

Señores
DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y C
Bogotá, D.C.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 08-106717- -00009-0000

Fecha: 2012-12-06 09:47:41
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 523 RESPUESTADep. 2020 DIR.NUEVASCR
Eve: 379 FASENACIONALI
Folios: 26

Re.: Expediente No. 08 106.717
Fase nacional de Solicitud de Patente PCT
a nombre de SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.
Código 011 – 378 – 444

En relación con la solicitud contenida en el expediente de la referencia y, en particular, para dar respuesta al Concepto Técnico contenido en su último Oficio No. 13870 proferido dentro del mismo, dentro del término conferido, por medio del presente escrito me permito manifestarle:

1. Mi representada me ha dado precisas instrucciones de presentar un nuevo capítulo de reivindicaciones.

2. En consecuencia, acompaño al presente escrito las reivindicaciones 1 a 32 junto con el comprobante de pago por concepto de la tasa correspondiente a veintidós (22) reivindicaciones adicionales a partir de la número 10, Recibo No. 135,200

3. En relación con las modificaciones hechas al capítulo reivindicatorio que se acompaña, me permito manifestarle:

3.1 Se agregan los números de referencia frente a los elementos relevantes en las reivindicaciones independientes.

3.2 Se eliminan los términos considerados como imprecisos por el señor Examinador.

3.3 Con respecto a la falta de claridad de la reivindicación 1 mi representada considera que las acciones reclamadas en la misma son claras. Por otra parte, en las modificaciones introducidas se hace explícita la estructura involucrada en la realización del método (por ejemplo, computador, red de comunicación de datos, bomba, pozo, etc.). Adicionalmente, el último aparte de la reivindicación 1 ahora indica "monitorear la probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible (11) usando el sistema de gestión (37)"; señalando que el sistema incluye un computador. Las mencionadas características técnicas "definen la invención".

3.4 Las reivindicaciones 16 y 32 ahora están vinculadas a un computador o equipo de cómputo.

3.5 El término "medios" se reemplaza por "equipo". Por ejemplo, la reivindicación 17 ahora señala:

"Equipo de adquisición de datos, operativamente acoplado a una pluralidad de sensores instalados dentro de dicho pozo, dicho equipo de adquisición de datos recoge una pluralidad de primeros valores de medición ";

"Equipo de perfilación de datos para almacenar dicha pluralidad de primeros valores de medición, cada primer valor de medición asociado con uno de una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible (11), dicha pluralidad de primeros valores de medición obtenidos durante la primera operación de fondo de pozo de la bomba eléctrica sumergible (11) en el tiempo ";

"equipo de predicción de fallas que incluye. . . equipo de cómputo para generar un valor de predicción de fallos mediante el cálculo. . . . "

El lenguaje de la reivindicación 17 es de suficiente y detallado carácter técnico. Por ejemplo, el equipo de adquisición de datos está "operativamente acoplado a una pluralidad de sensores"; el equipo de perfilación de datos es para almacenar, por ejemplo, datos del equipo de adquisición de datos; y el equipo de predicción de fallas incluye "equipo de cómputo". Se puede entender que el sistema de la reivindicación 17 tiene suficiente carácter técnico detallado en cuanto a equipo inter-operativo especial para monitorear una bomba eléctrica sumergible para la probabilidad de falla.

4. Acompaño los Folios de la Descripción y las Figuras en los que se han efectuado las correcciones de errores de redacción, digitación e inconsistencias solicitadas.
5. Con respecto a la objeción de que el objeto de las reivindicaciones 1 a 32 no se considera una invención, mi representada considera que el sistema de gestión reivindicado es más que "la sola presencia de un vínculo con una máquina". Por ejemplo, la reivindicación 1 de método se refiere a "un sistema de gestión (37) que comprende un computador" que está "conectado con la bomba eléctrica sumergible (11) remotamente por medio de una red de comunicaciones de datos (39)" para "generar un valor de predicción de falla con el sistema de gestión (37)" realizando cálculos y "almacenar el mencionado valor de

predicción de falla en el sistema de gestión (37) para la subsiguiente salida y monitoreo de la bomba eléctrica sumergible (11)” y, de hecho, “monitorear la probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible (11) usando el sistema de gestión (37)”.

El sistema de gestión reivindicado es una máquina (o sea, incluye un computador) que monitorea otra máquina (o sea, una bomba eléctrica sumergible) para la probabilidad de falla, basado en mediciones “obtenidas durante la operación en fondo de pozo de la bomba eléctrica sumergible (11) en el tiempo”.

Los vehículos, en general, incluyen sistemas de alerta/alarma, por ejemplo, consideremos una luz de alerta (o sea, una interfaz gráfica) para la temperatura del refrigerante del motor, nivel de aceite, etc. Si dichos sistemas de alerta son “invenciones” entonces el método de la reivindicación 1 y el sistema de la reivindicación 17 también lo son. En otras palabras, mi representada no puede distinguir por qué una clase sería una “invención” y la otra clase no sería una “invención”.

6. En relación con el documento citado US 2005/251362 que, considera el señor Examinador afecta la novedad de las reivindicaciones, nos permitimos manifestarle:
 - a. Al realizar la evaluación de novedad el señor Examinador se refiere a “generar un valor de predicción de fallas con el sistema de gestión calculando un cambio porcentual de los respectivos primeros valores de medición y los correspondientes valores operativos estables suministrados por el usuario” y cita el bloque 24 y el párrafo 22 del documento US 2005/251362 afirmando “los parámetros seleccionados, basados en los datos adquiridos, pueden ser entonces comparados con los datos/parámetros de referencia establecidos para la unidad específica de bombeo, como se ilustra en el bloque 24. Esta comparación permite al administrador del pozo determinar si el sistema específico de bombeo cumple con los criterios de desempeño, por ejemplo ha pasado el umbral de bajo desempeño [0022].
 - b. La reivindicación 1 también señala: “el valor de predicción de falla que representa la probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible”. El documento US 2005/0251362 NO arroja evidencia de dicho “valor de predicción de falla”. Además, el documento US 2005/0251362 se enfoca explícitamente en el desempeño esperado - “determinar si un sistema



de bombeo específico no está cumpliendo su función como es de esperar” (ver, p.ej., párrafo [0028]).

En resumen, el incumplimiento del desempeño esperado no es igual a la probabilidad de falla.

En efecto, una bomba puede cumplir expectativas de desempeño y de todas formas tener una probabilidad de falla aumentada debido a cualquiera de entre diversos factores. Según esto, “el desempeño esperado” y la “probabilidad de falla” no son equivalentes.

- c. Para claridad adicional, solicitamos al señor Examinador tener en cuenta la sección de antecedentes de la presente solicitud:

“En muchas aplicaciones, las bombas eléctricas sumergibles son instaladas en pozos que se encuentran en alta mar, submarinos o en áreas remotas de difícil acceso para la intervención y las operaciones de restauración o aumento de producción del pozo. En estas aplicaciones sería de provecho ofrecer a los operadores la capacidad de monitorear con exactitud el estado de las bombas eléctricas sumergibles y predecir de forma efectiva las fallas antes de que se presenten de modo que el equipo se pueda movilizar con eficiencia antes de que la bomba falle. Para tal fin se han desarrollado sistemas que ofrecen adquisición de datos y monitoreo en tiempo real de una bomba eléctrica sumergible. Estos sistemas les permiten a los operadores monitorear en tiempo real las características operacionales de la bomba y controlar de forma inteligente la operación de la bomba. Tales operaciones les permiten a los operadores identificar condiciones cambiantes del pozo así como cambios en las características de la bomba debidas a desgaste e inestabilidad, y optimizar el rendimiento del sistema de bombeo con base en esta información. Estas operaciones también les permiten a los operadores emprender acciones correctivas inmediatas si las condiciones lo ameritan.

