

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

(21) **PI 1010460-7 A2**

(22) Data de Depósito: 21/09/2010
(43) Data da Publicação: 22/01/2013
(RPI 2194)



(51) *Int.Cl.:*
G05B 19/048
G01R 31/02

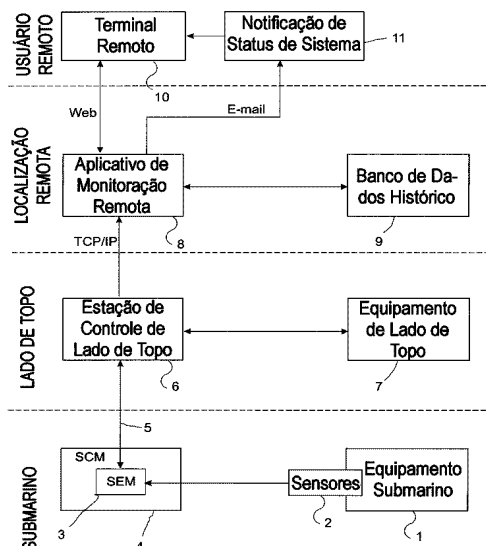
(54) **Título:** CONDIÇÃO DE MONITORAMENTO DE
UMA INSTALAÇÃO SUBAQUÁTICA

(30) **Prioridade Unionista:** 21/09/2009 GB 0916421.1

(73) **Titular(es):** Vetco Gray Controls Limited

(72) **Inventor(es):** Nicholas Ellson, Stuart Holley

(57) **Resumo:** MONITORAÇÃO DE CONDIÇÃO DE UMA
INSTALAÇÃO SUBMERSA. Um método para a monitoração da
condição de um aparelho localizado em uma instalação submersa
compreende as etapas de: a) detecção de pelo menos um parâmetro
associado ao aparelho, b) provisão de um modelo de comportamento
esperado de pelo menos um referido parâmetro, c) comparação do
referido parâmetro detectado com o referido modelo, e d) avaliação da
condição do aparelho com base na referida comparação.



MONITORAÇÃO DE CONDIÇÃO DE UMA INSTALAÇÃO SUBMERSA

Esta invenção se refere a um método para a monitoração da condição de um aparelho localizado em uma instalação submersa e um meio de monitoração de condição para a monitoração de um componente de uma instalação submersa. Em particular, a invenção é aplicável a uma instalação submersa, tal como uma instalação de produção de hidrocarboneto submarina.

Antecedentes da Invenção

Um equipamento submarino associado à produção de óleo e gás geralmente é projetado com uma vida de projeto de até em torno de trinta anos. Naturalmente, contudo, faltas e falhas ainda ocorrem regularmente nestas peças complexas de equipamento. As operações de intervenção para a recuperação de módulos com falha podem ser extremamente dispendiosas e a disponibilidade de embarcações para a realização destas operações em um prazo curto pode ser limitada. Também, as falhas no equipamento podem ser potencialmente prejudiciais para a segurança do meio ambiente e do pessoal.

Os tipos de falha de equipamento submarino incluem, por exemplo:

- ruptura de resistência em isolamento de condutores elétricos e/ou ruptura dos condutores em si;
- vazamentos nos sistemas hidráulicos e químicos;
- desgaste em válvulas de estrangulamento;
- desgaste em atuadores de válvula; e
- falha de eletrônica de controle.

Uma abordagem atual em direção à detecção dessas falhas é utilizar sensores adaptados a um equipamento submarino para a medição de vários parâmetros nos sistemas

elétricos / eletrônicos, hidráulicos, químicos e de produção. Pode haver muitos desses sensores empregados submarinos. Muitas destas medições são monitoradas através de um sistema de controle localizado no lado de topo, isto é, na superfície em terra ou em uma embarcação ou plataforma. Atualmente, a monitoração de parâmetro usa pontos de regulagem de alarme definidos de forma estática para se alertar um operador, localmente em relação ao sistema de controle, que uma condição anormal, indicando uma falta ou uma falha, está presente. A título de exemplo simples, o sistema de monitoração pode ser regulado para soar um alarme uma vez que um sensor de pressão meça uma pressão mais alta do que um valor predeterminado regulado.

Este método tem vários problemas associados. Estes incluem:

1. Os operadores, embora familiarizados com a operação de um sistema, podem não ser especialistas no comportamento do equipamento. Conseqüentemente, isto pode afetar o tempo de reação a um problema, já que, uma vez que uma condição anormal tenha sido detectada, o operador pode ter que contatar o fornecedor do equipamento. Isto, por sua vez, pode aumentar grandemente o tempo de resolução e de diagnóstico do problema.

2. Devido à natureza do alarme estático em pontos de regulagem baixos ou altos, a condição de falta concernida freqüentemente já está bem desenvolvida por este estágio. Portanto, uma programação de manutenção, antes da falha do equipamento, pode não ser possível.

3. O sistema de medição não considera a interação entre os componentes no sistema de produção de fluido.

4. O sistema de medição geralmente produz uma grande quantidade de dados de telemetria, tornando difícil que o operador entenda a saúde do sistema, já que a operação de alguns equipamentos é mais importante do que de outros.

5 5. A visibilidade do status do sistema é limitada a operadores treinados e pode não estar disponível para um usuário de nível alto.

É um objetivo da presente invenção resolver os problemas acima. Este objetivo é alcançado pela modelagem dos comportamentos preditos de parâmetros detectados associados a componentes da instalação, e a correlação destes com valores realmente detectados.

Assim sendo, a invenção permite a monitoração remota da condição de um equipamento submarino para a provisão de um retorno melhorado e uma detecção de condição anormal. A invenção, através da modelagem dos parâmetros medidos, provê um aviso precoce e uma informação de diagnóstico, para se permitir que ações preventivas sejam tomadas ou que uma manutenção seja programada.

20 A invenção pode ser usada com as instalações submarinas existentes, usando-se os sensores já presentes, ou, alternativamente, novas instalações poderiam ser otimizadas para se habilitar a invenção.

Há vários benefícios com a presente invenção. Estes incluem:

a) uma diminuição no tempo parado na produção devido a uma manutenção programada;

b) um custo reduzido de intervenções não planejadas;

c) menos operadores experientes são requeridos para a
30 operação do sistema;

d) tempos de resposta mais rápidos na reação a situações;

e) melhor visibilidade da performance / do status do sistema; e

5 f) a capacidade de compartilhar dados com outras partes interessadas.

De acordo com um primeiro aspecto da presente invenção, é provido um método para a monitoração da condição do aparelho localizado em uma instalação
10 submarina, compreendendo as etapas de:

a) detecção de pelo menos um parâmetro associado ao aparelho,

b) provisão de um modelo de comportamento esperado de pelo menos um referido parâmetro,

15 c) comparação do referido parâmetro detectado com o referido modelo, e

d) avaliação da condição do aparelho com base na referida comparação.

As etapas b), c) e d) preferencialmente são realizadas
20 usando-se um sistema especialista, por exemplo, um o qual compreende um banco de dados histórico. O método poderia incluir a etapa de provisão ao sistema especialista de uma entrada a partir de uma fonte externa, a referida entrada sendo usada para melhoria do modelo.

25 A etapa a) poderia incluir a detecção de uma pluralidade de parâmetros e/ou a etapa a) poderia incluir a colação de quaisquer alarmes associados ao parâmetro. A cada parâmetro e/ou alarme poderia ser atribuída uma classificação de prioridade no modelo.

30 Um método de acordo com a invenção poderia ser usado

para monitoração da condição de um condutor elétrico umbilical. Neste caso, a etapa a) poderia incluir a detecção de pelo menos um dentre: uma leitura de LIM de superfície; uma voltagem de entrada de superfície; uma corrente de entrada de superfície, uma voltagem de entrada submersa; uma corrente de entrada submersa; e um LIM submerso.

Um método de acordo com a invenção poderia ser usado para a detecção e/ou a monitoração de um vazamento de fluido hidráulico. Neste caso, a etapa a) poderia incluir a detecção de pelo menos um dentre: uma ativação de uma válvula; um fluxo de fluido hidráulico na instalação; uma quantidade de fluido hidráulico deixando um reservatório hidráulico localizado na superfície; e uma pressão de fluido hidráulico em um ou mais pontos em um sistema de controle da instalação.

