Organizacion y Digitalizacion CSA Ltda.
CSA220621

Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
INVENTARIO

Delegatura de Propiedad Industrial

División de Nuevas Creciones

PCT

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCIÓN

21. **EXPEDIENTE No.** 08-106717

54. **TÍTULO** SISTEMA Y METODO PARA MONITOREO Y PREDICCION EN TIEMPO REAL DE FALLAS DE BOMBAS ELECTRICAS SUMERGIBLES

51. **CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL** E21B 47/00 ; 13/00

71. **SOLICITANTE** SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.

DOMICILIO LA HAYA, HOLANDA

74. **APODERADO** GERMAN CASTILLO GRAU

22. **BOGOTÁ, D. C.,** 2008-X-07

(FORMA P-10)

PETITORIO

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 08-106717- -00000-0000

Fecha: 2008-10-07 14:48:46 Dep. 2020 NUECREACIONI
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 87

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE
PCT
ENTRADA EN FASE NACIONAL

1 SOLICITUD DE:

[X] Patente de Invención [ ] Patente de Modelo de Utilidad

[X] Capitulo I (Ver folio 90) [X] Capitulo II

2 SOLICITANTE (71)	Nombre: **SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.** Dirección: Parkstraat 83-89 Nacionalidad o domicilio: La Haya, Holanda Lugar de Constitución: Holanda	**IDENTIFICACIÓN** C.C [ ] NIT [ ] C.E. [ ] Otro [ ] Cual _____ Número _____
3 REPRESENTANTE O APODERADO	Nombre: **GERMAN CASTILLO GRAU** Dirección: Carrera 13 No. 37-43 Piso 12 Teléfono: 285 74 60 Fax: 285 92 67 E-mail info@castillograu.com	**IDENTIFICACIÓN** C.C [X] NIT [ ] C.E. [ ] OTRO [ ] Cual _____ Número 17.017.671 de Bogotá TP 2.978 del C.S.J.
4 INVENTOR(ES) (72)	Nombre: Lance I. Fielder Dirección 3 Sweetwater Court Nacionalidad o Domicilio: Sugar Land, Estado de Texas, E.U.A.	

5 PCT (86)

Solicitud Internacional No. PCT/IB2007/000357 Fecha : Febrero 12, 2007

Publicación Internacional No. WO 2007/107815 A1 Fecha: Septiembre 27,2007

6 Titulo (54) **SISTEMA Y MÉTODO PARA MONITOREO Y PREDICCIÓN EN TIEMPO REAL DE FALLAS DE BOMBAS ELÉCTRICAS SUMERGIBLES**

7 Clasificación Internacional (51) E21B 47/00

8 Prioridad	(33) País de origen	(32) Fecha	(31) Número de Solicitud
Si [X] No [ ]	E.U.A.	Marzo 23, 2006	11/308,420

9 Comprobante de pago N°: 79987 Fecha: _____

Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario, ver reverso de esta página.

10 ANEXOS

- [X] Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud
- [ ] Documento que acredita la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona juridica.
- [X] Poderes, si fuere el caso **copia auténtica**
- [ ] Certificado de existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica
- [ ] Documento de Cesión del inventor al solicitante o a su acusante
- [ ] Declaraciones
- [X] Copia de la solicitud Internacional. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- [X] Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos).
- [ ] Copia del examen preliminar efectuado por la IPEA.
- [ ] Traducción del examen preliminar efectuado por la IPEA.
- [ ] De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- [ ] De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indigenas.
- [ ] De ser el caso, certificado de depósito de material biológico.
- [X] Arte final 12 x 12
- [ ] De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o titulos obtenidos en el extranjero por el mismo titular o su causante, relacionadas parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.
- [ ] Otros

11 FIGURA CARACTERISTICA

12 Solicito la concesión de patente,

NOMBRE: GERMAN CASTILLO GRAU

FIRMA:

C.C. 17.017.671 de Bogotá T.P. 2.978 del C.S.J.

