

**Señora Directora
DIRECCION DE NUEVAS CREACIONES
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y C
Bogotá, D.C.**

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 08-106717- -00006-0000

Fecha: 2011-03-02 16:24:24 Dep. 2020 DIR.NUEVASCR
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 523 RESPUESTA Folios: 28

**Re.: Expediente No. 08 106.717
Fase Nacional de Solicitud
de Patente PCT a nombre de
SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.
Código 002 – 001 - 444**

En relación con la solicitud contenida en el expediente de la referencia y, en particular, para dar respuesta al Concepto Técnico No. 3867, contenido en su último Oficio 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.
3. En relación con las modificaciones hechas al capítulo reivindicatorio que se acompaña, me permito manifestarle:
 - a.) La presente solicitud se relaciona con un sistema y método para monitoreo en tiempo real y predicción de fallas de bombas eléctricas sumergibles. El diseño incluye generar un valor de predicción de fallas con un sistema de gestión calculando un cambio porcentual de los respectivos primeros valores de medición y los correspondientes valores operativos estables suministrados por el usuario, el cual valor de predicción de fallas representa la probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible,

- b.) La reivindicación 1 se ha modificado para que exponga con mayor claridad el objeto reivindicado por el Solicitante.
 - c.) La reivindicación 1 ahora define características relacionadas con un método de monitoreo de una bomba eléctrica sumergible dispuesta en el fondo del pozo en una perforación subterránea. Una pluralidad de primeros valores de medición se almacena en un sistema de gestión que comprende por lo menos un computador. Cada uno de los primeros valores de medición está asociado con uno de entre una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible. La pluralidad de primeros valores de medición se obtiene durante la operación en el fondo de pozo de la bomba eléctrica sumergible en el curso del tiempo.
 - d.) El sistema de gestión está por lo menos parcialmente conectado con la bomba eléctrica sumergible de forma remota a través de una red de comunicación de datos. Se obtiene una pluralidad de valores operativos estables suministrados por el usuario correspondiente a la mencionada pluralidad de parámetros operativos y se ingresa en el sistema de gestión. Se genera 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. El valor de predicción de fallas representa la probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible. El valor de predicción de fallas se almacena en el sistema de gestión para la subsiguiente salida y monitoreo de la bomba eléctrica sumergible.
- 4. Acompaño un nuevo texto de la descripción en hojas tamaño oficio.
 - 5. Acompaño las Figuras 3 y 5 A revisadas y corregidas.
 - 6. Con base en la descripción, consideramos que la nueva reivindicación independiente revela todas las características técnicas esenciales que componen la invención y que permiten que la misma resuelva el problema técnico planteado en la solicitud.

B

7. Por otra parte, las reivindicaciones dependientes agregan características a la invención que definen la realización de la misma y pueden ser consideradas como accesorias.
8. Consideramos que con las correcciones efectuadas, el capítulo de reivindicaciones que se acompaña resuelve las objeciones a la falta de concisión y claridad de 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. 2.578 del C.S.J.

REIVINDICACIONES

1. Un método de monitoreo de una bomba eléctrica sumergible dispuesta en el fondo del pozo en una perforación subterránea caracterizado porque comprende:
 - almacenar una pluralidad de primeros valores de medición en un sistema de gestión que comprende por lo menos un computador, cada primer valor de medición está asociado con uno de una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible, dicha pluralidad de primeros valores de medición es obtenida durante la operación en el fondo del pozo de la bomba eléctrica sumergible en el curso del tiempo;
 - el sistema de gestión está por lo menos parcialmente conectado con la bomba eléctrica sumergible de forma remota a través de una red de comunicación de datos;
 - obtener una pluralidad de valores operativos estables suministrados por el usuario correspondiente a la mencionada pluralidad de parámetros operativos e ingresar los parámetros estables de operación suministrados por el usuario al sistema de gestión;
 - 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, el valor de predicción de fallas representa la probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible; y
 - almacenar el mencionado valor de predicción de fallas en el sistema de gestión para la subsiguiente salida y monitoreo de la bomba eléctrica sumergible.
2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, en donde:
 - la mencionada pluralidad de primeros valores de medición está asociada 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 rendimiento de la bomba, presión de descarga, presión de admisión, vibración de descarga, vibración de admisión, y vibración del motor.
3. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende:
 - para cada parámetro operativo dado de la mencionada pluralidad de parámetros operativos, generar un segundo valor de medición correspondiente basado en por lo menos un primer valor de medición, y