Um método de acordo com a invenção poderia ser usado para a detecção e/ou a monitoração de um desgaste ou da erosão em uma válvula de estrangulamento, por exemplo, por incluir a etapa de determinação de uma vazão através da válvula de estrangulamento. A vazão poderia ser determinada pelo uso de um medidor de fluxo nas proximidades da válvula de estrangulamento para a determinação direta do fluxo através dali, ou a vazão poderia ser determinada pela medição das características de pressão e de temperatura de um fluido na entrada e na saída do estrangulamento.

Um método de acordo com a invenção poderia ser usado para a detecção e/ou a monitoração de desgaste em um atuador de válvula, por exemplo, pela inclusão da etapa de determinação do volume de fluido consumido por uma atuação

da válvula. O volume poderia ser determinado pela medição de uma pressão de fluido hidráulico em cada lado da válvula ou o volume poderia ser determinado por uma medição direta. O método poderia compreender a etapa de monitoração do número de atuações de válvula realizadas. Neste caso, a etapa c) poderia compreender a comparação do número de atuações para intervalos de vida conhecidos de componentes de atuador. O método poderia compreender a etapa de determinação do tempo gasto para se ativar por todo o curso plenamente o atuador. Neste caso, o método ainda poderia compreender a etapa de uso do tempo determinado gasto para calcular o atrito no atuador.

Um método de acordo com a invenção poderia ser usado para a detecção e/ou a monitoração de uma falha dos componentes eletrônicos para controle do aparelho na instalação. Neste caso, a etapa a) poderia incluir a detecção de pelo menos um dentre: temperatura; pressão; umidade; corrente consumida por um componente; níveis de sinal; e voltagem em pelo menos uma localização na instalação. O método poderia compreender a etapa de determinação da saúde de um conector elétrico submerso, por exemplo, pela obtenção de pelo menos um dentre: medições de LIM; determinações de fluxo de fluido hidráulico; e determinações de fluxo de injeção de produto químico.

De acordo com um segundo aspecto da presente invenção, é provido um meio de monitoração de condição para a monitoração de um componente de uma instalação submersa, que compreende:

um sensor associado ao componente para a detecção de um parâmetro e a extração de um sinal indicativo do

referido parâmetro;

um sistema especialista disposto para receber cada referida sinal de saída, o sistema especialista incluindo um modelo de comportamento esperado do referido parâmetro.

5 O sistema especialista poderia incluir um banco de dados histórico.

O componente poderia compreender um umbilical e um conjunto de terminação de umbilical associado, o meio de monitoração de condição sendo adaptado para a monitoração da condição de condutores elétricos do componente. Neste caso, o meio de monitoração de condição poderia compreender sensores para a detecção de um ou mais dentre: uma leitura de LIM de superfície; uma voltagem de entrada de superfície; uma corrente de entrada de superfície; uma 10 voltagem de entrada submersa; uma corrente de entrada submersa; e um LIM submerso. 15

O meio de monitoração de condição poderia compreender um meio para a colação de quaisquer alarmes associados ao parâmetro.

20 O componente poderia compreender um sistema de fluido hidráulico, o meio de monitoração de condição sendo adaptado para detectar e/ou monitorar um vazamento de fluido hidráulico a partir do sistema. Neste caso, o meio de monitoração de condição poderia compreender sensores para a detecção de pelo menos um dentre: ativação de uma 25 válvula na instalação; um fluxo de fluido hidráulico na instalação; uma quantidade de fluido hidráulico deixando um reservatório hidráulico localizado na superfície; e uma pressão de fluido hidráulico em um ou mais pontos em um 30 sistema de controle da instalação.

O componente poderia compreender uma válvula de estrangulamento, o meio de monitoração de condição sendo adaptado para detectar e/ou monitorar o desgaste ou a erosão na válvula de estrangulamento. Neste caso, o meio de monitoração de condição poderia compreender um meio para a determinação de uma vazão através da válvula de estrangulamento. O meio de determinação de vazão poderia compreender um medidor de fluxo nas proximidades da válvula de estrangulamento para a determinação direta do fluxo através dali ou o meio de determinação da vazão poderia compreender sensores para a medição das características de pressão e de temperatura de um fluido na entrada e na saída do estrangulamento.

O componente poderia compreender um atuador de válvula, o meio de monitoração de condição sendo adaptado para detectar e/ou monitorar o desgaste no atuador de válvula. Neste caso, o meio de monitoração de condição poderia compreender um meio para a determinação do volume de fluido consumido por uma atuação da válvula. O meio de determinação de volume poderia compreender um sensor de pressão de fluido hidráulico localizado em cada lado da válvula ou o meio de determinação de volume poderia compreender um sensor de volume. O meio de monitoração de condição poderia compreender um meio para a monitoração do número de atuações de válvula realizadas. Neste caso, o sistema especialista poderia ser adaptado para comparar o número de atuações com os intervalos de vida conhecidos de componentes do atuador. O a monitoração de condição poderia compreender um meio para a determinação do tempo gasto para se ativar por todo o curso plenamente o atuador. Neste

caso, o meio de monitoração de condição ainda poderia compreender um meio para o cálculo do atrito no atuador, usando-se o tempo determinado.

O componente poderia compreender componentes eletrônicos para o controle do aparelho na instalação, o meio de monitoração de condição sendo adaptado para detectar e/ou monitorar uma falha dos componentes eletrônicos. Neste caso, o meio de monitoração de condição poderia compreender um meio para a detecção de pelo menos um dentre: temperatura; pressão; umidade; corrente consumida por um componente; níveis de sinal; e voltagem em pelo menos uma localização na instalação. O meio de monitoração de condição poderia compreender um meio para a determinação da saúde de um conector elétrico submerso. Neste caso, o meio para a determinação da saúde do conector poderia compreender sensores para a obtenção de pelo menos um dentre: medições de LIM; determinações de fluxo de fluido hidráulico; e determinações de fluxo de injeção de produto químico.

A invenção será descrita, agora, com referência aos desenhos associados, nos quais:

a Fig. 1 mostra esquematicamente uma visão geral de um sistema de monitoração de exemplo de acordo com a presente invenção;

a Fig. 2 provê uma representação gráfica da degradação experimentada por um aparelho submerso de exemplo; e

a Fig. 3 mostra esquematicamente um sistema hidráulico de controle de poço típico.

A Fig. 1 mostra esquematicamente uma visão geral de um sistema de monitoração de exemplo de acordo com a presente

invenção. Este sistema é implementado como um sistema especialista, localizado remotamente do sistema de controle de lado de topo, o qual interpreta dados de forma autônoma e provê um retorno para um operador sobre a saúde da instalação monitorada, e também provê um aconselhamento sobre exigências de manutenção em potencial.

Por simplicidade, a Fig. 1 divide o sistema em quatro localizações: submarina, lado de topo, localização remota e usuário remoto.

a) Submarina

Um componente de aparelho submarino 1, por exemplo, mas não limitando, uma árvore de poço (ou "árvore de natal"), um manifold, um dispositivo de geração ou de armazenamento de potência, uma central de distribuição de comunicações ou de potência, um módulo de eletrônica ou de controle está localizado no leito do mar. Este componente de aparelho 1 tem sensores 2 associados a ele. Tipicamente, um grande número de sensores é provido, de modo que vários parâmetros possam ser medidos. Estes podem incluir, por exemplo, pressão, temperatura, vazão de fluidos hidráulicos ou de produção, corrente elétrica, temperatura de componente, etc., embora qualquer saída de sensor pudesse ser incorporada em um sistema de acordo com a presente invenção.

Em uso, os dados capturados pelos sensores 2 a partir do aparelho submarino 1 são passados para um módulo de eletrônica submarino (SEM) 3, o qual pode estar localizado em uma árvore de poço ou separado dela. O módulo de eletrônica submarino será alojado em um módulo de controle submarino (SCM) 4, montado geralmente na árvore de poço.

b) Lado de Topo

Estão localizados no lado de topo, isto é, na superfície, por exemplo, em terra ou em uma embarcação ou uma plataforma, uma estação de controle 6 e um equipamento de lado de topo 7 ligado a ele. A estação de controle 6 está em comunicação com o local submarino através de um cabo umbilical 5, de modo que os dados de sensor processados possam ser transmitidos a partir do módulo de eletrônica submarino 3 até a estação de controle de lado de topo 6 através do umbilical 5.