Instrucciones para la presentación de los anexos, ver reverso de esta página

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 08 - 79,787
FECHA : OCTUBRE 7 DE 2008

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
No. 08-106717- -00000-0000
Fecha: 2008-10-07 14:48:46 Dep. 2020 NUECREACIONI
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 87

***** C O N S I G N A C I O N *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PGO	Vr. PAGO
CASTILLO GRAU Y ASOCIADOS	CONSIGNACION	BANCO DE BOGOTA	062754387	99355174	07/10/2008	5,895,000.00

***** C O N C E P T O *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	501,000.00
		TOTAL : $	501,000.00

SON: QUINIENTOS UN MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No._____

CONSULADO DE COLOMBIA

El suscrito Cónsul de Colombia (E) en La Haya, Holanda,
vistos los documentos presentados por los interesados,

CERTIFICA:

Que el Señor **A.J. VAN DER LINDEN**, quien como Notario Público de La Haya, Países Bajos, autenticó la firma del signatario del poder precedente, ejercía en la fecha las funciones indicadas, y su firma corresponde a la registrada en este Consulado.

Que la Compañía **SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.** es una Sociedad constituída de acuerdo con las leyes de los Países Bajos, cumple su objeto conforme a las mismas y se halla registrada en la Cámara de Comercio y Fábricas de La Haya, Haaglanden, bajo el número **27101455**;

Que el Señor **Abraham Rutger VERBURG,** signatario del presente documento, quien en su carácter de Director de la Empresa **SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.** tiene facultad para ello y cuya firma fue autenticada ante el Notario Público de La Haya, el Señor **A.J. VAN DER LINDEN,** es el representante legal de la citada Empresa en este país.

El Cónsul de Colombia (E) en La Haya, Países Bajos, no asume responsabilidad alguna por el contenido del documento.

Esta certificación se expide en La Haya, Países Bajos, a los veintisiete (27) días del mes de Octubre de dos mil (2000).

Impuesto de Timbre	US$	7.00.
Derechos Consulares	US$.	100.00
Costo Total Pagado	US$.	107.00

Certificación No. **263**

Como Notario Veintiséis del Circulo de Bogotá, hago constar que esta copia coincide con original que se ha presentado
Bogotá D.C. - Colombia.
29 SET 2008
GUSTAVO SAMPER RODRIGUEZ
NOTARIO VEINTISEIS

CARLOS ABONDANO B.
CONSUL DE COLOMBIA (E)
LA HAYA

EN BLANCO
NOTARIA VEINTISEIS

EN BLANCO
NOTARIA VEINTISEIS

NO SE ASUME
RESPONSABILIDAD

2008 NOV -9 A 11:03

JEFE DE LEGALIZACIONES
SANTAFE DE BOGOTA D.C.

MINISTERIO DE RELACIONES
EXTERIORES

4688

CUYA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESAMPARA
LAS FUNCIONES INDICADAS

Como Notario Veintiséis del Circulo de Bogotá, hago constar que esta copia coincide con original que se ha presentado Bogotá D.C. - Colombia.

29 SET 2008

GUSTAVO SAMPER RODRIGUEZ
NOTARIO VEINTISEIS

EN BLANCO
NOTARIA VEINTISEIS

OD-46144

Castillo Grau & Associates
LAW OFFICES
P.O. BOX 251473
BOGOTA, COLOMBIA

FOR PATENTS AND TRADE MARKS IN COLOMBIA

1 Applicant's name

2 Applicant's Address

3 Leave blank

4 Date

5 Applicant's signature

The applicant's signature must be attested by a Notary Public through the NOTARIAL CERTIFICATE: in the "(Individual)", when the signer is a natural person; and in the "(Corporations)", when is a legal one. The Notary's signature must then be legalized by a Colombian Consular Officer.

La firma del solicitante debe ser atestada por un Notario Público por medio de la DECLARACION NOTARIAL: en la "(Individual)", cuando el firmante es una persona natural; y en la de "(Sociedades)", cuando es una persona jurídica. La firma del notario deberá ser legalizada por el Consulado Colombiano.

PODER GENERAL

(1). SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.

domiciliado en (2) La Haya, Holanda

nombra al Dr. (3) German Castillo Grau y/o Adriana Castillo Gibsone y/o Luis Felipe Castillo Gibsone. . . .