Una desventaja reside en que los sistemas de monitoreo actuales exigen operadores experimentados que monitoreen y analicen en detalle las condiciones operativas de la bomba con el fin de identificar condiciones operativas que predigan si es inminente una falla del sistema de bombeo y cuándo se va a presentar. Emplear dichos operadores experimentados (o dar a un operador sin experiencia el entrenamiento necesario) resulta difícil y costoso durante la vida operacional del sistema de bombeo.

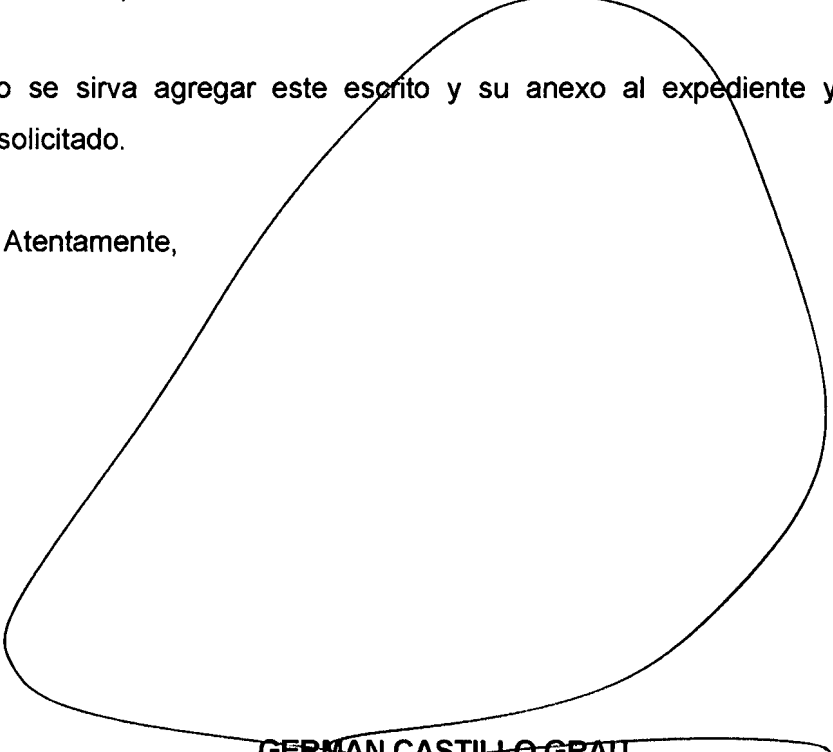
De suerte que existe la necesidad en el estado de la técnica de proporcionar un sistema de monitoreo de la bomba eléctrica sumergible que ofrezca un método sencillo y fácil de usar para predecir con exactitud la falla de la bomba y que evite las dificultades y monitoreo que se asocian con los sistemas del estado de la técnica.”

Los anteriores párrafos explican de forma explícita que los sistemas del estado de la técnica como los de US 2005/0251362 no satisfacen una necesidad particular, es decir, la necesidad de proveer predicción de las fallas de la bomba.

7. Consideramos que con las correcciones efectuadas, el capítulo de reivindicaciones que se acompaña resuelve las objeciones a las mismas, planteadas por el señor Examinador.

Le solicito se sirva agregar este escrito y su anexo al expediente y conceder el privilegio solicitado.

De Usted Atentamente,



GERMAN CASTILLO GRAU

T.P. No. 2.978 del C.S.J.

REIVINDICACIONES

1. Un método de monitoreo de la probabilidad de falla de una bomba eléctrica sumergible (11) dispuesta en fondo de pozo en una perforación subterránea (13) que incluye:
almacenar una pluralidad de primeros valores de medición en un sistema de gestión (37) que comprende un computador, cada primer valor de medición asociado con uno de una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible (11), dicha pluralidad de primeros valores de medición obtenida durante la operación en fondo de pozo de la bomba eléctrica sumergible (11) en el tiempo;
el sistema de gestión (37) está conectado con la bomba eléctrica sumergible (11) remotamente por medio de una red de comunicaciones de datos (39);
obtener una pluralidad de valores operativos estables suministrados por el usuario correspondientes a dicha pluralidad de parámetros operativos e ingresar los parámetros estables de operación suministrados por el usuario al sistema de gestión (37);
generar un valor de predicción de falla con el sistema de gestión (37) mediante el cálculo de un porcentaje de cambio de los respectivos primeros valores de medición y los correspondientes valores operativos estables suministrados por el usuario, el valor de predicción de falla representa la probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible (11);
almacenar dicho valor de predicción de falla en el sistema de gestión (37) para la subsiguiente salida y monitoreo de la bomba eléctrica sumergible (11); y
monitorear la probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible (11) usando el sistema de gestión (37).
2. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que se caracteriza porque:
la mencionada pluralidad de primeros valores de medición se asocian con una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible seleccionados de entre el grupo que incluye: amperaje operativo, escape de corriente, desequilibrio de corriente, temperatura del motor, índice de desempeño de la bomba, presión de descarga, presión de admisión, vibración de descarga, vibración de admisión, y vibración del motor.
3. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende:
para cada parámetro operativo dado de dicha pluralidad de parámetros operativos, generar un segundo valor de medición correspondiente con base en por lo menos uno de la pluralidad de primeros valores de medición, y generar un

tercer valor de medición correspondiente con base en una diferencia entre dicho segundo valor de medición correspondiente y uno de la pluralidad de valores operativos estables correspondientes suministrados por el usuario; que se caracteriza porque el mencionado valor de predicción de falla se basa en dichos terceros valores de medición correspondientes a la mencionada pluralidad de parámetros operativos.

4. El método de acuerdo con la reivindicación 3, que se caracteriza porque:
el segundo valor de medición para un parámetro operativo respectivo es generado recuperando uno de la pluralidad de primeros valores de medición, dicho primer valor de medición está asociado con el parámetro operativo respectivo que se midió durante un intervalo de consulta más reciente.
5. El método de acuerdo con la reivindicación 3, que se caracteriza porque:
el tercer valor de medición para un parámetro operativo respectivo se calcula como un porcentaje de cambio de dicho segundo valor de medición correspondiente a partir del mencionado valor operativo estable correspondiente suministrado por el usuario.
6. El método de acuerdo con la reivindicación 3, que se caracteriza porque:
el mencionado valor de predicción de falla se calcula cartografiando dichos terceros valores de medición a valores de factor de peso, escalar dichos valores de factor de peso por un conjunto de calificaciones de confianza correspondientes para generar un conjunto de productos resultantes, y luego sumar los productos resultantes.
7. El método de acuerdo con la reivindicación 6, que se caracteriza porque:
la cartografía de dichos terceros valores de medición a los valores de factor de peso es fija e inalterable por el computador que responde a la recepción de una entrada de usuario.
8. El método de acuerdo con la reivindicación 6, que se caracteriza porque:
las mencionadas calificaciones de confianza son fijas e inalterables por el computador que responde a la recepción de una entrada de usuario.
9. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende:
generar por lo menos una interfaz gráfica de usuario con base en el mencionado valor de predicción de falla; y
enviar la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario a una pantalla.
10. El método de acuerdo con la reivindicación 9, que se caracteriza porque:
la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario incluye por lo menos una gráfica de un terreno de gráficas que incluye:
 - i) una presentación gráfica del mencionado valor de predicción de falla en sí;