5

generar un tercer valor de medición correspondiente basado en la diferencia entre el mencionado segundo valor de medición correspondiente y un valor operativo estable correspondiente suministrado por el usuario;

en donde el mencionado valor de predicción de fallas está basado en el mencionado tercer valor de medición correspondiente a la mencionada pluralidad de parámetros operativos.

4. Un método de acuerdo con la reivindicación 3, en donde:

el segundo valor de medición para un parámetro operativo respectivo es generado recuperando un primer valor de medición asociado con el parámetro operativo respectivo que fue medido durante el más reciente intervalo de escrutinio.

5. Un método de acuerdo con la reivindicación 3, en donde:

el tercer valor de medición para un parámetro operativo respectivo se calcula como un cambio porcentual del mencionado segundo valor de medición correspondiente a partir del mencionado valor operativo estable correspondiente suministrado por el usuario.

6. Un método de acuerdo con la reivindicación 3, en donde:

el mencionado valor de predicción de fallas es calculado cartografiando los mencionados terceros valores de medición a valores de factor de peso, escalar los mencionados 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. Un método de acuerdo con la reivindicación 6, en donde:

la cartografía de los mencionados terceros valores de medición a valores de factor de peso es fija y no puede ser alterada por el usuario.

8. Un método de acuerdo con la reivindicación 6, en donde:

las mencionadas calificaciones de confianza son fijas y no puede ser alteradas por el usuario.

9. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende:

generar por lo menos una interfaz gráfica de usuario basado en el mencionado valor de predicción de fallas; y producir la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario para mostrársela a un usuario.

10. Un método de acuerdo con la reivindicación 9, en donde: la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario incluye por lo menos uno de: i) una visualización del mismo mencionado valor de predicción de fallas; ii) por lo menos una alarma visual que se dispara en el evento de que el valor de predicción de fallas sobrepase un valor umbral predeterminado; iii) una descripción de la causa subyacente de una condición de alarma que se dispara en el evento de que el valor de predicción de fallas sobrepase un valor umbral predeterminado; y iv) un medidor que representa visualmente el mencionado valor de predicción de fallas.
11. Un método de acuerdo con la reivindicación 9, en donde:
la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario incluye otra información de vigilancia del pozo.
12. Un método de acuerdo con la reivindicación 9, en donde:
la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario está realizada como una página de internet.
13. Un método de acuerdo con la reivindicación 9, que además comprende:
comunicar la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario en una red de comunicación de datos para mostrarla en un dispositivo de cómputo de un cliente.
14. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende:
comunicar la mencionada pluralidad de primeros valores de medición en una red de comunicación de datos para almacenamiento en una ubicación remota con respecto a la perforación.
15. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, que además comprende:
actualizar dinámicamente por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario basado en la entrada de datos del usuario.
16. Un método de acuerdo con la reivindicación 15, que además comprende:
transmitir una interfaz gráfica de usuario al usuario, la cual interfaz gráfica de usuario da lugar a 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 la mencionada interfaz gráfica de usuario.