. . . . . con oficinas en la Carrera 13 No. 37 -43 Piso 12 en Bogotá, Colombia como sus representantes con poder especial amplio y suficiente, para recabar de las oficinas y autoridades Colombianas, administrativas, judiciales o de policía, en primera o segunda instancia, la obtención de Patentes de Invención, Registro de Marcas, de Modelos y de Dibujos Industriales, de Nombres Comerciales y Enseñas, lo mismo que traspasos, extensiones, renovaciones, cambios de nombre, registro de licencias de explotación y registro de licencias de uso referentes a tales actuaciones, a cuyo efecto les faculta para dar ante dichas autoridades todos los pasos necesarios al objeto indicado, elevar solicitudes, formular descripciones, enmiendas, protestas, declaraciones, apelaciones y reclamos, solicitar la aplicación de medidas cautelares, aceptar en nuestro nombre y representación la Cesión de derechos de invención y de patente de invención que se nos haga por cualquier persona, abonar todos los impuestos, cuotas y pagos determinados por la ley, recibir todos los documentos y valores dando el descargo respectivo, llenar cualesquiera otros requisitos, desistir y tomar en fin todas las medidas que creyeren conducentes al resguardo de nuestros intereses y en caso de presentarse oposiciones para que intervengan como demandantes o como demandados, con todas las demás facultades legales necesarias. Este poder comprende además las facultades de recibir, desistir, transigir, comprometer, sustituir, revocar sustituciones, recibir notificaciones y nombrar apoderados judiciales o extra-judiciales.

Dado y firmado en (4) Octubre 2, 2000

(5) [signature]

Corporate Seal to be affixed

GENERAL POWER OF ATTORNEY

(1). SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.

domiciled in (2). PARKSTRAAT 83-89 2514 VG THE HAGUE THE NETHERLANDS

hereby appoint Dr. (3) German Castillo Grau and/or Adriana Castillo Gibsone and/or Luis Felipe Castillo Gibsone . . . . . .

. . . . . With offices at Carrera 13 No. 37 -43 Piso 12 en Bogotá, Colombia as our representatives with special, ample and sufficient power to obtain from the offices and Colombian authorities, administrative, judicial and police, in first or in second instance, Patents of Invention, registration of trade Marks, of Models and Industrial Drawings, of Commercial Names and ensigns, as well as assignments, extensions, renewals, changes of name, registration of licences of explotation and of licences of use refering to said actions who are empowered to take before said authorities all of the necesary steps for the purposes indicated, to file applications, to formulate descriptions, corrections, protests, declarations, appeals and claims, apply for precautionary measures, to accept on our behalf and representation the assignment of rights of invention and titles of invention that may be done to us by any person, to pay all taxes, quotas and payments prescribed by law, to receive all the documents and proceeds giving the respective acquitance or receipt; to fulfill any other requisites to desist and take in fact any other measures that may be deemed conducive to the safeguard of our interests, and in case oppositions are presented to interevene as complainant and defendant, with all neccesary legal faculties. This power of attorney includes the faculties to receive, desist, compromise, transact, substitute it in all or in part, to revoke substitutions, to receive notifications and to appoint extra-judicial or judicial attorneys.

Given and signed in (4) 2 OCTOBER 2000

Como Notario Veintiséis del Círculo de Bogotá, hago constar que esta copia coincide con original que se ha presentado Bogotá D.C., Colombia.

29 SET 2008

GUSTAVO SAMPER RODRIGUEZ
NOTARIO VEINTISEIS

La declaración Notarial a la vuelta.
Notarial acknowledgement on other side.

DECLARACION NOTARIAL

(Individual)

A los. . . . . días del mes. . . . . de 19. . . . compareci. . . . personalmente ante mí, Notario Público. . . . . .

a quien(es) doy fé de conocer y me consta que es (son) la(s) persona(s) descritas y firmante(s) del documento que precede, declarando ante mí que otorga(n) el mismo para los fines y propósitos que en él se expresan.

El Notario Público,

NOTARIAL CERTIFICATE

(Individual)

On this. . . . . day of. . . . . personally appeared before me, a Notary Public . . . . . .

to me known, and known to me be the person(s) described in and who executed the foregoing document, and he (they) duly acknowledged to me that he (they) executed same for the uses and purposes therein expresed.