- ii) por lo menos una gráfica de alarma visual que se muestra en respuesta al valor de predicción de falla que sobrepasa un valor umbral predeterminado;
 - iii) una descripción gráfica de la causa subyacente de una condición de alarma que se dispara en el evento de que el valor de predicción de falla sobrepase un valor umbral predeterminado; y
 - iv) una gráfica de calibración que ilustre gráficamente el mencionado valor de predicción de falla.
11. El método de acuerdo con la reivindicación 9, que se caracteriza porque:
la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario incluye otra información de vigilancia del pozo.
12. El método de acuerdo con la reivindicación 9, que se caracteriza porque:
la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario se muestra en la pantalla como una página de internet.
13. El método de acuerdo con la reivindicación 9, que además comprende:
comunicar la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario sobre una red de comunicación de datos para mostrarla en un dispositivo de computación del cliente.
14. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende:
comunicar la mencionada pluralidad de primeros valores de medición sobre una red de comunicación de datos para almacenarla en una ubicación remota con respecto a la perforación.
15. El método de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende:
actualizar dinámicamente por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario con base en el computador que recibe una entrada de usuario.
16. El método de acuerdo con la reivindicación 15, que además comprende:
enviar, por el computador, una interfaz gráfica de usuario a una pantalla, dicha interfaz gráfica de usuario proporciona un control gráfico para la actualización dinámica de por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario;
y
actualizar el por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario de conformidad con la interacción del usuario con el mencionado control gráfico de la cual interfaz gráfica de usuario.
17. Un sistema (37) de monitoreo de probabilidad de falla de una bomba eléctrica sumergible (11) dispuesta en fondo de pozo en una perforación subterránea(13), que incluye:

equipo de adquisición de datos, acoplado operativamente a una pluralidad de sensores desplegados dentro de la mencionada perforación, dicho equipo de adquisición de datos recoge una pluralidad de primeros valores de medición; equipo de perfilación de datos para almacenar la mencionada pluralidad de primeros valores de medición, cada primer valor de medición asociado con uno de una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible (11), dicha pluralidad de primeros valores de medición se obtiene durante la operación en fondo de pozo de la bomba eléctrica sumergible (11) en el tiempo; equipo de predicción de fallas que incluye:

- i) equipo para obtener una pluralidad de valores operativos estables suministrados por el usuario correspondientes a la mencionada pluralidad de parámetros operativos;
- ii) equipo de cómputo para generar un valor de predicción de falla mediante el cálculo de un porcentaje de cambio de los respectivos primeros valores de medición y los correspondientes valores operativos estables suministrados por el usuario, el valor de predicción de falla representa la probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible (11); y
- iii) almacenamiento de datos para almacenar el mencionado valor de predicción de falla para salida y monitoreo subsiguientes de la bomba eléctrica sumergible (11).

18. El sistema de acuerdo con la reivindicación 17, que se caracteriza porque:

la mencionada pluralidad de primeros valores de medición están asociados con una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible seleccionados de entre el grupo que incluye: amperaje operativo, escape de corriente, desequilibrio de corriente, temperatura del motor, índice de desempeño de la bomba, presión de descarga, presión de admisión, vibración de descarga, vibración de captación, y vibración del motor.

19. El sistema de acuerdo con la reivindicación 17, que se caracteriza porque:

el mencionado equipo de cómputo para generar un valor de predicción de falla incluye equipo operativo, para cada parámetro operativo dado de dicha pluralidad de parámetros operativos, para generar un correspondiente segundo valor de medición con base en por lo menos uno de entre la pluralidad de primeros valores de medición, y para generar un tercer valor de medición correspondiente, con base en una diferencia entre el mencionado segundo valor de medición correspondiente y uno de la pluralidad de correspondientes valores operativos estables suministrados por el usuario; y

que se caracteriza porque el mencionado valor de predicción de falla se basa en los mencionados terceros valores de medición correspondientes a la mencionada pluralidad de parámetros operativos.

20. El sistema de acuerdo con la reivindicación 19, que se caracteriza porque:
el segundo valor de medición para un parámetro operativo respectivo es generado recuperando uno de la pluralidad de primeros valores de medición, dicho primer valor de medición asociado con el parámetro operativo respectivo que se midió durante un intervalo de consulta más reciente.
21. El sistema de acuerdo con la reivindicación 19, que se caracteriza porque:
el tercer valor de medición para un parámetro operativo respectivo se calcula como un porcentaje de cambio del mencionado segundo valor de medición correspondiente a partir de dicho valor operativo estable correspondiente suministrado por el usuario.
22. El sistema de acuerdo con la reivindicación 19, que se caracteriza porque:
el mencionado valor de predicción de falla se calcula cartografiando el mencionado conjunto de terceros valores de medición a valores de factor de peso, escalando dichos valores de factor de peso por un conjunto de calificaciones de confianza correspondientes para generar un conjunto de productos resultantes, y luego sumando los productos resultantes.
23. El sistema de acuerdo con la reivindicación 22, que se caracteriza porque:
la cartografía de los mencionados terceros valores de medición a valores de factor de peso es fija e inalterable por el sistema que responde a la recepción de una entrada de usuario.
24. El sistema de acuerdo con la reivindicación 22, que se caracteriza porque:
las mencionadas calificaciones de confianza son fijas e inalterables por el sistema que responde a la recepción de una entrada de usuario.
25. El sistema de acuerdo con la reivindicación 17, que comprende:
equipo de cómputo para generar por lo menos una interfaz gráfica de usuario con base en el mencionado valor de predicción de falla; y
equipo para enviar la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario a una pantalla.
26. El sistema de acuerdo con la reivindicación 25, que se caracteriza porque:
la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario incluye por lo menos una gráfica de un terreno de gráficas que incluye:
i) una presentación gráfica del mencionado valor de predicción de falla en sí;
ii) por lo menos una gráfica de alarma visual que se muestra en respuesta al valor de predicción de falla que sobrepasa un valor umbral predeterminado;

- iii) una descripción gráfica de la causa subyacente de una condición de alarma que se dispara en el evento de que el valor de predicción de falla sobrepase un valor umbral predeterminado; y
- iv) una gráfica de calibración que ilustre gráficamente el mencionado valor de predicción de falla.