A estação de controle de lado de topo 6 compreende um meio para a conversão dos dados de sensor em um formato otimizado para transmissão, tipicamente usando o protocolo de TCP / IP estabelecido, usando um enlace de internet ou por satélite para uma localização remota.

c) Localização Remota

Aqui, o termo "localização remota" significa uma localização remota do equipamento submarino. Em muitos casos, esta localização também será remota da localização de lado de topo, por exemplo, em uma base de controle central, mas, opcionalmente, pode estar localizada na localização de lado de topo.

Está situado na localização remota um aplicativo de monitoração remota 8. Isto compreende um meio de processamento adaptado para realizar muito da análise de dados requerida pela presente invenção para a determinação da saúde do aparelho submarino 1. Em particular, o aplicativo de monitoração remota 8 é ligado a um banco de dados histórico 9, o qual armazena dados históricos e modelos de comportamento esperado para processos e

componentes do aparelho submarino 1. Isto permite que o aplicativo de monitoração remota 8 funcione como um assim denominado sistema especialista, conforme será descrito em maiores detalhes mais tarde.

5 d) Usuário Remoto

Um terminal remoto 10 é provido para se permitir que um usuário final veja o status do sistema remotamente. O terminal 10 pode estar em comunicação com o aplicativo de monitoração remota 8 através de uma interface segura baseada na web, por exemplo. Além disso, um componente de notificação de status de sistema 11 é provido, de modo que o usuário final possa ser notificado de forma autônoma quanto a um comportamento anormal do sistema através da interface remota e através do uso de notificações por e-mail. O sistema de notificação também pode atuar como um meio de compartilhamento de dados com vendedores de equipamento de terceiros que podem ser requeridos para o diagnóstico do estado de seu equipamento.

Além disso, usuários remotos podem enviar uma informação para o aplicativo de monitoração remota 8. Desta forma, o sistema pode receber um retorno e melhorar sua análise através de aprendizado, conforme mencionado abaixo.

 e) Sistema Especialista

O sistema especialista preferencialmente compreende modelos analíticos de computador e uma entrada a partir de uma fonte externa, por exemplo, o pessoal experimentado, os quais podem ser ambos armazenados no banco de dados histórico 9. Usando estes componentes, o sistema é capaz de incorporar um retorno e o aprendizado de experiências, para aperfeiçoamento do(s) modelo(s) e melhoria da operação do

sistema.

O sistema colaciona todos os muitos dados de parâmetro individuais a partir dos sensores 2, medindo os dados continuamente ou em pontos discretos no tempo. A cada condição de dados é atribuída uma classificação de prioridade, o que afeta a atribuição de peso de cada condição de dados na avaliação geral. A priorização assume a forma de um sistema de número classificado atribuído a alarmes de certos agrupamentos (veja o exemplo abaixo), em ordem descendente de importância em termos de efeito sobre o equipamento:

0 - parada de emergência (EDS) e sistemas relacionados à segurança

10 - dados críticos de processo

20 - status de equipamento chave

30 - dados de suporte de processo

40 - dados de suporte de instalação

50 - dados terciários

Quaisquer alarmes associados aos dados de parâmetro também são colacionados pelo sistema. Estes alarmes podem constituir limites rígidos, ou limites de tendência ou condicionais e ter a mesma filosofia de classificação que aquela aplicada aos outros dados acima.

O sistema então pode resumir o status do equipamento na instalação de poço monitorada, para prover uma pontuação de saúde geral e uma visão simplificada do status do sistema submarino.

Os métodos específicos pelos quais o sistema especialista desta invenção pode detectar problemas de:

a) ruptura de resistência em condutores elétricos;

- b) valor zero em sistemas hidráulicos, químicos;
- c) desgaste / erosão em válvulas de estrangulamento;
- d) desgaste em válvulas atuadas; e
- e) falha de eletrônica de controle;

5 são detalhados conforme se segue:

Ruptura de resistência, usando o exemplo de uma monitoração
de condição de condutor elétrico umbilical

Um sistema de controle submarino típico utiliza um umbilical submarino compósito 5 para a transmissão a partir da estação de controle de lado de topo 6 de potência elétrica e sinais de comunicação submarinos, ao lado de suprimentos hidráulicos e químicos. A extremidade submarina de umbilical 5 termina em um conjunto de terminação de umbilical (UTA) 16 (veja a Fig. 3). Estes sinais de potência elétrica são transmitidos e distribuídos através de condutores isolados terminados em conexões combináveis a úmido para o equipamento submarino.

A operação do sistema de distribuição elétrico é chave para a operabilidade do sistema submarino. Os sistemas típicos de distribuição elétricos submarinos operam entre 150 e 600 Volts, mas com distâncias de deslocamento mais longas, estas voltagens aumentam para a faixa de quilovolts. As rupturas na resistência de um isolamento de condutor podem causar uma falha do sistema e, potencialmente, prejudicar os operadores, ou mergulhadores, trabalhando no sistema. Também, os condutores no umbilical ou conectores elétricos e tipo "flying lead" têm uma tendência a romper ao longo do tempo.

Atualmente, a resistência de umbilical freqüentemente (mas nem sempre) é monitorada por um dispositivo monitor de

isolamento de linha (LIM), o qual mede a resistência entre um ou mais condutores elétricos e o terreno. Um inconveniente deste sistema é que as medições de LIM são monitoradas em isolamento e são usadas apenas para o disparo de alarmes em pontos de regulação predeterminados. Uma vez que um umbilical atinja estes pontos de regulação, o isolamento geralmente já se degradou até um ponto tal em que a linha elétrica é inoperável. Também, a medição em si geralmente não é acurada e como uma medida independente é de uso limitado.

A presente invenção permite a utilização da telemetria existente que os sistemas de monitoração de condição atuais já provêem a partir de sensores, no suprimento de potência de superfície e no equipamento submarino. Os parâmetros relevantes incluem a monitoração da resistência de isolamento, voltagem e corrente. Estes parâmetros medidos são alimentados para um modelo para a determinação do comportamento esperado e uma interação das variáveis, usando dados históricos e um modelo físico. A saída assim pode prever e indicar uma degradação anormal do comportamento do sistema para a provisão de um aviso precoce de falhas prováveis.

Usando um exemplo específico, a saúde dos condutores elétricos umbilicais pode ser avaliada usando-se os parâmetros a seguir, medidos ao longo o tempo:

- leitura de LIM de superfície;
- voltagem de entrada de superfície;
- corrente de entrada de superfície;
- voltagem de entrada submarina;
- corrente de entrada submarina; e

- LIM submarino (se houver).

A resistência teórica esperada é calculada como:

$$R = (V/I) - \Delta r$$

onde R = resistência esperada

5 V = voltagem

I = corrente

Δr = degradação na resistência ao longo do tempo.

Pela monitoração dos parâmetros acima se usando sua relação esperada, é possível determinar o comportamento elétrico esperado do umbilical ao longo do tempo e, assim, identificar quando um comportamento anormal ocorre. Este método também é aplicável para a monitoração do sistema de distribuição elétrico inteiro, incluindo o umbilical principal, quaisquer umbilicais em campo, conectores elétricos e tipo "flying lead".

10

15

A Fig. 2 mostra um gráfico o qual ilustra a técnica e demonstra sua vantagem de detecção precoce de um problema com relação à confiança existente em um limite de alarme.

Vazamento de Fluido Hidráulico

20 O fluido hidráulico é usado para a operação de várias válvulas submarinas. O fluido é pressurizado na superfície (costa ou plataforma / embarcação), então, transportado através de um umbilical 5 para o módulo de controle submarino 4. O módulo de controle submarino 4 distribui este fluido usando válvulas de controle direcionais (DCVs) eletricamente atuadas 19 (veja a Fig. 3). Os transdutores de pressão (por exemplo, 18, 21, veja a Fig. 3) e medidores de fluxo (por exemplo, 17, veja a Fig. 3) são distribuídos no sistema de controle para confirmação da atuação de

25

30 várias válvulas. Após o uso, o fluido hidráulico pode ser

ventilado para o mar (laço aberto) ou retornado para a costa (laço fechado). O sistema de controle geralmente é regulado para uma posição à prova de falha, de modo que no caso em que uma pressão hidráulica é perdida, o poço será
5 parado.

Os vazamentos de fluido hidráulico causam os problemas a seguir:

questões ambientais;

custos substanciais;

10 eventual perda de controle, se uma pressão não puder ser mantida; e

tempos de atuação mais lentos para válvulas (o que pode ser um problema de segurança especialmente em rotinas de parada de emergência).