17. Un sistema para el monitoreo de una bomba eléctrica sumergible dispuesta en el fondo del pozo en una perforación subterránea que incluye: medios de perfilación de datos para almacenar una pluralidad de primeros valores de medición, cada primer valor de medición está asociado con uno de entre una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible, la mencionada pluralidad de primeros valores de medición se obtiene durante la operación en fondo de pozo de la bomba eléctrica sumergible en el curso del tiempo; los medios de predicción de fallas incluyen

- i) medios para obtener una pluralidad de valores operativos estables suministrados por el usuario correspondientes a la mencionada pluralidad de parámetros operativos;
- ii) imedios para generar un valor de predicción de fallas calculando un cambio porcentual de los primeros valores de medición respectivos y los correspondientes valores operativos estables suministrados por el usuario, el valor de predicción de fallas representa la probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible; y
- iii) almacenamiento de datos para guardar el mencionado valor de predicción de fallas para la subsiguiente salida y monitoreo de la bomba eléctrica sumergible.

18. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 17, en donde:

la mencionada pluralidad de primeros valores de medición está asociada 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 rendimiento de la bomba, presión de descarga, presión de admisión, vibración de descarga, vibración de admisión, y vibración del motor.

19. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 17, en donde:

los mencionados medios para generar un valor de predicción de fallas incluyen medios operativos, para cada parámetro operativo dado de la mencionada pluralidad de parámetros operativos, para generar un segundo valor de medición correspondiente basado en por lo menos un primer valor de medición, y para generar un tercer valor de medición correspondiente basado en a diferencia entre el mencionado segundo valor de medición correspondiente y un valor operativo estable correspondiente suministrado por el usuario; y en donde el mencionado valor de predicción de fallas está basado en el mencionado tercer valor de medición correspondiente a la mencionada pluralidad de parámetros operativos.

20. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 19, en donde:

el segundo valor de medición para un parámetro operativo respectivo es generado recuperando un primer valor de medición asociado con el parámetro operativo respectivo que fue medido durante el más reciente intervalo de escrutinio.

21. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 19, en donde:

el tercer valor de medición para un parámetro operativo respectivo se calcula como un cambio porcentual del mencionado segundo valor de medición correspondiente con respecto al mencionado valor operativo estable correspondiente suministrado por el usuario.

22. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 19, en donde:

el mencionado valor de predicción de fallas se calcula cartografiando el mencionado conjunto de terceros valores de medición a valores de factor de peso, escalar los mencionados 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.

23. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 22, en donde:

la cartografía de los mencionados terceros valores de medición a valores de factor de peso es fija y no puede ser alterada por el usuario.

24. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 22, en donde:

las mencionadas calificaciones de confianza son fijas y no puede ser alteradas por el usuario.

25. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 17, que además comprende:

medios para generar por lo menos una interfaz gráfica de usuario basada en el mencionado valor de predicción de fallas; y medios para transmitir la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario para mostrársela a un usuario.

26. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 25, en donde:

la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario incluye por lo menos uno de: i) una pantalla del mencionado valor de predicción de fallas mismo; ii) por lo menos una alarma visual que se dispara en el evento de que el

valor de predicción de fallas sobrepase un valor umbral predeterminado; iii) una descripción de la causa subyacente de una condición de alarma que se dispara en el evento de que el valor de predicción de fallas sobrepase un valor umbral predeterminado; y iv) un medidor que representa visualmente el mencionado valor de predicción de fallas.

27. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 25, en donde:

la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario incluye otra información de vigilancia del pozo.

28. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 25, en donde:

la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario está realizada como una página de internet.

29. Un 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 mostrarla en un dispositivo de cómputo de un cliente.

30. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 17, que además comprende:

un sistema de adquisición de datos, acoplado de forma operativa a una pluralidad de transductores desplegados dentro de la mencionada perforación, el cual sistema de adquisición de datos recolecta la mencionada pluralidad de primeros valores de medición; y

medios de adquisición de datos para comunicar la mencionada pluralidad de primeros valores de medición del mencionado sistema de adquisición de datos a un sistema de gestión situado en una ubicación remota de la perforación para el almacenamiento en su interior.

31. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 17, que además comprende:

medios para actualizar dinámicamente por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario basado en la entrada de datos del usuario.

32. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 31, que además comprende:

medios para generar y transmitir una interfaz gráfica de usuario al usuario, la cual interfaz gráfica de usuario da lugar a la actualización dinámica de por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario; y

medios para actualizar el por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario de conformidad con la interacción del usuario con la mencionada interfaz gráfica de usuario.

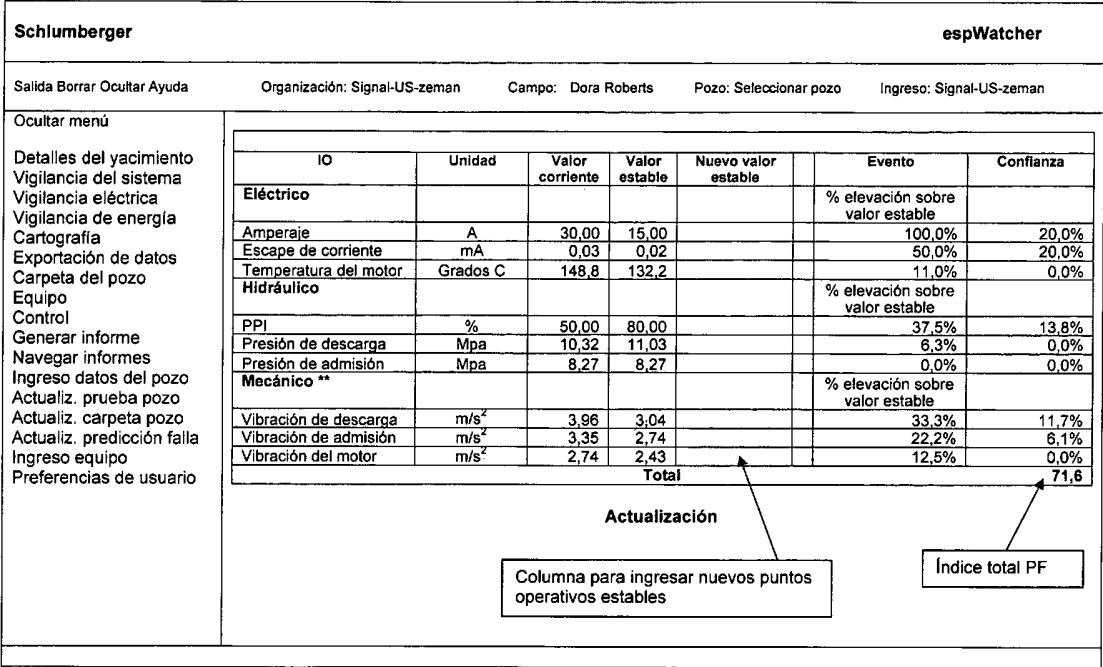


Figura 3.

6

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		Alarma	IO	Valor	Unidad	Sellado de tiempo	Límites alarma roja	Límites alarma amarilla	Estado validación	Coment.
		H	Escape activo corriente	0,01	mA	25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Promedio amperaje	74,0	A	25/01/06 14:00:31	No-No	34,0-43,0	Validado (verde)	
		H	Desbalance corriente	14,1	%	25/01/06 14:00:31	No-No	No-1000,0		
		H	Presión admisión	930,8	Kpa	25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Temperatura admisión	35,0	°C	25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Temperatura motor	37,4	°C	25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Número de arranques	148,0		25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Escape corriente pasivo	0,0	mA	25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Factor de energía	9,0	%	25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Vibración	5,75	m/s²	25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Estado alarma/recorrido	0,0		25/01/06 14:00:31	No-2,0	No-1,0		
		H	Modo auto seleccionado	1,0		25/01/06 14:00:31	NaN-NaN	No-No		
		H	Cf	18,88	mA	25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Salida interruptor	1,0		25/01/06 14:00:31	NaN-NaN	0,0-1,0	Validado (verde)	
		H	Cz	10,29	mA	25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Estado de falla	0,0		25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Alarma Kx95	0,0		25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Alarmas con cerrojo	32,0		25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Estado alarma asegurada inicio máx.	0,0		25/01/06 14:00:31	NaN-NaN	No-1,0		
		H	Causa parada temporal	10,0		25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
		H	Suministro de voltaje	100,0	V	25/01/06 14:00:31	No-No	118,0-128,0	Validado (verde)	

Figura 5A.