27. El sistema de acuerdo con la reivindicación 25, que se caracteriza porque:
la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario incluye otra información de vigilancia del pozo.
28. El sistema de acuerdo con la reivindicación 25, que se caracteriza porque:
la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario se muestra en la pantalla como una página de internet.
29. El sistema de acuerdo con la reivindicación 25, que además comprende:
comunicar la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario sobre una red de comunicación de datos para visualización en una pantalla en un dispositivo de computo de un cliente.
30. El sistema de acuerdo con la reivindicación 17, que comprende:
equipo de comunicación de datos para comunicar la mencionada pluralidad de primeros valores de medición desde el mencionado equipo de adquisición de datos al equipo de predicción de fallas.
31. El sistema de acuerdo con la reivindicación 17, que además comprende:
equipo para actualizar dinámicamente por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario con base en la recepción de una entrada de usuario.
32. El sistema de acuerdo con la reivindicación 31, que además comprende:
equipo de cómputo para generar y enviar una interfaz gráfica de usuario a una pantalla, dicha interfaz gráfica de usuario permite la actualización dinámica de por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario; y
equipo para actualizar el por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario de conformidad con interacción del usuario con la mencionada interfaz gráfica de usuario.

SISTEMA Y MÉTODO PARA MONITOREO Y PREDICCIÓN EN TIEMPO REAL DE FALLAS DE BOMBAS ELÉCTRICAS SUMERGIBLES

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Campo de la invención

[0001] La presente invención se relaciona ampliamente con pozos petroleros artificialmente elevados. Más particularmente, la presente invención se relaciona con el monitoreo en tiempo real y la predicción de fallas de las bombas eléctricas sumergibles.

Descripción del estado de la técnica relacionado

[0002] En muchos pozos petroleros se emplea un sistema de elevación artificial para elevar el fluido (p.ej., petróleo) desde un yacimiento subterráneo hasta el punto de recogida. En muchas aplicaciones, el sistema de elevación artificial incluye una bomba eléctrica sumergible que se dispone dentro de una perforación. La bomba toma fluido del pozo y lo bombea hacia arriba o hacia un lado a través del pozo hasta el punto de recogida. Durante la operación extendida, los componentes de la bomba eléctrica sumergible pueden ser objeto de degradación o ruptura, lo cual puede conducir a actividades indeseadas de intervención del pozo como operaciones de restauración o aumento de producción del pozo.

[0003] En muchas aplicaciones, las bombas eléctricas sumergibles son instaladas en pozos que se encuentran en alta mar, submarinos o en áreas remotas de difícil acceso para la intervención y las operaciones de restauración o aumento de producción del pozo. En estas aplicaciones sería de provecho ofrecer a los operadores la capacidad de monitorear con exactitud el estado de las bombas eléctricas sumergibles y predecir de forma efectiva las fallas antes de que se presenten de modo que el equipo se pueda movilizar con eficiencia antes de que la bomba falle. Para tal fin se han desarrollado sistemas que ofrecen adquisición de datos y monitoreo en tiempo real de una bomba eléctrica sumergible. Estos sistemas les permiten a los operadores monitorear en tiempo real las características operacionales de la bomba y controlar de forma inteligente la operación de la bomba. Tales operaciones les permiten a los operadores identificar condiciones cambiantes del pozo así como cambios en las características de la bomba debidas a desgaste e inestabilidad, y optimizar el rendimiento del sistema de bombeo con base en esta información. Estas operaciones también les permiten a los operadores emprender acciones correctivas inmediatas si las condiciones lo ameritan.

43

[0004] Una desventaja reside en que los sistemas de monitoreo actuales exigen operadores experimentados que monitoreen y analicen en detalle las condiciones operativas de la bomba con el fin de identificar condiciones operativas que predigan si es inminente una falla del sistema de bombeo y cuándo se va a presentar. Emplear dichos operadores experimentados (o dar a un operador sin experiencia el entrenamiento necesario) resulta difícil y costoso durante la vida operacional del sistema de bombeo.

[0005] De suerte que existe la necesidad en el estado de la técnica de proporcionar un sistema de monitoreo de la bomba eléctrica sumergible que ofrezca un método sencillo y fácil de usar para predecir con exactitud la falla de la bomba y que evite las dificultades y monitoreo que se asocian con los sistemas del estado de la técnica.

BREVE RESUMEN DE LA INVENCION

[0006] Por tanto, uno de los objetivos de la invención es proporcionar un sistema de monitoreo de la bomba eléctrica sumergible que ofrezca un mecanismo sencillo y fácil de usar para predecir con exactitud la falla de la bomba.

[0007] Otro de los objetos de la invención es proporcionar dicho sistema de monitoreo que evite las dificultades y costos asociados con el estado de la técnica.

[0008] Un objeto más de la invención es proporcionar dicho sistema de monitoreo en el cual el mecanismo de predicción de fallas pueda ser actualizado de forma sencilla e intuitiva por el usuario sobre la vida operacional del sistema de bombeo eléctrico sumergible, si es necesario.

[0009] De conformidad con estos objetos, que se examinarán en detalle más adelante, un método (y el sistema correspondiente) para monitorear una bomba eléctrica sumergible que almacena los valores de la primera medición asociados con una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible. Los valores de la primera medición incluyen subconjuntos correspondientes a parámetros operativos (p.ej., amperaje operativo, escape de corriente, desbalance actual, temperatura del motor, índice de rendimiento de la bomba, presión de descarga, presión de admisión, vibración de descarga, vibración de admisión y vibración del motor). Cada subconjunto de los valores de la primera medición se obtiene durante operación dentro del pozo de la bomba eléctrica sumergible en el tiempo. Los usuarios definen una pluralidad de valores operativos estables suministrados por usuario correspondientes a los parámetros operativos. Se genera un valor de predicción de fallas que representa la probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible con base en los valores de la primera medición y los valores operativos estables suministrados por el usuario. El valor de predicción de fallas se almacena para la salida y monitoreo subsecuentes de la bomba eléctrica sumergible.

[0010] En la modalidad preferida los valores de la primera medición de cada parámetro operativo son procesados para generar un segundo valor de medición que caracteriza el

14

[0017] La FIG. 4 es una ilustración pictórica de una interfaz gráfica de usuario ejemplar para comunicar información de predicción de fallas que se basa en los cálculos de predicción de fallas realizados en la FIG. 2 junto con otra información de vigilancia del pozo.

[0018] La FIG. 5A es una ilustración pictórica de una interfaz gráfica de usuario ejemplar para comunicar información de predicción de fallas que se basa en los cálculos de predicción de fallas realizados en la FIG. 2 junto con otra información de vigilancia del sistema.

[0019] La FIG. 5B es una ilustración pictórica de una interfaz gráfica de usuario ejemplar para comunicar información de predicción de fallas que se basa en los cálculos de predicción de fallas realizados en la FIG. 2 junto con otra información de vigilancia hidráulica.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

[0020] La presente invención en general se relaciona con un sistema y método para monitoreo y predicción de fallas de bombas eléctricas sumergibles en tiempo real. El sistema y método emplean adquisición de datos y monitoreo en tiempo real del sistema de bombeo en fondo de pozo junto con predicción de fallas automatizada instrumentada por computador. Dicha predicción de fallas le permite al operador del pozo (o el gerente del campo petrolero) predecir con más eficiencia y eficacia las fallas del sistema de bombeo en fondo de pozo antes de que se presenten, con lo cual se minimiza el riesgo de fallas catastróficas y los costos que ellas traen aparejados.