Notary Public

(Sociedades)

El infrascrito Notario Certifica: que la firma que antecede y dice. . . . . .
Abraham Rutger Verburg . . . . .
. . . . . .
es auténtica; que el signatario desempeña actualmente el cargo de . Director . . . .
Gerente . . . . . .
de SCHLUMBERGER TECHNOLOGY . .
B.V. . . . . .
que tiene facultad para otorgar este poder; y que dicha compañia está domiciliada en . . .
La Haya, Holanda . . . . . .
y actualmete existe y está organizada de acuerdo a las leyes de . . Holanda . . . . .
. . . . . .
Todos los hechos anteriores le constan por haber examinado los documentos respectivos y de todo ello da fé.

Dado y firmado en . . . . La Haya, ...
. . . . Holanda . . . . . .

El Notario Público

(Corporations)

The undersigned Notary Public certifies; that the preceding signature reading . . Abraham Rutger Verburg . . . . . .
. . . . . .
is authentic; that the signor at present fills the post of . managing director
. . . . . .
of Schlumberger . . . . . .
. Technology B.V. . . . . .
and that he is empowered to grant this power; and that said company is domicilied in . . . . .
. The Hague, The . . . . . .
. Netherlands . . . . . .
and actually exists and is organized in accordance with the laws of . . . The . . . . . .
. . . . Netherlands . . . . . .
all the foregoing facts are known to the Notary due to his having examined the respetive documents to which he, the Notary attests

Granted and signed in . . The Hague, The . . Netherlands . . .

Notary Public

Mr A.J. van der LINDEN
Notaris te 's-Gravenhage

(Con legalización Consular)

(With Consular legalization)

Como Notario Veintiseis del Circulo de Bogotá, hago constar que esta copia coincide con original que se ha presentado
Bogotá D.C. - Colombia.

29 SET 2008

GUSTAVO SAMPER RODRIGUEZ
NOTARIO VEINTISEIS

RONDISSEMENTS-RECHTBANK

6

EN BLANCO
NOTARIA VEINTISEIS

EN BLANCO
NOTARIA VEINTISEIS

's-GRAVENHAGE

ARRONDISSEMENTSRECHTBANK 's-GRAVENHAGE

Gezien voor legalisatie der handtekening
van Mr. A.J. van der Linden
door Ons President van de Arrondissements-
rechtbank te 's-Gravenhage, de 9 OKT. 2000

President Arrondissements-Rechtbank 's-Gravenhage

Como Notario Veintiséis del Circulo de Bogotá, hago constar que esta copia coincide con original que se ha presentado Bogotá D.C.- Colombia.

29 SET 2008

GUSTAVO SAMPER RODRIGUEZ
NOTARIO VEINTISEIS

Gezien voor legalisatie van de handtekening
van mr. A.H. van Delden
President van de Arrondissementsrechtbank te Den Haag
's-Gravenhage 10 OKT. 2000
De Minister van Justitie,
namens de minister,
hoofd van de directie Bedrijfsvoering en Ondersteuning
Bestuursdepartement,
voor deze,

Ministerie van Justitie

Gezien voor legalisatie van de handtekening
van dhr/mw PNA de Raad
's-Gravenhage, 10 OKT 2000

De Minister van
Buitenlandse Zaken
voor deze,

mw I.S. IJserinkhuijsen

Leges f 20,=

CORNELIO NIEMAN TRADUCTOR OFICIAL RESOLUCION 5455, NOV5,82

TRADUCCION OFICIAL
DE LEGALIZACIONES
DEL HOLANDES AL INGLES
PERTENECIENTES A DOCUMENTOS DE SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.

Visto para legalización de la firma de Mr. A.J.van der Linden
por Presidente de la Corte del Distrito de La Haya
el 09 OCT 2000
lleva firma y sello

Visto para legalización de mr. A.H. van Delden
Presidente de la Corte del Distrito La Haya
El Ministro de Justicia, en nombre del Ministro,
Jefe de la dirección Manejo y Apoyo
Departamento Administrativo
para el, firma y sello 10 oct 2000

Visto para legalización de la firma de PNA de Raad
La Haya 10 oct 2000
El Ministro de Relaciones Exteriores para el,
firma Sra I.S. IJserinkhuijsen
fl 20,=
Lleva Certificación Consul de Colombia en La Haya Holanda
de fecha 27 Octubre 2000 firmado por Carlos ABONDANO B
con no. 263 sello seco
Lleva sello Ministerio de Relaciones Exteriores, Jefe
Legalizaciones, Bogotá de fecha 2000 NOV 9 con no. 468464
firmado

NO SE ASUME RESPONSABILIDAD DEL TEXTO
2001 MAY -8 A 11: 1
JEFE DE LEGALIZACIONES SANTAFE DE BOGOTA D.C.