15 As práticas atuais variam de não fazer nada até uma falha ocorrer (incapacidade de operar uma válvula ou aumento óbvio no consumo de fluido) para a monitoração do consumo de fluido hidráulico na instalação de lado de topo. Se houver um aumento significativo na quantidade de fluido
20 adicionada ao sistema, então, uma investigação manual poderá se seguir. Aumentos graduais no consumo podem ficar não notados. Geralmente, nenhuma conta é feita quanto à atividade (operação de válvulas) ou a leituras individuais de pressão ou de medidor de fluxo, até uma falha ter
25 ocorrido.

Um método de acordo com a presente invenção pode detectar automaticamente vazamentos, com base em alguns ou todos dentre:

a ativação de válvulas;

30 a quantidade conhecida de fluido usada para operação

de uma válvula, isto é, o volume de atuador;

o fluxo de fluido hidráulico na instalação, por exemplo:

- a quantidade de fluido se movendo através de
5 medidores de fluxo submarinos;

- a quantidade de fluido calculada pela monitoração do status de bomba (por exemplo, usando um volume conhecido por revolução de bomba e um número conhecido de revoluções);

10 a quantidade de fluido deixando a unidade de potência hidráulica na superfície, medida por um medidor de fluxo ou a partir do nível de reservatório de fluido hidráulico; e

as pressões de fluido hidráulico medidas em um ou mais pontos no sistema de controle submarino.

15 Pela monitoração dos parâmetros acima, é possível determinar a quantidade de fluido hidráulico que deve ser usada e também a quantidade real sendo usada. Se mais fluido estiver sendo usado do que a exigência teórica, então, um vazamento poderá ser presumido como estando
20 presente. A magnitude do vazamento também pode ser determinada. Uma análise adicional dos parâmetros acima também pode indicar uma localização provável do vazamento.

A Fig. 3 ilustra de forma diagramática um sistema hidráulico de controle de poço simplificado, o qual por
25 clareza mostra apenas uma árvore de poço e nenhum manifold de distribuição associado. O fluido hidráulico em um reservatório 12 alimenta uma unidade de potência hidráulica (bomba) 13 com o fluxo de saída de bomba medido por um medidor de fluxo 14. Todos estes componentes são montados
30 tipicamente em um lado de topo de plataforma de controle de

poço (isto é, na superfície). A saída a partir do medidor de fluxo 14 alimenta uma árvore de cabeça de poço através de um umbilical 5, a pressão hidráulica de entrada do umbilical sendo medida por um transdutor de pressão 15. O umbilical 5 se conecta, através de um conjunto de terminação de umbilical 16 a um módulo de controle submarino 4. Ester aloja um medidor de fluxo 17, um transdutor de pressão de entrada de módulo de controle submarino 18 e uma pluralidade de válvulas de controle direcionais (DCVs) 19, as quais operam os atuadores de válvula de controle de poço. Apenas três DCVs 19 e um atuador 20 são mostrados, por simplicidade. A pressão da saída de cada DCV 19 é medida por um transdutor de pressão 21 (apenas um mostrado, por clareza).

Os medidores de fluxo mostrados na Fig. 3 nem sempre podem estar presentes. Se eles não estiverem presentes, então, a vazão ou o volume poderia ser calculado usando-se, por exemplo, perdas de pressão, revoluções de bomba ou por qualquer outro meio disponível.

Uma determinação de falha poderia ser avaliada de forma estática ou dinâmica.

- Uma abordagem dinâmica não levaria em consideração a transitoriedade no sistema; ela usaria volumes (calculados ou medidos) por um período de tempo predeterminado. O sistema então usaria uma lógica básica para olhar para qualquer volume faltando ou ganho inesperadamente.

- Uma abordagem dinâmica olharia para as vazões, e compararia estas usando uma lógica básica para buscar por um fluido perdido ou ganho.

A abordagem estática pode ser mais aplicável para a

análise do sistema de controle, já que geralmente esse fluido é usado apenas ocasionalmente. Para uma injeção de produto químico ou de fluidos produzidos, a abordagem dinâmica pode ser mais apropriada, já que os fluxos são
5 relativamente constantes.

Os volumes de fluido ou as vazões podem ser calculados a partir de:

a mudança de nível de superfície do reservatório 12 - (V_1) ;

10 o medidor de fluxo físico 14 na superfície - (V_2) ;

o medidor de fluxo físico 17 no SCM 4 - (V_3) ;

um fluxo calculado através da ou de cada DCV 19, usando os sensores de pressão 18 e 21, e a

restrição conhecida da DCV e propriedades de fluido
15 conhecidas (V_4) ;

medidor de fluxo físico 22 em uma linha de descarga / retorno 23 (V_5) ; e

quaisquer medidores de fluxo físicos que possam estar presentes em cada linha de controle.

20 A saída de um medidor de fluxo pode ser convertida em um volume, conforme seria usado para a abordagem estática por uma integração ao longo do tempo, enquanto inversamente as saídas de volume, por exemplo, conforme seria medido diretamente a partir da mudança de nível de superfície do
25 reservatório, podem ser convertidas em uma vazão para uso com a abordagem dinâmica por uma medição com respeito ao tempo.

Uma quantidade esperada de fluido usada (V_6) é derivada a partir do volume conhecido requerido para se
30 mover um atuador 21 através de seu curso pleno - ou de um

curso parcial no caso em que a posição é medida ou calculada separadamente.

A presença e a localização de um vazamento para a configuração de árvore de poço única simples mostrada na Fig. 3 pode ser determinada usando-se uma lógica, tal como aquela estabelecida abaixo:

Se $V_1 > V_2$ e $V_2 = V_3 = V_4 = V_5$, então, há um vazamento no sistema de superfície (lado de topo).

Se $V_1=V_2 > V_3$ e $V_3 = V_4 = V_5$, então, há um vazamento no sistema de umbilical.

Se $V_1=V_2=V_3 > V_4$ e $V_4 = V_5$, então, há um vazamento no SCM 4, antes das DCVs 19 (isto é, no lado de superfície).

Se o volume calculado V_4 for maior do que seu volume esperado correspondente V_5 , então, haverá um vazamento após a DCV 20 (isto é, no lado de poço).

A lógica do sistema acima pode ser estendida para a situação mais típica em que uma pluralidade ("n") de árvores de poço (por exemplo, numeras 1-n na análise a seguir) com os respectivos SCMs associados está presente no campo, cada árvore de poço sendo conectada ao umbilical comum 5 através de um manifold de distribuição. Na lógica a seguir, $V_{4(n)}$ representa o valor equivalente V_4 para a árvore "n" e $V_{5(n)}$ representa o valor equivalente V_5 para a árvore "n":

Se $V_1 > V_2$ e $V_2 = V_3 = (V_{4(1)} + V_{4(2)} + \dots V_{4(n)}) = (V_{5(1)} + V_{5(2)} + \dots V_{5(n)})$,

então, há um vazamento no sistema de superfície (lado de topo).

Se $V_1=V_2 > V_3$ e $V_3 = (V_{4(1)} + V_{4(2)} + \dots V_{4(n)}) = (V_{5(1)} + V_{5(2)} + \dots V_{5(n)})$, então, há um vazamento no sistema de

umbilical.

Se $V_1=V_2=V_3 > (V_{4(1)} + V_{4(2)} + \dots V_{4(n)})$ e $(V_{4(1)} + V_{4(2)} + \dots V_{4(n)}) = (V_{5(1)} + V_{5(2)} + \dots V_{5(n)})$, então, há um vazamento em um SCM 4, antes de suas DCVs 19 (isto é, no lado de superfície).

Se um dos volumes calculados ($V_{4(1)}, V_{4(2)}, \dots V_{4(n)}$) for maior do que seu volume esperado correspondente ($V_{5(1)}, V_{5(2)}, \dots V_{5(n)}$), então, haverá um vazamento após a DCV 20 (isto é, no lado de poço) naquela árvore de poço.

Os medidores de pressão também podem ser usados para se determinar se há quaisquer vazamentos, sem a operação de válvulas. Por exemplo:

se $P_1 > P_3 + \rho gh$ (onde P_1 é a pressão medida pelo transdutor de pressão 15, P_3 é a pressão medida pelo transdutor de pressão 18, ρ é o peso específico do fluido, g é a aceleração gravitacional e h é a diferença de altura entre os dois transdutores P_1 e P_3) sem válvulas sendo operadas (ou acumuladores preenchidos), então, há probabilidade de haver um vazamento. Aqui, o termo ρgh é usado para a compensação da diferença de elevação entre os transdutores 15 e 18.