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 se instalan en pozos que se encuentran costa afuera, submarinas 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.

[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 el 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

estado actual del parámetro operativo, y un tercer valor de medición se calcula como un cambio porcentual del segundo valor de medición correspondiente y del valor estable correspondiente suministrado por el usuario. El valor de predicción de falla se calcula cartografiando los valores de la tercera medición a los valores del factor de ponderación, haciendo la escala de los valores del factor de ponderación por un conjunto de calificaciones de confianza correspondientes para generar un conjunto de productos resultantes, y luego sumando los productos resultantes.

[0011] En una modalidad ilustrativa de la presente invención, el valor de predicción de fallas se usa para generar una o más interfaces gráficas de usuario que son la salida para el usuario para efectos de monitoreo y alarma. Dichas interfaces gráficas de usuario de preferencia incluyen por lo menos uno de los siguientes: una pantalla del valor de predicción de fallas mismo, por lo menos una alarma visual que se dispara en el evento de que el valor de predicción de fallas supere un valor umbral predeterminado, una descripción de la causa subyacente de una situación de alarma, y un calibrador que ilustre visualmente el valor de predicción de fallas.

[0012] Se apreciará que la metodología de monitoreo de la bomba eléctrica sumergible (BES) (y los sistemas basados en ella) ofrece mecanismos mejorados de predicción de la falla de sistemas de BES y de informe de dichas predicciones a los usuarios. Es importante anotar que las predicciones se hacen con base en la adquisición, recogida, y almacenamiento de datos suficientes en puntos operativos clave del sistema BES. Los 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 o experiencia intensivos para entenderla, una amplia gama de operadores puede monitorear y analizar las condiciones operativas del sistema BES, lo cual ayuda a reducir los costos del monitoreo.

[0013] Otros objetos y ventajas de la invención se tornarán aparentes para la persona versada en la técnica al consultar la descripción detallada tomada en conjunto con las figuras que se anexan.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0014] La FIG. 1 es un diagrama de bloques del sistema en el cual se encarna la presente invención.

[0015] La FIG. 2 es un diagrama funcional de bloques de la lógica realizada por la funcionalidad de predicción de fallas y la lógica de presentación de la estación de manejo de la FIG. 1 de conformidad con la presente invención.

[0016] La FIG. 3 es una ilustración pictórica de una interfaz gráfica de usuario ejemplar que les permite a los usuarios actualizar dinámicamente los valores operativos estables que se usan como parte de los cálculos de predicción de fallas realizados en la FIG. 2.

[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 el 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 una perforación 13 practicada o de otra suerte creada en una lecho sedimentario 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 componentes dependiendo de la aplicación o ambiente particular en el cual se va a usar. El ejemplo del sistema de bombeo eléctrico sumergible 11 que se muestra en la FIG. 1 incluye una sección de descarga 11-1, una sección de bomba 11-2, una sección de admisión 11-3, una sección de protección/sello 11-4, y una sección de motor 11-5. La sección de bomba 11-2 proporciona elementos mecánicos (p.ej., álabes, pistones) que bombean el fluido de la sección de admisión 11-3 y fuera de la sección de descarga 11-1 para abastecer a la superficie. La sección de admisión 11-3 tiene puertos de admisión que le dan al fluido un trayecto para arrastrar fluido dentro de la sección de bomba 11-2 desde el pozo 13. La sección de protector/sello 11-4 transmite torque generado por la sección de motor 11-5 a la sección de bomba 11-2 para impulsar la bomba. La sección de protector/sello 11-4 también proporciona un sello contra fluidos/contaminantes que ingresan en la sección de motor 11-5. La sección de motor 11-5 incluye un ensamblaje de motor eléctrico que es impulsado por energía eléctrica que se le suministra desde la superficie. Una unidad transductora 11-6, que está dispuesta en el extremo del fondo del sistema de bombeo eléctrico sumergible 11, proporciona una posición de prensa adicional así como medios para proteger el sistema 11 cuando se corre la terminación.