Como Notario Veintiséis del Circulo de Bogotá, hago constar que esta copia coincide con original que se ha presentado Bogotá D.C. - Colombia.
29 SET 2008
GUSTAVO SAMPER RODRIGUEZ
NOTARIO VEINTISEIS

MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES
132579
CUYA FIRMA APARECE EN EL DOCUMENTO DESEMPEÑA LAS FUNCIONES INDICADAS

Como Notario Veintiséis del Circulo de Bogotá, hago constar que esta copia coincide con original que se ha presentado Bogotá D.C. - Colombia.
29 SET 2008
GUSTAVO SAMPER RODRIGUEZ
NOTARIO VEINTISEIS

SYSTEM AND METHOD FOR REAL-TIME MONITORING AND FAILURE PREDICTION OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS

BACKGROUND OF THE INVENTION

Field of the Invention

[0001] This invention relates broadly to artificially lifted oil wells. More particularly, this invention relates to real-time monitoring and failure prediction of electrical submersible pumps.

Description of Related Art

[0002] In many oil wells, an artificial lift system is employed to lift fluid (e.g., petroleum) from a subterranean reservoir to a collection point. In many applications, the artificial lift system includes an electrical submersible pump that is positioned within a wellbore. The pump intakes fluid from the wellbore and pumps the fluid upwardly or laterally through the wellbore to the collection point. During extended operation, the components of the electrical submersible pump may be subject to degradation or breakage, which can lead to unwanted well intervention activities such as workovers.

[0003] In many applications, the electrical submersible pumps are installed in wells that are offshore, subsea, or in remote areas that are not easily accessible for intervention and workover. In these applications, it would be beneficial to provide operators with the ability to accurately monitor the condition of the electrical submersible pumps and effectively predict failure before it occurs such that equipment can be efficiently mobilized before a pump fails. To this end, systems have been developed

that provide real-time data acquisition and monitoring of an electrical submersible pump. These systems enable operators to monitor in real-time the operational characteristics of the pump and intelligently control the operation of the pump. Such operations allow operators to identify changing well conditions as well as changing pump characteristics due to pump wear and instability, and to optimize the performance of the pump system based thereon. Such operations also allow operators to take immediate remedial action if conditions warrant such action.

[0004] Disadvantageously, current monitoring systems require experienced operators to monitor and analyze in detail the operating conditions of the pump in order to identify operating conditions that predict if and when failure of the pump system is imminent. Employing such an experienced operator (or providing an inexperienced operator with the necessary amount of training) is difficult to accomplish and costly over the operational lifetime of the pump system.

[0005] Thus, there is a need in the art to provide an electrical submersible pump monitoring system that provides a simple and user-friendly mechanism for accurately predicting pump failure and which avoids the difficulties and costs associated with the prior art systems.

BRIEF SUMMARY OF THE INVENTION

[0006] It is therefore an object of the invention to provide an electrical submersible pump monitoring system that provides a simple and user-friendly mechanism for accurately predicting pump failure.

[0007] It is another object of the invention to provide such a monitoring system which

avoids the difficulties and costs associated with the prior art.

[0008] It is a further object of the invention to provide such a monitoring system in which the failure prediction mechanism can simply and intuitively be updated by the user over the operational lifetime of the electrical submersible pump system, if needed.

[0009] In accord with these objects, which will be discussed in detail below, a method of (and corresponding system for) monitoring an electrical submersible pump stores first measurement values associated with a plurality of operating parameters of the electrical submersible pump. The first measurement values include subsets corresponding to operating parameters (e.g., operating amperage, current leakage, current imbalance, motor temperature, pump performance index, discharge pressure, intake pressure, discharge vibration, intake vibration, and motor vibration). Each subset of first measurement values is obtained during downhole operation of the electrical submersible pump over time. Users define a plurality of user-supplied stable operating values corresponding to the operating parameters. A failure prediction value representing likelihood of failure of the electrical submersible pump is generated based upon the first measurement values and the user-supplied stable operating values. The failure prediction value is stored for subsequent output and monitoring of the electrical submersible pump.