As aplicações não estão limitadas ao exemplo de poço de produção usado aqui, mas poderiam incluir qualquer parte de um sistema de controle submarino em que um fluido hidráulico fosse usado para o movimento de atuadores e/ou válvulas.

Caso qualquer um dos medidores individuais falhe uma vez que as relações entre as várias medições tenham sido estabelecidas, então, uma medição virtual poderá ser criada usando-se a saída dos medidores remanescentes funcionando.

Isto poderia ser particularmente útil no caso de uma falha de medidor de fluxo de injeção de produto químico.

A mesma lógica pode ser aplicada a qualquer sistema de fluido, por exemplo, um fluido de injeção de produto químico ou produzido.

Desgaste ou Erosão em Válvulas de Estrangulamento

Uma válvula de estrangulamento é usada para controle do fluxo de um poço de produção ou controle da taxa de injeção de fluido em um poço de injeção (ou produtos químicos em uma linha de fluxo). O fluxo de fluido de produção é medido usando-se medidores de fluxo físicos de medição de fluxo multifásico.

A presente invenção permite que a posição de estrangulamento seja determinada e comparada com uma posição medida, a partir da vazão através do estrangulamento. Para esta finalidade, um medidor de fluxo físico pode ser usado para a medição do fluxo diretamente. Contudo, isto é relativamente dispendioso e, então, o fluxo alternativamente pode ser determinado pelo uso das medições de pressão e de temperatura na entrada e na saída do estrangulamento, e das características conhecidas de vazão e perda de pressão de estrangulamento.

Os problemas típicos que podem surgir com estrangulamentos incluem erosão e inacurácia de regulação de posição. As válvulas de estrangulamento por sua natureza erodem, resultando em uma funcionalidade reduzida. Os operadores regulando um estrangulamento para a obtenção de uma restrição específica e, assim, uma característica de fluxo de pressão podem ver uma característica diferente por causa desta erosão.

A posição da luva de controle de fluxo de estrangulamento pode ser monitorada usando-se um potenciômetro linear (LVDT), outro dispositivo de medição direto ou, para um estrangulamento do tipo escalonado, pela contagem do número de pulsos enviados para o acionamento escalonado, enquanto outros métodos podem ser usados para atuadores rotativos. Todos estes métodos estão sujeitos a inacurácias (por exemplo, deriva em um sensor, falha em contagem de "incrementos", etc.), o que pode resultar em uma posição diferente ser obtida em relação àquela desejada pelo operador.

Estes tipos de falha podem ser analisados pelo uso de uma vazão medida com medidor de fluxo físico e/ou uma vazão calculada para se determinar se:

o estrangulamento erodiu; e/ou

o indicador de posição de estrangulamento está errado.

O medidor de fluxo físico proporciona uma vazão e uma fração volumétrica de fluidos componentes tais como gás, água ou óleo, etc. Usando esta vazão e sensores de pressão em cada lado do estrangulamento, é possível calcular a restrição do estrangulamento, pela comparação das vazões determinadas com vazões esperadas para várias posições de estrangulamento. Qualquer diferença entre as duas pode ser devido à erosão (se a restrição real for menor do que a restrição desejada), um tamponamento ou a uma indicação de posição falsa.

Uma indicação de posição falsa pode ser isolada de uma erosão / um tamponamento pelo movimento do estrangulamento para uma posição extrema, aberta ou fechada. Contudo, isto pode não ser desejável ou possível. Um método alternativo é

mover o estrangulamento em torno da posição na qual ele foi mantido por um período estendido. Devido à natureza de estrangulamentos, apenas a parte 'aberta' para o fluxo erodirá e pelo movimento do êmbolo em torno desta posição, uma deflexão característica será evidente - isolando uma erosão de uma indicação de posição falsa. Em maiores detalhes, suponha que o estrangulamento seja mantido em uma posição constante x_1 por um período estendido. A parte aberta do estrangulamento, isto é, aquela exposta ao fluxo, pode erodir ou tamponar, levando a uma diferença entre o fluxo esperado e o fluxo real. Agora, para todas as posições de estrangulamento as quais são mais abertas (por exemplo, $x > x_1$), a diferença Δ entre o fluxo esperado e o real será substancialmente constante com x , uma vez que uma erosão / um tamponamento não pode afetar a parte fechada do estrangulamento (uma vez que não está exposta ao fluxo). Contudo, para posições de estrangulamento as quais são mais fechadas (por exemplo, $x < x_1$), a diferença Δ variará como uma função de x .

Pela comparação das vazões determinada e esperada, portanto, é possível fazer inferências quanto ao funcionamento do estrangulamento. Pela determinação de Δ através de uma faixa de x , e da mudança em Δ através desta faixa, é possível determinar a quantidade de tamponamento / erosão, e localizar isto para valores específicos de x . Se, por outro lado, Δ for determinado como sendo constante através da faixa completa de x (isto é, do estrangulamento 100% fechado para 100% aberto), então, isto indicará que as medições de posição de estrangulamento estão incorretas, isto é, haverá uma indicação de posição falsa, a menos que

seja o caso de o estrangulamento ter estado 100% aberto por um período prolongado levando a um tamponamento / uma erosão pela extensão do estrangulamento.

Desgaste em Atuadores de Válvula

5 A Fig. 3 mostra um circuito hidráulico típico incluindo várias válvulas de controle direcionais (DCVs) 19. Estas são válvulas operadas por solenóides elétricos, as quais controlam o fluxo de fluido hidráulico para um atuador de válvula 20. Um módulo de controle submarino 4
10 montado na árvore aloja a ou cada DCV 19. O módulo 4 também contém sensores de pressão 18 e 21, que medem a pressão de fluido de acionamento nos lados de suprimento e acionado, respectivamente, da ou de cada DCV (apenas um sensor 21 é
15 mostrado na Fig. 3, por simplicidade, sendo entendido por aqueles versados na técnica que cada DCV 19 pode ter um sensor associado 21 como esse em seu lado acionado). A partir destas medições, o volume de fluido consumido por uma atuação da DCV pode ser calculado, uma vez que as
20 características de pressão / fluxo da DCV 19 são conhecidas. Frequentemente, o volume também pode ser medido diretamente no lado de suprimento por um medidor de fluxo 17, se presente, o qual, conforme mostrado, também pode estar localizado no módulo 4. Frequentemente, não é
25 possível medir diretamente a posição de um atuador submarino e, ao invés disso, é necessário confiar em uma indicação de pressão bruta ou um volume calculado. Um aplicativo de software foi desenvolvido, "VFVP" (programa de verificação de área ocupada de válvula) para a
30 monitoração do volume de fluido hidráulico movido para se determinar se o atuador estava ativado plenamente pelo

curso.

Os atuadores submarinos podem falhar, o que pode levar à incapacidade de operar uma válvula, o que, por sua vez, pode causar problemas significativos de controle e segurança. As falhas podem ser de natureza gradual, tal como uma deterioração de um selo, aderindo e se tornando livre repetidamente, antes de finalmente se tornar permanentemente aderido, o que, por sua vez, requer um aumento gradual na pressão requerida para a ativação.

Em sistemas conhecidos, nenhum registro é mantido do número de atuações.

Um método de acordo com a presente invenção pode:

utilizar a correlação entre o número de atuações e uma falha. Por exemplo, um selo corrediço pode ser estimado como durando por uma certa distância movida sob certas condições, a partir de dados prontamente disponíveis a partir de fabricantes de selo. Portanto, pela monitoração do número de atuações e pela equação disto para a distância de selo movida, a percentagem de vida remanescente pode ser estimada; e

monitorar o perfil de pressão quando uma válvula for atuada pela comparação deste perfil com uma linha de base capturada em um ponto saudável conhecido no tempo, tal como na instalação. Medições subseqüentes são avaliadas para se procurarem tendências, tais como diferenças de volume, tempo ou pressão para ativação, e variações em taxas de movimento durante a ativação, levando-se em consideração condições de processo, tal como a pressão contra a qual a válvula está atuando.

O tempo gasto para se usar plenamente pelo curso um

atuador, isto é, para ativá-lo, é uma função da pressão de suprimento de fluido hidráulico, do volume de acumulador, da pressão hidrostática, da constante de mola do atuador e das perdas por atrito, tais como restrições de fluido ou atrito de atuador / válvula. Tudo isto é conhecido antes da instalação ou medido durante o uso, exceto pelas perdas por atrito. Portanto, uma relação entre o tempo de curso e outras medições pode ser determinada para cada atuador. Quaisquer desvios desta relação, portanto, significam uma mudança nas perdas por atrito e, assim, uma falha iminente. Isto poderia ser devido a um bloqueio ou a mudanças de atrito mecânico (falha de selo, interferência mecânica, etc.). Da mesma forma, o mesmo método pode ser usado para a monitoração do tempo gasto para o atuador seguir o curso até ser fechado, usualmente forçado por uma mola no atuador.