[0021] Volviendo ahora a la Figura 1, se muestra un ejemplo de sistema de bombeo eléctrico sumergible 11 dispuesto dentro de un pozo 13 perforado o de otro modo formado en una formación geológica 15. El sistema de bombeo eléctrico sumergible 11 está suspendido por debajo de un equipo de boca de pozo 17 dispuesto, por ejemplo, en la superficie 19 de la tierra. El sistema de bombeo 11 se suspende mediante un sistema de despliegue 21, como tubería de producción, tubería enrollada u otro sistema de despliegue. En la modalidad que se ilustra, el sistema de despliegue 21 comprende la tubería 23 a través de la cual se lleva el fluido del pozo hasta la boca del pozo 17.

[0022] Como se ilustra, el pozo 13 está forrado con un revestimiento de pozo 25 que tiene perforaciones 27 a través de las cuales el fluido pasa entre el lecho sedimentario 15 y el pozo 13. Por ejemplo, un fluido a base de hidrocarburos puede fluir desde el lecho sedimentario 15 a través de perforaciones 27 y dentro del pozo 13 adyacente al sistema de bombeo eléctrico sumergible 11. Una vez introducido en el pozo 13, el sistema de bombeo 11 opera bombeando el fluido hacia arriba a través de tubería 23 hasta la boca del pozo 17 y en un punto de recogida deseado.

[0023] El sistema de bombeo eléctrico sumergible 11 puede comprender una amplia gama

de audio (p.ej., sistema de altavoces). El sistema de gestión remota 37 incluye funcionalidad de perfilación de datos, funcionalidad de vigilancia de la BES, funcionalidad de control de la BES, funcionalidad de predicción de fallas de la BES, y la lógica de presentación que se describe más adelante.

[0028] La funcionalidad de perfilación de datos de la BES almacena datos que representan las mediciones de parámetros operativos del sistema de bombeo eléctrico sumergible 11 en el tiempo. Tales mediciones de parámetros operativos son generadas por el módulo de control de la BES 31 o recogidas por el módulo de adquisición de datos 33 y comunicadas al sistema de gestión 37 a través del módulo de comunicación de datos 35 y la red de comunicación de datos 39 para monitoreo y control en tiempo real. En la modalidad ilustrativa, la funcionalidad de perfilación de datos recoge y almacena datos que representan por lo menos las siguientes mediciones de parámetros operacionales en el tiempo para cada sistema BES dado:

- i) voltaje operativo (medido por el módulo de control de la BES 31);
- ii) amperaje operativo (medido por el módulo de control de la BES 31);
- iii) desbalance actual (medido por el módulo de control de la BES 31);
- iv) escape de corriente (medido por la unidad transductora 11-6);
- v) temperatura del motor (medida por la unidad transductora 11-6);
- vi) presión en o cerca de la sección de descarga de la BES (medida por la unidad transductora 11-6);
- vii) presión en o cerca de la sección de admisión de la BES (medida por la unidad transductora 11-6);
- viii) vibración de la sección de descarga de la BES (medida por la unidad transductora 11-6);
- ix) vibración de la sección de admisión de la BES (medida por la unidad transductora 11-6); y
- x) vibración en o cerca de la sección de motor de la BES (medida por la unidad transductora 11-6).

[0029] La funcionalidad de vigilancia de la BES analiza los datos de los parámetros operacionales recogidos por la funcionalidad de perfilación de datos en el tiempo para crear resúmenes (p.ej., resúmenes episódicos y otras curvas de tendencia) e informes que ayudan a evaluar el rendimiento de un sistema BES dado. En la modalidad preferida de la invención, la funcionalidad de vigilancia de la BES mide tendencias de parámetros que incluyen un índice de rendimiento de la bomba (PPI) que se calcula con base en la diferencia entre el rendimiento de elevación operacional del sistema BES (derivado de los datos en tiempo real de los parámetros operacionales del sistema BES) y el rendimiento de elevación probado en fábrica del sistema BES. La funcionalidad de vigilancia de la BES

también coopera con la lógica de presentación para generar interfaces gráficas de usuario que les permiten a los usuarios ver los parámetros operacionales almacenados por la funcionalidad de perfilación de datos así como los resúmenes e informes basados en los mismos para efectos de monitoreo y alarma (Figuras 4, 5A, 5B).

[0030] La funcionalidad de control de la BES coopera con la lógica de presentación para generar interfaces gráficas de usuario que les permiten a los usuarios solicitar operaciones de control predeterminadas (p.ej., encender el motor de la BES, apagar el motor de la BES, ajustar la velocidad del motor de la BES) para sistemas de BES particulares manejados por el sistema de gestión 37. Tales solicitudes son traducidas a comandos adecuados que son comunicados al sistema BES deseado a través de la red de comunicación de datos 39.

[0031] La funcionalidad de predicción de fallas de la BES procesa los datos de los parámetros operativos almacenados por la funcionalidad de perfilación de datos para generar un índice (o puntuación) que representa la probabilidad de que un sistema BES 11 en particular falle (que se designa más adelante como Índice de predicción de fallas o IPF). La funcionalidad de predicción de fallas de la BES también coopera con la lógica de presentación para generar una o más interfaces gráficas de usuario que muestran el valor del IPF y otra información basada en éste para servir de salida a usuarios que lo solicitan para efectos de monitoreo y alarma (p.ej., Figuras 3, 4, 5A, 5B).

[0032] Los usuarios se interconectan a la lógica de presentación con el fin de solicitar, acceder y mostrar las interfaces gráficas de usuario generadas por la lógica de presentación en cooperación con la funcionalidad de vigilancia de la BES, la funcionalidad de control de la BES, y la funcionalidad de predicción de fallas de la BES. En la modalidad ilustrativa que se muestra, que es una arquitectura típica cliente-servidor, la interfaz entre un usuario y la lógica de presentación se realiza por la ejecución de una aplicación idónea en uno o más dispositivos de computación del cliente (hay uno que se muestra con el # 41) que están acoplados al sistema de gestión 37 sobre una red de comunicación de datos 43. Una vez recibida una solicitud de interfaz gráfica de usuario, la aplicación opera trayendo y mostrando la interfaz gráfica de usuario en el dispositivo de pantalla del dispositivo de computación del cliente. En modalidades alternativas, la solicitud, acceso, y despliegue de las interfaces gráficas de usuario generadas por la lógica de presentación se puede realizar como parte del sistema de gestión 37 mismo.

[0033] En la modalidad preferida, las interfaces gráficas de usuario generadas por la lógica de presentación en cooperación con la funcionalidad de vigilancia de la BES, la funcionalidad de control de la BES y la funcionalidad de predicción de fallas de la BES son realizadas como páginas de internet (p.ej., documentos HTML, un archivo de texto plano, una imagen o algún otro tipo de documento). Dichas páginas de internet son servidas por un módulo de servidor de red de conformidad con las solicitudes del usuario que se le dirijan.

El módulo de servidor de red, que de preferencia se realiza como parte del sistema de gestión 37, recibe las solicitudes de usuario por conducto de la red de comunicación de datos 43 de aplicaciones de navegador de web que ejecuta los dispositivos de computación del cliente (p.ej., el dispositivo de computación del cliente 41). La interfaz gráfica de usuario solicitada es generada y luego devuelta por el módulo de servidor de red a la pantalla en el dispositivo de computación del cliente que ha hecho la solicitud.