[0010] In the preferred embodiment, for each operating parameter, the first measurement values are processed to generate a second measurement value characterizing the current condition of the operating parameter, and a third measurement value is calculated as a percentage change of the corresponding second measurement value and the corresponding user-supplied stable value. The failure

prediction value is calculated by mapping the third measurement values to weight factor values, scaling the weight factor values by a set of corresponding confidence ratings to generate a set of resultant products, and then adding the resultant products.

[0011] In an illustrative embodiment of the present invention, the failure prediction value is used to generate one or more graphical user interfaces that are output to the user for monitoring and alarm purposes. Such graphical user interface(s) preferably include at least one of: a display of the failure prediction value itself, at least one visual alarm that is raised in the event that the failure prediction value exceeds a predetermined threshold value, a description of the underlying cause of an alarm condition, and a gauge that visually depicts the failure prediction value.

[0012] It will be appreciated that electrical submersible pump (ESP) monitoring methodology (and systems based thereon) provide improved mechanisms for predicting the failure of ESP systems and reporting such predictions to users. Importantly, the predictions are based on the acquisition, collection, and storage of sufficient data on key operating points of the ESP system. The mechanisms also provide a simple and intuitive interface that allows users to modify and update the fault prediction mechanism during the operational lifetime of the ESP system in order to ensure accurate fault prediction over time. Because the simple and intuitive interface does not require extensive training or experience to understand, a wide range of operators can monitor and analyze the operating conditions of the ESP system, which aids in reducing monitoring costs.

[0013] Additional objects and advantages of the invention will become apparent to those skilled in the art upon reference to the detailed description taken in conjunction

with the provided figures.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

[0014] FIG. 1 is a system block diagram in which the present invention is embodied.

[0015] FIG. 2 is a functional block diagram of the logic carried out by the failure prediction functionality and presentation logic of the management station of FIG. 1 in accordance with the present invention.

[0016] FIG. 3 is a pictorial illustration of an exemplary graphical user interface that allows for users to dynamically update the stable operating values that are used as part of the failure prediction calculations carried out in FIG. 2.

[0017] FIG. 4 is a pictorial illustration of an exemplary graphical user interface for communicating failure prediction information that is based upon the failure prediction calculations carried out in FIG. 2 along with other well surveillance information.

[0018] FIG. 5A is a pictorial illustration of an exemplary graphical user interface for communicating failure prediction information that is based upon the failure prediction calculations carried out in FIG. 2 along with other system surveillance information.

[0019] FIG. 5B is a pictorial illustration of an exemplary graphical user interface for communicating failure prediction information that is based upon the failure prediction calculations carried out in FIG. 2 along with other hydraulic surveillance information.

DETAILED DESCRIPTION OF THE INVENTION

[0020] The present invention generally relates to a system and method for real-time

monitoring and failure prediction of electrical submersible pumps. The system and method employ real-time data acquisition and monitoring of the downhole pumping system along with automatic computer-implemented fault prediction. Such fault prediction enables the well operator (or well field manager) to more efficiently and effectively predict failure of the downhole pumping system before it occurs, thereby minimizing the risk of catastrophic failure and the costs associated therewith.

[0021] Turning now to Figure 1, an exemplary electrical submersible pumping system 11 is shown disposed within a wellbore 13 drilled or otherwise formed in a geological formation 15. Electrical submersible pumping system 11 is suspended below a wellhead 17 disposed, for example, at a surface 19 of the earth. Pumping system 11 is suspended by a deployment system 21, such as production tubing, coiled tubing, or other deployment system. In the embodiment illustrated, deployment system 21 comprises tubing 23 through which well fluid is produced to wellhead 17.

[0022] As illustrated, wellbore 13 is lined with a wellbore casing 25 having perforations 27 through which fluid flows between formation 15 and wellbore 13. For example, a hydrocarbon-based fluid may flow from formation 15 through perforations 27 and into wellbore 13 adjacent electrical submersible pumping system 11. Upon entering wellbore 13, pumping system 11 operates to pump the fluid upwardly through tubing 23 to the wellhead 17 and on to a desired collection point.