Em uma modalidade preferida, o volume de fluido hidráulico necessário para se mover o atuador é monitorado e a tendência acompanhada. Uma mudança no volume de fluido necessário indica vazamentos (potencialmente dos selos) e uma diminuição no volume de fluido indica um curso incompleto ou uma acumulação de resíduos.

O volume de fluido expelido quando da desativação da válvula pode ser registrado e ter a tendência acompanhada da mesma forma. Uma diminuição no volume expelido indica que o atuador não estava plenamente ativado, não foi plenamente desativado ou que há um vazamento antes do medidor de fluxo. Estas causas podem ser diferenciadas pela comparação do volume de fluido expelido com o volume de fluido necessário para uma ativação.

Além disso, cada válvula terá uma pressão de 'assinatura' / um perfil de fluxo geral. Isto pode ser obtido durante a instalação, em testes ou em qualquer ponto antes de uma falha. Um desvio desta assinatura durante as operações seguintes podem ser monitorado e ter a tendência acompanhada, para se alertar o operador para potenciais falhas iminentes.

Em particular, o método de perfilagem de assinatura acima pode ser aplicado a uma válvula de segurança submarina controlada na superfície (não mostrada). Esta é uma válvula de segurança importante, operada tipicamente por um suprimento de fluido hidráulico à alta pressão. Ela é usada como uma barreira de segurança, durante testes de poço e intervenções.

Falha de Eletrônica de Controle

A eletrônica de controle para um poço submarino tipicamente está localizada em um módulo de eletrônica submarino (SEM) 3 (mostrado na Fig. 1, mas omitido da Fig. 3 por clareza), o qual tipicamente está localizado em um SCM 4. O SEM 3 é crítico para o sistema de controle. Os métodos atuais de segurança envolvem simplesmente esperar por uma falha, comutar para a reserva e substituir, quando possível, esperando que a reserva não falhe. Atualmente, não há uma monitoração ativa para predição de falha. A operação elétrica do poço também é dependente de conectores submarinos, os quais são itens complexos de combinação a úmido e freqüentemente são o ponto no qual a distribuição elétrica, hidráulica ou química falha. Os problemas com conectores freqüentemente podem ser resolvidos pela refeitura deles, o que é relativamente simples, mas requer

a mobilização de um veículo operado remotamente.

Um método de exemplo de acordo com a presente invenção pode:

a) monitorar os dados de 'manutenção da casa' quanto a
5 fatores de deterioração de saúde, tais como temperatura, pressão e umidade e também monitorar quanto a sinais de deterioração, tais como flutuações de corrente consumida, níveis de sinal, voltagens, etc.;

b) determinar a vida para o SEM ou as placas
10 individuais e/ou componentes, com base nos fatores acima através de um teste de vida acelerada; e

c) calcular uma vida útil remanescente para o SEM, para permitir uma substituição antes de uma falha; e usar uma combinação de monitoração de partes elétricas (LIM),
15 fluido hidráulico e medidores de fluxo de injeção de produto químico ou detectores de vazamento para a determinação da saúde geral dos conectores submarinos.

As modalidades descritas acima são apenas de exemplo, e aqueles versados na técnica prontamente divisarão
20 alternativas no escopo das reivindicações.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para a monitoração da condição de um aparelho localizado em uma instalação submersa, caracterizado por compreender as etapas de:

5 a) detecção de pelo menos um parâmetro associado ao aparelho,

b) provisão de um modelo de comportamento esperado de pelo menos um referido parâmetro,

c) comparação do referido parâmetro detectado com o
10 referido modelo, e

d) avaliação da condição do aparelho com base na referida comparação.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato das etapas b), c) e d) serem
15 realizadas usando-se um sistema especialista.

3. Método, de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo fato do sistema especialista compreender um banco de dados histórico.

4. Método, de acordo com uma das reivindicações 2 ou
20 3, caracterizado por incluir a etapa de provisão do sistema especialista com uma entrada a partir de uma fonte externa, sendo a referida entrada usada para melhoria do modelo.

5. Método, de acordo com qualquer reivindicação 1, 2, 3 ou 4, caracterizado pelo fato da etapa a) incluir a
25 detecção de uma pluralidade de parâmetros.

6. Método, de acordo com qualquer reivindicação 1, 2, 3, 4 ou 5, caracterizado pelo fato da etapa a) incluir a colação de quaisquer alarmes associados ao parâmetro.

7. Método, de acordo com qualquer uma das
30 reivindicações 5 ou 6, caracterizado pelo fato de a cada

parâmetro e/ou alarme ser atribuída uma classificação de prioridade no modelo.

8. Método, de acordo com qualquer reivindicação 1, 2, 3, 4, 5, 6 ou 7, caracterizado pelo fato do método ser usado para monitoração da condição de um condutor elétrico de umbilical.

9. Método, de acordo com a reivindicação 8, caracterizado pelo fato da etapa a) incluir a detecção de pelo menos um dentre:

uma leitura de LIM de superfície; uma voltagem de entrada de superfície; uma corrente de entrada de superfície, uma voltagem de entrada submersa; uma corrente de entrada submersa; e um LIM submerso.

10. Método, de acordo com qualquer reivindicação 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 ou 9, caracterizado pelo fato do método ser usado para a detecção e/ou a monitoração de um vazamento de fluido hidráulico.

11. Método, de acordo com a reivindicação 10, caracterizado pelo fato de etapa a) incluir a detecção de pelo menos um dentre: uma ativação de uma válvula; um fluxo de fluido hidráulico na instalação; uma quantidade de fluido hidráulico deixando um reservatório hidráulico localizado na superfície; e uma pressão de fluido hidráulico em um ou mais pontos em um sistema de controle da instalação.

12. Método, de acordo com qualquer reivindicação 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 ou 11, caracterizado pelo fato do método ser usado para a detecção e/ou a monitoração de um desgaste ou da erosão em uma válvula de estrangulamento.

13. Método, de acordo com a reivindicação 12,

caracterizado por incluir a etapa de determinação de uma vazão através da válvula de estrangulamento.

14. Método, de acordo com a reivindicação 13, caracterizado pelo fato da vazão ser determinada pelo uso de um medidor de fluxo nas proximidades da válvula de estrangulamento para a determinação direta do fluxo através dali.

15. Método, de acordo com a reivindicação 13, caracterizado pelo fato da vazão ser determinada pela medição das características de pressão e de temperatura de um fluido na entrada e na saída do estrangulamento.

16. Método, de acordo com qualquer reivindicação 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 ou 15, caracterizado por ser usado para a detecção e/ou a monitoração de desgaste em um atuador de válvula.

17. Método, de acordo com a reivindicação 16, caracterizado por compreender a etapa de determinação do volume de fluido consumido por uma atuação da válvula.

18. Método, de acordo com a reivindicação 17, caracterizado pelo fato do volume ser determinado pela medição de uma pressão de fluido hidráulico em cada lado da válvula.

19. Método, de acordo com a reivindicação 17, caracterizado pelo fato do volume ser determinado por uma medição direta.

20. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 16, 17, 18 ou 19, caracterizado por compreender a etapa de monitoração do número de atuações de válvula realizadas.

21. Método, de acordo com a reivindicação 20,

caracterizado pelo fato da etapa c) compreender a comparação do número de atuações para intervalos de vida conhecidos de componentes de atuador.

22. Método, de acordo com qualquer uma das reivindicações 16, 17, 18, 19, 20 ou 21, caracterizado por compreender a etapa de determinação do tempo gasto para se ativar por todo o curso plenamente o atuador.

23. Método, de acordo com a reivindicação 22, caracterizado por compreender ainda a etapa de uso do tempo determinado gasto para calcular o atrito no atuador.

24. Método, de acordo com qualquer reivindicação 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 ou 22, caracterizado pelo fato do método ser usado para a detecção e/ou a monitoração de uma falha dos componentes eletrônicos para controle do aparelho na instalação.