[0024] Se proporciona por lo menos un módulo de control de la BES situado en la superficie 31 que establece una interfaz con una fuente externa de energía y controla el suministro de energía eléctrica a la sección de motor de la BES 11-5 a través de cables de energía 29 que los interconectan. Los cables de energía 29 (que suelen realizarse mediante conductores aislados con blindaje de protección) se extienden a través de la boca del pozo 17 y descienden a lo largo del exterior de la tubería 23 en el espacio anular que queda entre la tubería 23 y el revestimiento 25. El o los módulos de control de la BES 31 son capaces de encender y apagar de forma selectiva el suministro de energía a la sección de motor de la BES 11-5. El o los módulos de control de la BES 31 también pueden incorporar funcionalidad de propulsión de velocidad variable que ajusta la salida de la bomba mediante la variación de velocidad operacional del motor de la sección de motor de la BES 11-5. El o los módulos de control de la BES 31 también pueden incluir transductores para la medición en tiempo real de varios parámetros operativos del sistema BES 11, como el voltaje y amperaje del suministro de energía, y posiblemente el desbalance actual del sistema BES 11.

[0025] La unidad transductora 11-6 del sistema BES 11 también incluye o establece una interfaz con los transductores que permite la medición en tiempo real de varios parámetros operativos en fondo de pozo del sistema de bombeo eléctrico sumergible 11. En la modalidad preferida, la sección de descarga 11-1 (u otra parte del sistema adyacente de la misma) incluye un transductor de vibración para medición en tiempo real de vibraciones localizadas de la sección de descarga 11-1 así como un transductor de presión para

17

medición en tiempo real de presión localizada del fluido dentro o adyacente a la sección de descarga 11-1. De manera parecida, la sección de admisión 11-3 (u otra parte del sistema adyacente a la misma) incluye un transductor de vibración para medición en tiempo real de vibraciones localizadas de la sección de admisión 11-3 así como un transductor de presión para medición en tiempo real de presión localizada del fluido dentro o adyacente a la sección de admisión 11-3. Por último, la sección de motor 11-5 (u otra parte del sistema adyacente a la misma) incluye un transductor de vibración para medición en tiempo real de vibraciones localizadas de la sección de motor 11-5, un transductor para medición en tiempo real del escape real del motor, y un transductor de temperatura para medición en tiempo real de temperatura localizada dentro o adyacente a la sección de motor 11-5. En la modalidad preferida, el transductor de temperatura de la unidad transductora 11-6 mide la temperatura del aceite del motor o temperatura del motor de embobinado. Un ejemplo de una unidad transductora 11-6 comercialmente disponible que incluye dicha funcionalidad es el producto Phoenix Multisensor XT comercializado por Schlumberger.

[0026] La unidad transductora 11-6 también incluye equipo de comunicación de fondo de pozo para telemetría de los parámetros medidos en fondo de pozo hasta un módulo de adquisición de datos situado en la superficie 33. En la modalidad preferida, la telemetría entre la unidad transductora 11-6 y el módulo de adquisición de datos situado en la superficie 33 se logra mediante la comunicación de señales moduladas por conducto de los cables de energía 29. Como alternativa, dicha telemetría se puede lograr mediante un vínculo de comunicación de datos inalámbrico de radiofrecuencia entre ellos o cualquier otra forma de comunicación de datos, incluidos vínculos de comunicación que usan cables de metal o de fibra óptica.