[0023] The electrical submersible pumping system 11 may comprise a wide variety of components depending on the particular application or environment in which it is used. The exemplary electrical submersible pumping system 11 shown in FIG. 1 includes a discharge section 11-1, a pump section 11-2, an intake section 11-3, a

protection/seal section 11-4, and a motor section 11-5. The pump section 11-2 provides mechanical elements (e.g., vanes, pistons) that pump fluid from the intake section 11-3 and out the discharge section 11-1 for supply to the surface. The intake section 11-3 has intake ports that provide a fluid path for drawing fluid into the pump section 11-2 from the wellbore 13. The protector/seal section 11-4 transmits torque generated by the motor section 11-5 to the pump section 11-2 for driving the pump. The protector/seal section 11-4 also provides a seal against fluids/contaminants entering the motor section 11-5. The motor section 11-5 includes an electric motor assembly that is driven by electric power supplied thereto from the surface. A sensor unit 11-6, which is disposed on the bottom end of the electrical submersible pump system 11, provides an additional clamping position as well as means for protecting the system 11 when running the completion.

[0024] At least one surface-located ESP control module 31 is provided that interfaces to an external power source and controls the supply of electric power to the ESP motor section 11-5 via power cables 29 therebetween. The power cables 29 (which are typically realized by armored-protected, insulated conductors) extend through the wellhead 17 and downward along the exterior of the tubing 23 in the annular space between the tubing 23 and the casing 25. The ESP control module(s) 31 is capable of selectively turning on and shutting off the supply of power to the ESP motor section 11-5. The ESP control module(s) 31 may also incorporate variable-speed drive functionality that adjusts pump output by varying the operational motor speed of the ESP motor section 11-5. The ESP control module(s) 31 may also include sensors for real-time measurement of various operating parameters of the ESP system 11, such as the power supply voltage, amperage, and possibly current imbalance of the ESP system

11.

[0025] The sensor unit 11-6 of the ESP system 11 also includes or interfaces to sensors that provide real-time measurement of various downhole operating parameters of the electrical submersible pumping system 11. In the preferred embodiment, the discharge section 11-1 (or another part of the system adjacent thereto) includes a vibration sensor for real-time measurement of localized vibrations of the discharge section 11-1 as well as a pressure sensor for real-time measurement of localized fluid pressure within or adjacent to the discharge section 11-1. Similarly, the intake section 11-3 (or another part of the system adjacent thereto) includes a vibration sensor for real-time measurement of localized vibrations of the intake section 11-3 as well as a pressure sensor for real-time measurement of localized fluid pressure within or adjacent to the intake section 11-3. Finally, the motor section 11-5 (or another part of the system adjacent thereto) includes a vibration sensor for real-time measurement of localized vibrations of the motor section 11-5, a sensor for real-time measurement of current leakage of the motor, and a temperature sensor for real-time measurement of localized temperature within or adjacent to the motor section 11-5. In the preferred embodiment, the temperature sensor of the sensor unit 11-6 measures motor oil temperature or motor winding temperature. An example of a commercially available sensor unit 11-6 that includes such functionality is the Phoenix Multisensor XT product sold by Schlumberger.

[0026] The sensor unit 11-6 also includes downhole communication equipment for telemetry of the measured downhole parameters to a surface-located data acquisition module 33. In the preferred embodiment, telemetry between the sensor unit 11-6 and

the surface-located data acquisition module 33 is accomplished by communication of modulated signals over the power cables 29. Alternatively, such telemetry can be accomplished by a wireless radio-frequency data communication link therebetween or any other form of data communication, including communication links employing wires or fiber optic cables.

[0027] The ESP control module 31 and the data acquisition module 33 interface to a data communication module 35 that provides two-way data communication to a remote management system 37 over a data communications network 39. The network 39 preferably includes a satellite communication network for data communication to and from the data communication module 35, although other types of data communication networks can be used. The remote management system 37 is preferably realized by one or more programmed computer systems having a central processing unit which is operatively coupled to a memory (e.g., semiconductor memory and non-volatile memory such as one or more hard disk drives) as well as a user input device and an output device. The user input device may comprise a variety of devices, such as a keyboard, mouse, voice-recognition unit, touchscreen, other input devices, or combinations of such devices. The output device may comprise one or more display devices (e.g., display monitor(s) or display screen(s)) and/or one or more audio output devices (e.g., audio speaker system). The remote management system 37 includes data logging functionality, ESP surveillance functionality, ESP control functionality, ESP failure prediction functionality, and presentation logic as described below.