25. Método, de acordo com a reivindicação 24, caracterizado pelo fato de etapa a) incluir a detecção de pelo menos um dentre: temperatura; pressão; umidade; corrente consumida por um componente; níveis de sinal; e voltagem em pelo menos uma localização na instalação.

26. Método, de acordo com uma das reivindicações 24 ou 25, caracterizado por compreender a etapa de determinação da saúde de um conector elétrico submerso.

27. Método, de acordo com a reivindicação 26, caracterizado pelo fato da saúde do conector ser determinada pela obtenção de pelo menos um dentre: medições de LIM; determinações de fluxo de fluido hidráulico; e determinações de fluxo de injeção de produto químico.

28. Meio de monitoração de condição para a monitoração

de um componente de uma instalação submersa, caracterizado por compreender:

um sensor associado ao componente para a detecção de um parâmetro e a extração de um sinal indicativo do referido parâmetro;

um sistema especialista disposto para receber cada referida sinal de saída, o sistema especialista incluindo um modelo de comportamento esperado do referido parâmetro.

29. Meio de monitoração de condição, de acordo com a reivindicação 28, caracterizado pelo fato do sistema especialista incluir um banco de dados histórico.

30. Meio de monitoração de condição, de acordo com uma das reivindicações 28 ou 29, caracterizado pelo fato do componente compreender um umbilical e um conjunto de terminação de umbilical associado, o meio de monitoração de condição sendo adaptado para a monitoração da condição de condutores elétricos do componente.

31. Meio de monitoração de condição, de acordo com a reivindicação 30, caracterizado por compreender sensores para a detecção de um ou mais dentre: uma leitura de LIM de superfície; uma voltagem de entrada de superfície; uma corrente de entrada de superfície; uma voltagem de entrada submersa; uma corrente de entrada submersa; e um LIM submerso.

32. Meio de monitoração de condição, de acordo com qualquer uma das reivindicações 28, 29, 30 ou 31, caracterizado por compreender um meio para a colação de quaisquer alarmes associados ao parâmetro.

33. Meio de monitoração de condição, de acordo com qualquer uma das reivindicações 28, 29, 30, 31 ou 32,

caracterizado pelo fato do componente compreender um sistema de fluido hidráulico, o meio de monitoração de condição sendo adaptado para detectar e/ou monitorar um vazamento de fluido hidráulico a partir do sistema.

5 34. Meio de monitoração de condição, de acordo com a reivindicação 33, caracterizado pelo fato do meio de monitoração de condição compreender sensores para a detecção de pelo menos um dentre: ativação de uma válvula na instalação; um fluxo de fluido hidráulico na instalação;
10 uma quantidade de fluido hidráulico deixando um reservatório hidráulico localizado na superfície; e uma pressão de fluido hidráulico em um ou mais pontos em um sistema de controle da instalação.

 35. Meio de monitoração de condição, de acordo com
15 qualquer uma das reivindicações 28, 29, 30, 31, 32, 33 ou 34, caracterizado pelo fato do componente compreender uma válvula de estrangulamento, o meio de monitoração de condição sendo adaptado para detectar e/ou monitorar o desgaste ou a erosão na válvula de estrangulamento.

20 36. Meio de monitoração de condição, de acordo com a reivindicação 35, caracterizado pelo fato do meio de monitoração de condição compreender um meio para a determinação de uma vazão através da válvula de estrangulamento.

25 37. Meio de monitoração de condição, de acordo com a reivindicação 36, caracterizado pelo fato do meio de determinação de vazão compreender um medidor de fluxo nas proximidades da válvula de estrangulamento para a determinação direta do fluxo através dali.

30 38. Meio de monitoração de condição, de acordo com a

reivindicação 36, caracterizado pelo fato do meio de determinação de vazão compreender sensores para a medição das características de pressão e de temperatura de um fluido na entrada e na saída do estrangulamento.

5 39. Meio de monitoração de condição, de acordo com qualquer uma das reivindicações 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37 ou 38, caracterizado pelo fato do componente compreender um atuador de válvula, o meio de monitoração de condição sendo adaptado para detectar e/ou monitorar o
10 desgaste no atuador de válvula.

 40. Meio de monitoração de condição, de acordo com a reivindicação 39, caracterizado pelo fato do meio de monitoração de condição compreender um meio para a determinação do volume de fluido consumido por uma atuação
15 da válvula.

 41. Meio de monitoração de condição, de acordo com a reivindicação 40, caracterizado pelo fato do meio de determinação de volume compreender um sensor de pressão de fluido hidráulico localizado em cada lado da válvula.

20 42. Meio de monitoração de condição, de acordo com a reivindicação 40, caracterizado pelo fato do meio de determinação de volume compreender um sensor de volume.

 43. Meio de monitoração de condição, de acordo com qualquer uma das reivindicações 39, 40, 41 ou 42, caracterizado por compreender um meio para a monitoração do
25 número de atuações de válvula realizadas.

 44. Meio de monitoração de condição, de acordo com a reivindicação 43, caracterizado pelo fato do sistema especialista ser adaptado para comparar o número de
30 atuações com os intervalos de vida conhecidos de

componentes do atuador.

45. Meio de monitoração de condição, de acordo com qualquer uma das reivindicações 39, 40, 41, 42, 43 ou 44, caracterizado por compreender um meio para a determinação
5 do tempo gasto para se ativar por todo o curso plenamente o atuador.

46. Meio de monitoração de condição, de acordo com a reivindicação 45, caracterizado por compreender ainda um meio para o cálculo do atrito no atuador, usando-se o tempo
10 determinado.

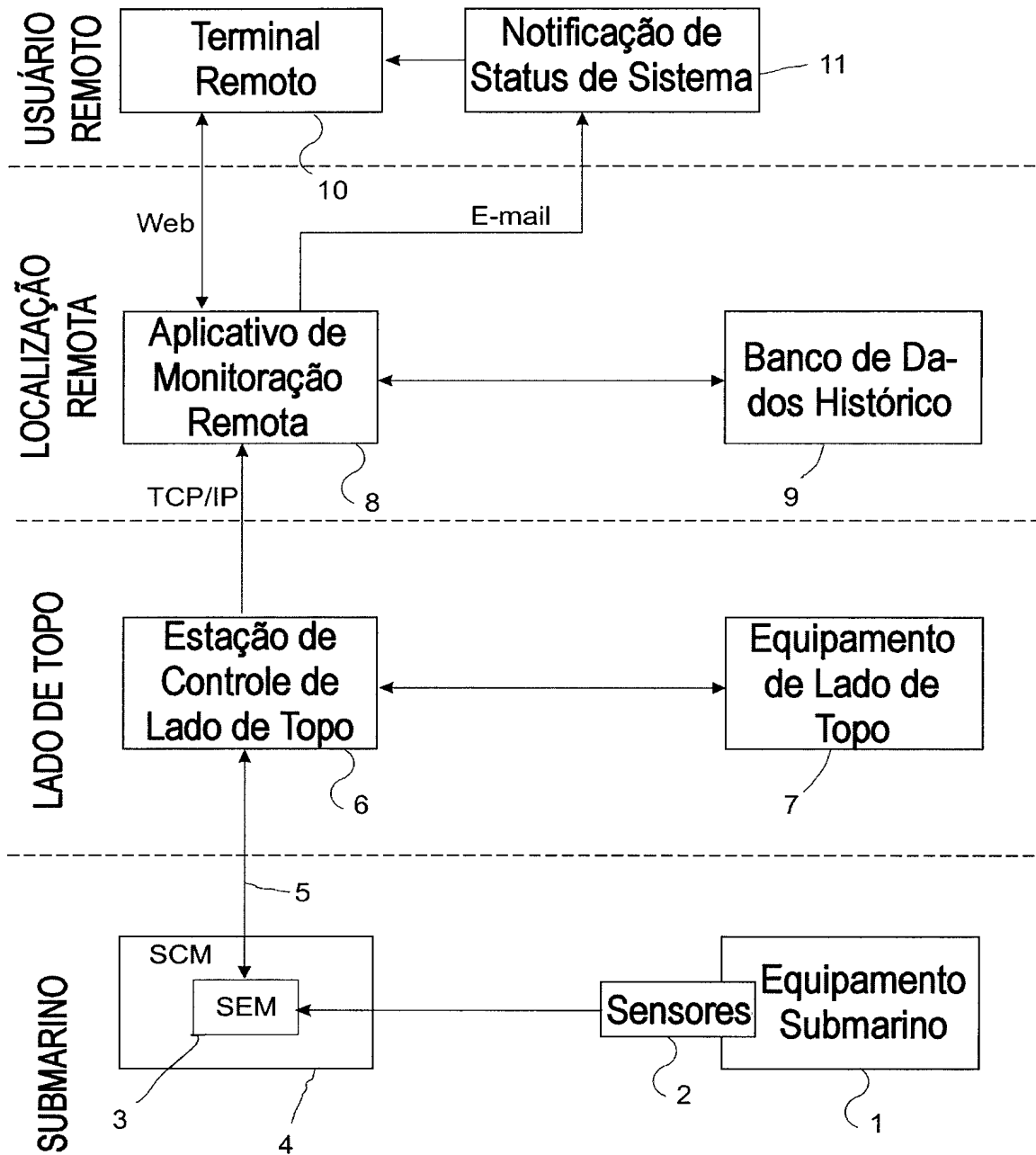
47. Meio de monitoração de condição, de acordo com qualquer uma das reivindicações 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45 ou 46, caracterizado pelo fato do componente compreender
15 componentes eletrônicos para o controle do aparelho na instalação, e o meio de monitoração de condição ser adaptado para detectar e/ou monitorar uma falha dos componentes eletrônicos.