[0034] La Figura 2 ilustra la lógica encarnada por la funcionalidad de predicción de fallas de la BES y la lógica de presentación del sistema de gestión 37 de conformidad con la presente invención. Incluye un conjunto de bloques 101 A – 101 I correspondiente a los respectivos parámetros operativos de la BES. Cada uno de los bloques 101A-101I es responsable de calcular el cambio porcentual del respectivo parámetro operativo de la BES con base en los datos correspondientes de los parámetros operativos recogidos y almacenados por la funcionalidad de perfilación de datos y da como resultado el porcentaje calculado del valor de cambio a la lógica de ponderación 113. De esta forma, el bloque 101A calcula y expresa el valor del cambio porcentual para el amperaje operativo de un sistema BES dado con base en los datos operativos de amperaje de la BES recogidos y almacenados por la funcionalidad de perfilación de datos. El bloque 101 B calcula y expresa el valor del cambio porcentual para el escape de corriente del sistema BES dado con base en los datos reales de escape de la BES recogidos y almacenados por la funcionalidad de perfilación de datos. El bloque 101 C calcula y expresa el valor del cambio porcentual para la temperatura del motor del sistema BES dado con base en los datos de temperatura del motor de la BES recogidos y almacenados por la funcionalidad de perfilación de datos. El bloque 101 D calcula y expresa el valor del cambio porcentual para el PPI del sistema BES dado con base en los datos de PPI calculados y almacenados por la funcionalidad de definición de tendencias. El bloque 101 E calcula y expresa el valor del cambio porcentual para la presión de descarga del sistema BES dado con base en los datos de presión de descarga de la BES recogidos y almacenados por la funcionalidad de perfilación de datos. El bloque 101 F calcula y expresa el valor del cambio porcentual para la presión de admisión del sistema BES dado con base en los datos de presión de admisión de la BES recogidos y almacenados por la funcionalidad de perfilación de datos. El bloque 101 G calcula y expresa el valor del cambio porcentual de la vibración de descarga del sistema BES dado con base en los datos de vibración de descarga de la BES recogidos y almacenados por la funcionalidad de perfilación de datos. El bloque 101 H calcula y expresa el valor del cambio porcentual para la vibración de admisión del sistema BES dado con base en los datos de vibración de admisión de la BES recogidos y almacenados por la funcionalidad de perfilación de datos. El bloque 101 I calcula y expresa el valor del cambio porcentual para la vibración del motor del sistema BES dado con base en los datos de

ponderación w_{fF} . El valor del cambio porcentual para la vibración de descarga de la BES calculado y expresado en el bloque 101 G es cartografiado a un factor de ponderación w_{fG} . El valor del cambio porcentual para la vibración de admisión de la BES calculado y expresado en el bloque 101 H es cartografiado a un factor de ponderación w_{fH} . Por último, el valor del cambio porcentual para la vibración del motor de la BES calculado y expresado en el bloque 101I es cartografiado a un factor de ponderación w_{fI} .

[0038] A continuación aparece una tabla que ilustra un ejemplo de las operaciones de cartografía indicadas arriba.

Bloque 101A - Amperaje operativo de la BES

<u>% de cambio</u>	<u>w_{fA}</u>
<20	0,00
20-30	0,05
30-40	0,10
40-50	0,15
>50	0,20

Bloque 101B - Escape de corriente de la BES

<u>% de cambio</u>	<u>w_{fB}</u>
<20	0,00
20-30	0,05
30-40	0,10
40-50	0,15
>50	0,20

Bloque 101C – Temperatura del motor de la BES

<u>% de cambio</u>	<u>w_{fC}</u>
<20	0,00
20-30	0,05
30-40	0,10
40-50	0,15
>50	0,20

Bloque 101D –Índice de rendimiento de la bomba (PPD)

<u>% de cambio</u>	<u>w_{fD}</u>
<20	0,00
20-30	0,05
30-40	0,10
40-50	0,15
>50	0,20

Bloque 101E – Presión de descarga de la BES

<u>% de cambio</u>	<u>wf_E</u>
<20	0,00
20-30	0,05
30-40	0,10
40-50	0,15
>50	0,20

Bloque 101F – Presión de admisión de la BES

<u>% de cambio</u>	<u>wf_F</u>
<20	0,00
20-30	0,05
30-40	0,10
40-50	0,15
>50	0,20

Bloque 101G – Vibración de descarga de la BES

<u>% de cambio</u>	<u>wf_G</u>
<20	0,00
20-30	0,05
30-40	0,10
40-50	0,15
>50	0,20

Bloque 101H – Vibración de admisión de la BES

<u>% de cambio</u>	<u>wf_H</u>
<20	0,00
20-30	0,05
30-40	0,10
40-50	0,15
>50	0,20

Bloque 101I – Vibración del motor de la BES

<u>% de cambio</u>	<u>wf_I</u>
<20	0,00
20-30	0,05
30-40	0,10
40-50	0,15
>50	0,20

20

En la modalidad preferida, dichas cartografías son fijadas por el diseño de la lógica de ponderación 113 y no pueden ser actualizadas por el usuario. Como alternativa, dichas cartografías se pueden exponer a través de la interfaz gráfica de usuario que permite la actualización por el usuario. Además, las cartografías que se muestran arriba sólo son para efectos de ilustración y se pueden modificar fácilmente para diferentes aplicaciones según se necesite.

[0039] La lógica de ponderación 113 entonces calcula un valor de IPF escalando cada valor de factor de peso wf_i por una calificación de confianza asociada (cr_i) y luego totalizando los productos como sigue:

$$IPF = [(wf_A \cdot cr_A) + (wf_B \cdot cr_B) + (wf_C \cdot cr_C) + (wf_D \cdot cr_D) + (wf_E \cdot cr_E) + (wf_F \cdot cr_F) + (wf_G \cdot cr_G) + (wf_H \cdot cr_H) + (wf_I \cdot cr_I)]$$

En una modalidad ejemplar que se muestra en la Figura 3, a la calificación de confianza cr_A se le asigna un valor de 0,200 (o 20,0%), a la calificación de confianza cr_B se le asigna un valor de 0,200 (o 20,0%), a la calificación de confianza cr_C se le asigna un valor de 0,00 (o 0,0%), a la calificación de confianza cr_D se le asigna un valor de 0,138 (o 13,8%), a la calificación de confianza cr_E se le asigna un valor de 0,00 (o 0,0%); la calificación de confianza cr_F se le asigna un valor de 0,0 (o 0,0%), a la calificación de confianza cr_G se le asigna un valor de 0,117 (o 11,7%), a la calificación de confianza cr_H se le asigna un valor de 0,61 (o 6,1%); y a la calificación de confianza cr_I se le asigna un valor de 0,00 (o 0,0%). En la modalidad preferida, dichas asignaciones de calificación de confianza son fijadas por el diseño de la lógica de ponderación y no pueden ser actualizadas por el usuario. Como alternativa, dichas asignaciones de calificación de confianza se pueden exponer a través de una interfaz gráfica de usuario que permite la actualización por el usuario. Además, las asignaciones de calificación de confianza que se muestran arriba son solo para efectos ilustrativos y pueden ser fácilmente modificadas para diferentes aplicaciones según sea necesario.

[0040] El valor del IPF calculado por la lógica de ponderación 113 es la salida para el bloque 115, el cual almacena el valor del IPF en el almacenamiento de datos.