[0027] El módulo de control de la BES 31 y el módulo de adquisición de datos 33 establecen interfaz con un módulo de comunicación de datos 35 que proporciona comunicación de datos de dos vías a un sistema de gestión remota 37 a través de una red de comunicación de datos 39. La red 39 de preferencia incluye una red de comunicación satelital para comunicación de datos hacia y desde el módulo de comunicación de datos 35, aunque se pueden usar otros tipos de redes de comunicación de datos. El sistema de gestión remota 37 de preferencia se realiza mediante uno o más sistemas programados de computador que tienen una unidad procesadora central acoplada operativamente a una memoria (p.ej., memoria semiconductora y memoria no volátil como uno o más discos duros) así como un dispositivo de ingreso de usuario y un dispositivo de salida. Una unidad de entrada de usuario puede comprender diversos dispositivos, como un teclado, ratón, unidad de reconocimiento de voz, pantalla sensible al tacto, otras unidades de entrada o combinaciones de dichas unidades. El dispositivo de salida puede comprender uno o más modos de presentación visual (p.ej., monitores) o pantallas) o una o más unidades de salida

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] La interfaz del usuario 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

vibración del motor de la BES recogidos y almacenados por la funcionalidad de perfilación de datos.

[0035] Como se muestra en detalle en el bloque 101 A, el valor del cambio porcentual para la corriente operativa se determina recuperando la medición de la corriente operativa almacenada para el intervalo de consulta más reciente (bloque 105A), que han sido recogidos y almacenados por la funcionalidad de perfilación de datos del sistema de gestión 37. Se recupera un valor de medición de la corriente operativa estable del almacenamiento de datos (bloque 111A). Este valor de medición de la corriente operativa estable es fijado por una entrada del usuario (bloque 119 e interfaz gráfica de usuario de la Figura 3) y se guarda en el almacenamiento de datos (bloque 120). El cambio porcentual de la corriente operativa medida con respecto a valor de corriente operativa estable ingresado por el usuario se calcula en el bloque 107A. Esto de preferencia se logra de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \% \text{ de cambio} = & \quad [\text{valor de medición corriente operativa (bloque 105A)} - \text{valor} \\ & \quad \text{de medición de la corriente operativa estable (bloque 111A)}] / \\ & \quad [\text{valor de medición de la corriente operativa estable (bloque} \\ & \quad \text{111A)}]. \end{aligned}$$

[0036] En el bloque 109A, el cambio porcentual calculado en el bloque 107A se usa para alimentar la lógica de ponderación 113. Se realizan operaciones similares con los bloques 101B-1011 para calcular y expresar el cambio porcentual de los diversos parámetros operativos correspondiente a las mismas. Nótese que la presión de admisión suele caer con el tiempo. Por ello, el cambio porcentual de la presión de admisión se calcula como el porcentaje de caída con respecto a la presión de admisión estable ingresada por el usuario.

[0037] La lógica de ponderación 113 cartografía el valor de los cambios porcentuales suministrado de la misma a un conjunto correspondiente valores del factor de ponderación (denotado como $wf_A, wf_B, \dots wf_I$). De esta forma, el valor del cambio porcentual la corriente operativa de la BES calculado y expresado en el bloque 101 A es cartografiado al factor de ponderación wf_A . El valor del cambio porcentual para el escape de corriente de la BES calculado y expresado en el bloque 101 B es cartografiado a un factor de ponderación wf_B . El valor del cambio porcentual para la temperatura del motor de la BES calculado y expresado en el bloque 101 C es cartografiado a un factor de ponderación wf_C . El valor del cambio porcentual para el PPI de la BES calculado y expresado en el bloque 101 D es cartografiado a un factor de ponderación wf_D . El valor del cambio porcentual para la presión de descarga de la BES calculado y expresado en el bloque 101 E es cartografiado a un factor de ponderación wf_E . El valor del cambio porcentual para la presión de admisión de la BES calculado y expresado en el bloque 101 F es cartografiado a un factor de

ponderación wf_F . 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 wf_G . 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 wf_H . Por último, el valor del cambio porcentual para la vibración del motor de la BES calculado y expresado en el bloque 101 I es cartografiado a un factor de ponderación wf_I .