48. Meio de monitoração de condição, de acordo com a
20 reivindicação 47, caracterizado por compreender um meio para a detecção de pelo menos um dentre: temperatura; pressão; umidade; corrente consumida por um componente; níveis de sinal; e voltagem em pelo menos uma localização na instalação.

25 49. Meio de monitoração de condição, de acordo com uma das reivindicações 47 ou 48, caracterizado por compreender um meio para a determinação da saúde de um conector elétrico submerso.

30 50. Meio de monitoração de condição, de acordo com a reivindicação 49, caracterizado pelo fato do meio para a

determinação da saúde do conector compreender sensores para a obtenção de pelo menos um dentre: medições de LIM; determinações de fluxo de fluido hidráulico; e determinações de fluxo de injeção de produto químico.

Fig. 1

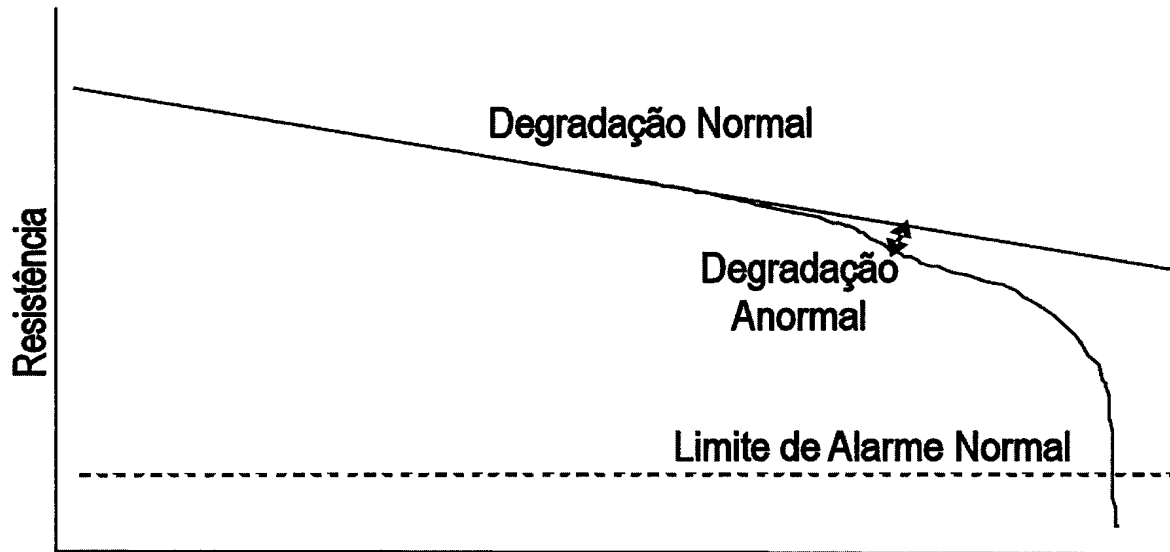
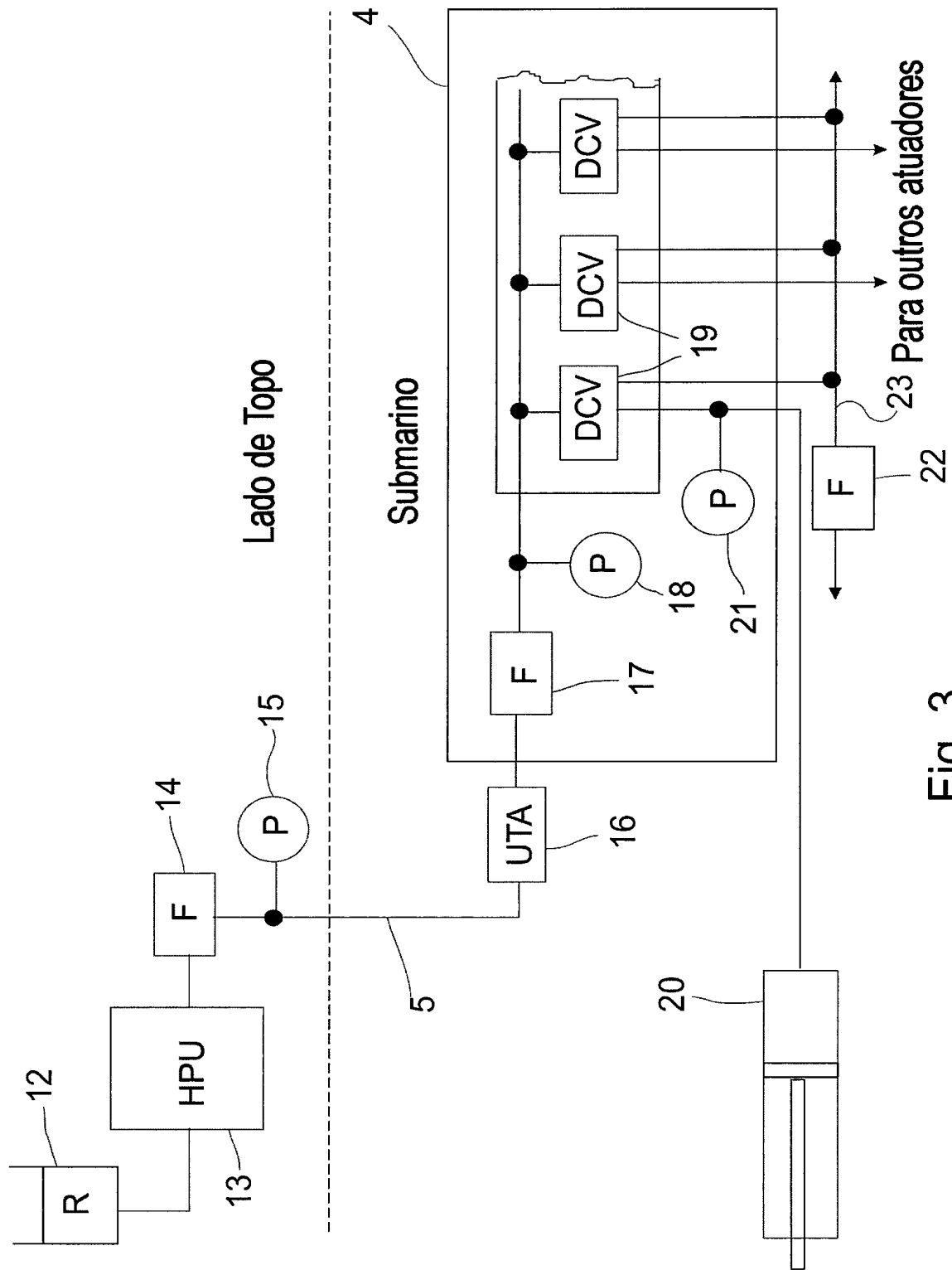


Fig. 2

Fig. 3

RESUMO

MONITORAÇÃO DE CONDIÇÃO DE UMA INSTALAÇÃO SUBMERSA

Um método para a monitoração da condição de um aparelho localizado em uma instalação submersa compreende
5 as etapas de:

a) detecção de pelo menos um parâmetro associado ao aparelho,

b) provisão de um modelo de comportamento esperado de pelo menos um referido parâmetro,

10 c) comparação do referido parâmetro detectado com o referido modelo, e

d) avaliação da condição do aparelho com base na referida comparação.