[0041] En la modalidad preferida, las operaciones de los bloques 101A hasta 101I, el bloque 113, y el bloque 115 se llevan a cabo repetidas veces a intervalos sucesivos de consulta para cada sistema BES monitoreado por el sistema de gestión 37 con el fin de proporcionar monitoreo continuo de dichos sistemas BES. De preferencia, la duración del tiempo de los intervalos de consulta respectivos es establecida por un ingreso del usuario y por ello se puede ajustar dinámicamente como lo dicta el usuario. Los intervalos de consulta pueden variar desde unos cuantos segundos (p.ej., cada 3600 segundos), unas cuantas horas (p.ej., cada 6 horas) o unos cuantos días (p.ej., diariamente).

operan en un yacimiento petrolífero dado y permite hacer el despliegue tabular de los pozos que tienen una alarma o alerta, priorizados por importancia del pozo. Un ejemplo ilustrativo de la vista de detalle del yacimiento se muestra en la Figura 4, que incluye un conjunto de filas y columnas en forma tabular en donde las filas corresponden a los pozos respectivos que hacen parte de un yacimiento petrolífero dado (en este ejemplo, el yacimiento petrolífero “Dora Roberts”) manejado por el sistema de gestión 37. El yacimiento petrolífero se selecciona de un menú abierto en la parte superior de la vista. La columna rotulada “Alarma” incluye vínculos designados “H” a páginas de internet que despliegan el registro histórico de alarmas para pozos respectivos además de unos indicadores visuales de alarma para pozos cuyo valor dado de IPF sobrepasa ciertos niveles umbral. Más específicamente, se muestra un indicador luminoso de alarma “amarillo” en el evento de que el valor del IPF sobrepase un primer valor predeterminado (p.ej., 0,50) y se muestra un indicador luminoso de alarma “rojo” en el evento de que el pozo se detenga temporalmente. En el evento de que el valor del IPF para el pozo esté por debajo del primer valor predeterminado, no se muestra indicador luminoso de alarma. La columna rotulada “Pozo” proporciona una descripción textual que identifica los pozos respectivos. La columna rotulada “Descripción” proporciona una descripción textual de la causa subyacente de la situación de alarma, cuando esta surge. Las columnas rotuladas “Corriente”, “Voltios” y “Frecuencia” ofrecen datos que representan (o resumen) las corrientes, voltajes y frecuencias operativas alimentadas a los motores de la BES de los pozos respectivos. La columna rotulada “Producción de petróleo” proporciona información episódica de los datos de prueba del pozo. La columna rotulada “IPF” muestra los valores del IPF de los pozos respectivos derivados de los cálculos predictivos de falla de la Figura 2. La columna rotulada “Informes” ofrece un vínculo a un lugar de depósito donde se gestionan los informes.

[0046] La vista de vigilancia del sistema da al usuario la capacidad de ver un flujo de datos de los respectivos pozos así como datos episódicos derivados de pruebas de pozo o de análisis de nivel de fluido. Un ejemplo ilustrativo de la vista de vigilancia del sistema se muestra en la Figura 5A, que incluye un grupo de filas y columnas en donde las filas corresponden a los respectivos parámetros operativos de un pozo dado manejados por el sistema de gestión 37. El pozo se selecciona en menús abiertos en la parte superior de la vista que le permiten al usuario seleccionar un yacimiento petrolífero en particular y un pozo en particular dentro de ese yacimiento petrolífero. La columna rotulada “Alarma” incluye vínculos designados “H” a páginas de internet que muestran el registro histórico de alarmas para los pozos respectivos así como indicadores visuales de alarma en el evento de que las mediciones de parámetros operativos pertenecientes a los respectivos parámetros operativos sobrepasen ciertos niveles umbral. Más particularmente, se muestra un indicador

72

luminoso de alarma “amarillo” en el evento de que la medición del parámetro operativo sobrepase un primer límite umbral (que se identifica en la columna rotulada “Límites de alerta amarilla”), y se muestra un indicador luminoso de alarma “rojo” en el evento de que la medición del parámetro operativo sobrepasa un segundo límite umbral (que se identifica en la columna rotulada “Límites de alarma roja”). En el evento de que la medición del parámetro operativo esté por debajo del primer límite umbral (o que el primer límite umbral no se haya fijado), no se muestra un indicador luminoso de alarma. La columna rotulada “I/O” proporciona una descripción textual que identifica los respectivos parámetros operativos. Las columnas rotuladas “Valor” y “Unidad” ofrecen los resultados de las mediciones de parámetros operativos y las unidades de medida correspondientes, respectivamente. La columna rotulada “Sellado de tiempo” proporciona valores de tiempo asociados con las mediciones de los parámetros operativos. La columna rotulada “Estado de validación” proporciona un campo que expresa un nivel de confianza (u otro estado relacionado con el mismo) en la alarma respectiva dada por el sistema. La columna rotulada “Comentario” da a los usuarios la capacidad a hacer comentarios que otros usuarios pueden revisar. En la parte superior izquierda de la vista se muestra un calibrador horizontal que proporciona una indicación visual del valor del IPF para el pozo dado. El borde izquierdo del calibrador representa un valor límite inferior predeterminado del IPF (p.ej., 0,0) y el borde derecho del calibrador representa un valor límite superior del IPF (p.ej., 1,0) El calibrador se llena desde el borde izquierdo hasta un borde de demarcación. La posición del borde de demarcación es dependiente del valor del IPF del pozo dado como se calcula de conformidad con la Figura 2.

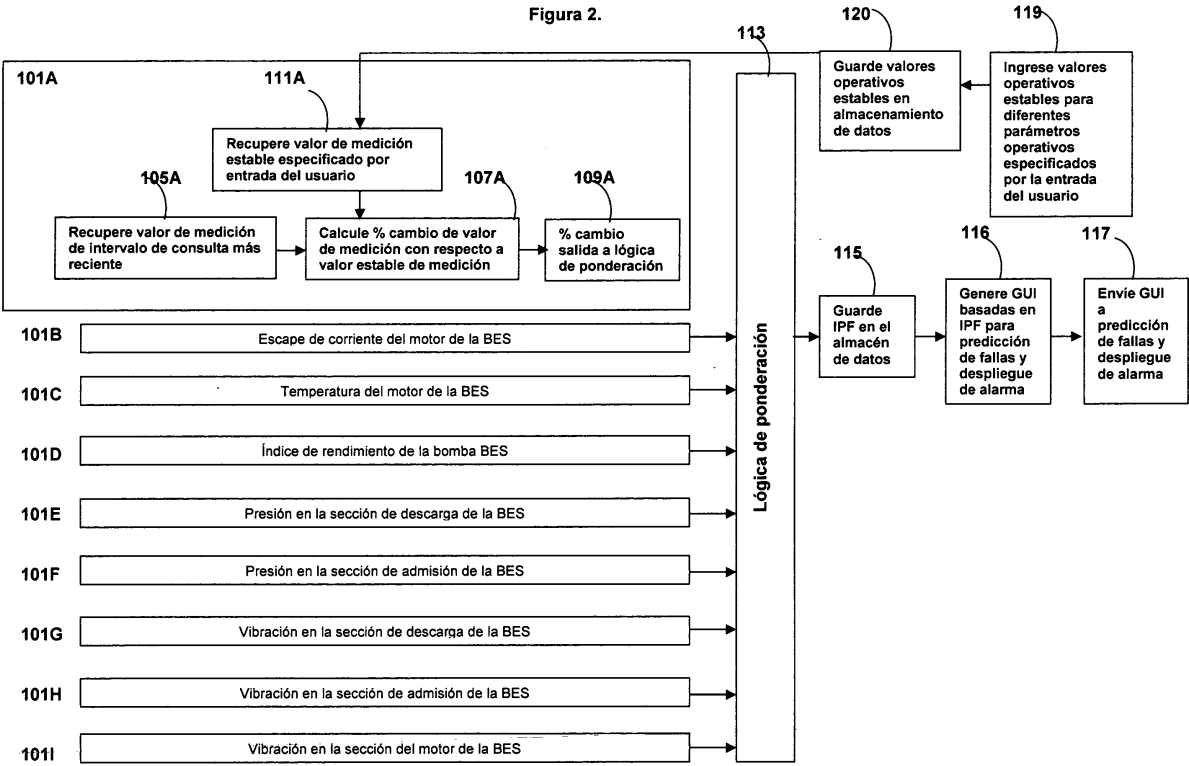
[0047] La vista de vigilancia hidráulica muestra el ingreso manual de los usuarios, como tomas de nivel de fluido, y permite hacer el análisis del rendimiento de la bomba de un pozo dado. Un ejemplo ilustrativo de la vista de vigilancia hidráulica se muestra en la Figura 5B para un pozo dado manejado por el sistema de gestión 37. El pozo se selecciona de menús abiertos en la parte superior de la vista que permite hacer la selección al usuario de un yacimiento petrolífero particular y un pozo en particular dentro de ese yacimiento petrolífero. Obsérvese que la vista de la Figura 5B también incluye un calibrador horizontal mostrado en parte superior izquierda de la vista que proporciona una indicación visual del valor del IPF para el pozo dado y que se describió arriba con respecto a la Figura 5A.