[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>wf_A</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>wf_B</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>wf_C</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>wf_D</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

24

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 poniendo en una escala cada valor de factor de ponderación 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 en 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, a las asignaciones de calificación de confianza que se muestran arriba son para exclusivamente para efectos ilustrativos y pueden ser fácilmente modificados para diferentes aplicaciones según se considere 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 1011, 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).

[0042] En el bloque 116, la lógica de presentación del sistema de gestión 37 genera una o más interfaces gráficas de usuario (IGU) con base en el valor del IPF guardado por el bloque 115. En el bloque 117, dichas interfaces gráficas de usuario son la salida para una pantalla a uno o más usuarios. En la modalidad preferida, las interfaces gráficas de usuario generadas en el bloque 116 muestran el valor del IPF mismo (p.ej., el valor que se muestra en la fila Total de la pantalla de la página de internet de la Figura 3 y los valores que se muestran en la columna de IPF de la pantalla de la página de internet de la Figura 4), por lo menos una alarma visual si el valor del IPF sobrepasa un valor umbral predeterminado (p.ej., el indicador de alarma se ilumina en la columna de Alarma de la Figura 4), una descripción de la causa subyacente de una situación de alarma (p.ej., el texto de la columna Descripción de la Figura 4), o un calibrador que ilustre visualmente el valor del IPF (p.ej., los IPF de los calibradores horizontales que se muestran en las Figuras 5A y 5B).

[0043] En la modalidad preferida, las interfaces gráficas de usuario generadas por la lógica de presentación del sistema de gestión 37 incluyen por lo menos una vista de la entrada predictiva de falla, una vista de los detalles de campo, una vista de la vigilancia del sistema y una vista de la vigilancia hidráulica como se describe a continuación en más detalle.

[0044] La vista de entrada de falla predictiva les ofrece a los usuarios un conjunto valores de parámetros operativos estables que se usan como parte de los cálculos de predicción de fallas (bloques 119 mostrados en la Figura 3, que incluye un grupo de filas y columnas en donde las filas corresponden a los respectivos parámetros operativos que se usan como parte del cálculo de predicción de fallas de la Figura 2. La columna rotulada "IO" muestra estos parámetros operativos. La columna rotulada "Unidad" identifica la unidad de medida para estos parámetros operativos. La columna rotulada "Valor Actual" muestra el valor de medición del respectivo parámetro operativo para el intervalo de consulta más reciente. La columna rotulada "Valor estable" muestra los valores estables actuales de los respectivos parámetros operativos como están guardados en el almacenamiento de datos. La columna rotulada "Evento" muestra los cambios porcentuales de los respectivos parámetros operativos para el intervalo de consulta más reciente. La columna rotulada "Confianza" muestra las calificaciones de confianza para los respectivos parámetros operativos que se usan como parte del cálculo de predicción de fallas de la Figura 2. El valor del IPF de salida por la lógica de ponderación 113 de la Figura 2 se muestra en la esquina inferior izquierda de la vista en la fila rotulada "Total". La columna rotulada "Nuevo valor estable" proporciona casillas de entrada que le permiten al usuario ingresar nuevos valores operativos estables para los respectivos parámetros operativos. Estos nuevos valores operativos estables son consignados y almacenados en el almacenamiento de datos cuando el usuario hace clic en el botón "Actualizar" en la parte inferior central de la vista.

[0045] La vista en detalle del yacimiento ofrece una visión de conjunto de los pozos que

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 del 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

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 alerta 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 Un sistema de la 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.