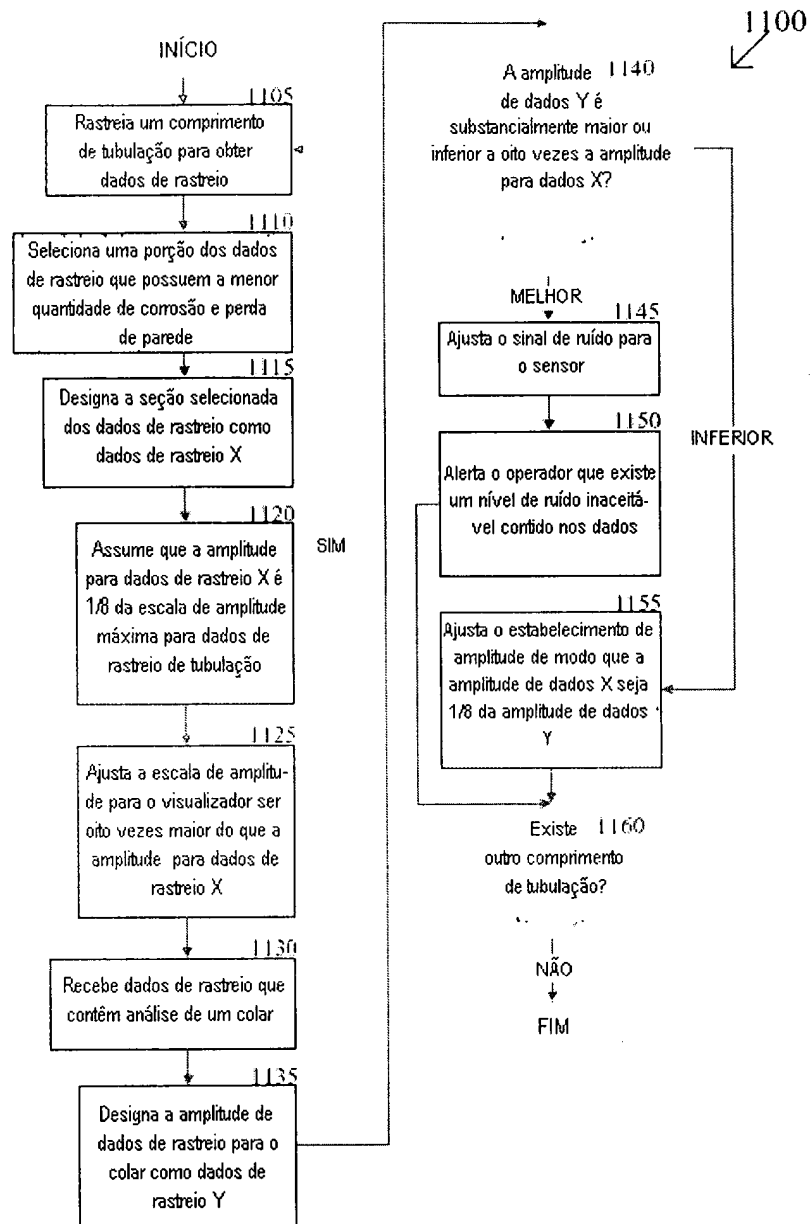


Figura 11

MÉTODO E SISTEMA PARA AVALIAÇÃO E EXIBIÇÃO DE DADOS DE PROFUNDIDADE

Um método e aparelho para exibir dados de profundidade de posição com dados de análise de tubulação obtidos por instrumentos que analisam seções de tubulação sendo extraídas de um poço inclui um aparelho para ligar de forma comunicável um codificador ou outros sensores de posição ou profundidade do processador de dados de análise de tubulação. Além disso, sensores capazes de detectar colares que sustentam peças de seção de tubulação unidas podem transmitir sinais para o processador de dados de análise de que um colar foi detectado e inserir informações sobre a localização do colar nos dados de análise. Além disso, informações baseadas no comprimento das peças individuais de tubulação ou nos dados provenientes do codificador ou de outro sensor de posição podem ser analisadas ou associadas com os dados de análise e exibidas com os dados de análise ao sobrepor um componente de profundidade em uma exibição dos dados de análise.