[0048] Nótese que las interfaces gráficas de usuario generadas por la lógica de presentación del sistema de gestión 37 pueden incluir otras vistas, como una vista que muestra el voltaje operativo, el amperaje operativo y posiblemente otros parámetros operativos del sistema BES para uno o más pozos con el fin de ayudarle al usuario a analizar los desbalances actuales y las eficiencias del sistema. Se contempla que dichas vistas puedan incluir un calibrador horizontal que proporciona una indicación visual del valor del IPF para el sistema BES, y que se describió arriba con respecto a la Figura 5A.

[0049] Una ventaja de la presente invención es que proporciona mecanismos mejorados para predecir la falla de los sistemas de BES e informar de dichas predicciones a los usuarios. Es importante anotar que las predicciones se hacen con base en la adquisición, recogida y almacenamiento de suficientes datos en puntos operativos clave del sistema BES. Dichos mecanismos también proporcionan una interfaz sencilla e intuitiva que les permite a los usuarios modificar y actualizar el mecanismo de predicción de fallas durante la vida operacional del sistema BES con el fin de asegurar la predicción exacta de las fallas en el tiempo. Dado que la interfaz sencilla e intuitiva no necesita entrenamiento intensivo ni experiencia para entenderla, una amplia variedad de operadores de niveles variables de destreza puede monitorear y analizar las condiciones operativas del sistema BES, lo cual ayuda a reducir los costos del monitoreo durante la vida operacional del sistema BES.

[0050] Aquí se han descrito e ilustrado varias modalidades de un sistema y método para monitoreo y predicción en tiempo real de fallas de bombas eléctricas sumergibles. Aunque se han descrito modalidades particulares de la invención, no se pretende que la invención se limite a las mismas. Por ello, aunque se han revelado parámetros operativos particulares de la BES y localizaciones del transductor de la BES, se apreciará que también se pueden usar otros parámetros operativos de la BES y localizaciones de transductor de la BES. Además, aunque se revelan métodos y cálculos particulares para generar datos que caracterizan los parámetros operativos actuales de un sistema BES y que caracterizan la desviación de los parámetros operativos actuales con respecto al valor estable suministrado por los usuarios y que combinan dichas caracterizaciones para generar un índice o puntuación de predicción de falla, se pueden usar variaciones de esos algoritmos y cálculos sin apartarse del alcance de la invención. Por ejemplo, y no como limitación, el algoritmo podría promediar las mediciones operativas captadas en el curso de uno o más intervalos de tiempo con el fin de caracterizar los parámetros operativos actuales de la BES. Además, aunque se prefiere que la recogida, análisis y monitoreo de los datos, la predicción de las fallas, y las alertas sean realizadas por un sistema dispuesto en una ubicación remota del lugar del pozo (p.ej., un sistema de gestión centralizado), se reconocerá que dicha funcionalidad puede ser realizada por un sistema situado en o cerca del pozo. Además, aunque se han revelado configuraciones particulares en referencia al sistema de bomba eléctrica sumergible del pozo, se apreciará que también se pueden usar otras configuraciones. Por ejemplo, el sistema de la bomba eléctrica sumergible puede comprender una única bomba o múltiples bombas acopladas directamente juntas o dispuestas en localizaciones separadas a lo largo del pozo. En muchas aplicaciones, el sistema de la bomba eléctrica sumergible comprende de una a cinco bombas. Por tanto, la persona versada en la técnica apreciará que se pueden hacer otras modificaciones a la invención descrita sin desviarse de su alcance reivindicado.

Figura 2.



Schlumberger				espWatcher					
Salida Borrar Ocultar Ayuda		Organización: Signal-US-zeman		Campo: Dora Roberts		Pozo: Seleccionar pozo		Ingreso: Aethon-US-aliachonw	
Ocultar menú									
Detalles del yacimiento									
Vigilancia del sistema									
Vigilancia eléctrica									
Vigilancia de energía									
Cartografía									
Exportación de datos									
Carpeta del pozo									
Equipo									
Control									
Generar informe									
Navegar informes									
Ingreso datos del pozo									
Actualiz. prueba pozo									
Actualiz. carpeta pozo									
Actualiz. predicción falla									
Ingreso equipo									
Preferencias de usuario									

Figura 5A.

22

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO NIT : 800.176.089-2 -/-					
 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA	RECIBO DE CAJA			No. 12 - 135209	
				Bogotá D.C., Diciembre 06 de 2012 - 09:27:58	
RECIBIDO DE : CASTILLO GRAU & ASOCIADOS LTDA.				NI 800.098.704	
*** Soporte del Pago ***					
TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	VR. PAGO
CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	409420896	06/12/2012	2.230.000.00
*** Conceptos Pagados ***					
CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	Vr. UNIDITARIO	Vr. CONCEPTO	
21 50005-01-01	SOLICITUDES	1607 REIVINDICACION UNITARIA ADICIONAL A LAS 10 INICIALES	30.000.00	630.000.00	
				=====	
				\$630.000.00	
SON: **SEISCIENTOS TREINTA MIL PESOS MONEDA CORRIENTE***					
Responsable: 					
Recibo de Caja Aplicado al Expediente No. _____					
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO  No. 08-106717- -00009-0000 Fecha: 2012-12-06 09:47:41 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALI Act. 523 RESPUESTA Folios: 26					
Sede Centro: Carrera 13 No. 27 - 00 Pisos 3,4,5 y 10 Bogotá, D.C.- Colombia					
Web: www.slc.gov.co e-mail: info@slc.gov.co Conmutador: (571) 5870000 Fax: (571) 5870284 Línea: 018000-910165 Call Center: (571) 6513240					
, Diciembre 6 de 2012 - 09:27:59					