[0028] The ESP data logging functionality stores data representing the operating parameter measurements of the electrical submersible pumping system 11 over time.

Such operating parameter measurements are generated by the ESP control module 31 and/or collected by the data acquisition module 33 and communicated to the management system 37 via the data communication module 35 and data communications network 39 for real-time monitoring and control. In the illustrative embodiment, the data logging functionality collects and stores data representing at least the following operational parameter measurements over time for each given ESP system:

i) operating voltage (as measured by the ESP control module 31);

ii) operating amperage (as measured by the ESP control module 31);

iii) current imbalance (as measured by the ESP control module 31);

iv) current leakage (as measured by the sensor unit 11-6);

v) motor temperature (as measured by the sensor unit 11-6);

vi) pressure at or near the ESP discharge section (as measured by the sensor unit 11-6);

vii) pressure at or near the ESP intake section (as measured by the sensor unit 11-6);

viii) vibration of the ESP discharge section (as measured by the sensor unit 11-6);

ix) vibration of the ESP intake section (as measured by the sensor unit 11-6); and

x) vibration at or near the ESP motor section (as measured by the sensor unit 11-6).

[0029] The ESP surveillance functionality analyzes the operational parameter data

18

collected by the data logging functionality over time to create summaries (e.g., episodic summaries and other trend curves) and reports that assist in evaluating the performance of a given ESP system. In the preferred embodiment of the invention, the ESP surveillance functionality measures trended parameters including a pump performance index (PPI) that is calculated based upon the difference between the operational lift performance of the ESP system (derived from the real-time operational parameter data of the ESP system) and factory tested lift performance of the ESP system. The ESP surveillance functionality also cooperates with the presentation logic to generate graphical user interfaces that enable users to view the operational parameters stored by the data logging functionality as well as the summaries and reports based thereon for monitoring and alarm purposes (Figures 4, 5A, 5B).

[0030] The ESP control functionality cooperates with the presentation logic to generate graphical user interfaces that enable users to request predetermined control operations (e.g., turn ESP motor on, turn ESP motor off, adjust ESP motor speed) for particular ESP systems managed by the management system 37. Such requests are translated to appropriate commands that are communicated to the desired ESP system via the data communications network 39.

[0031] The ESP failure prediction functionality processes the operating parameter data stored by the data logging functionality to generate an index (or score) that represents the likelihood that a particular ESP system 11 will fail (referred to below as a Prediction Failure Index or PFI). The ESP failure prediction functionality also cooperates with the presentation logic to generate one or more graphical user interfaces that display the PFI value and other information based thereon for output to requesting

users for monitoring and alarm purposes (e.g., Figures 3, 4, 5A, 5B).

[0032] Users interface to the presentation logic in order to request, access and display the graphical user interfaces generated by the presentation logic in cooperation with the ESP surveillance functionality, the ESP control functionality, and the ESP failure prediction functionality. In the illustrative embodiment shown, which is typical client-server architecture, the interface between a user and the presentation logic is realized by the execution of a suitable application on one or more client computing devices (one shown as 41) that are coupled to the management system 37 over a data communications network 43. Upon receipt of a requested graphical user interface, the application operates to render and display the graphical user interface on the display device of the client computing device. In alternative embodiments, the request, access, and display of the graphical user interfaces generated by the presentation logic can be realized as part of the management system 37 itself.

[0033] In the preferred embodiment, the graphical user interfaces generated by the presentation logic in cooperation with the ESP surveillance functionality, the ESP control functionality, and the ESP failure prediction functionality are realized as web pages (e.g., html documents, a raw text file, an image, or some other type of document). Such web pages are served by a web server module in accordance with user requests directed thereto. The web server module, which is preferably realized as part of the management system 37, receives such user requests over the data communications network 43 from web-browser applications executing on the client computing devices (e.g., client computing device 41). The requested graphical user interface is generated and then returned by the web server module for display at the

requesting client computing device.

[0034] Figure 2 illustrates the logic embodied by the ESP failure prediction functionality and presentation logic of the management system 37 in accordance with the present invention. It includes a set of blocks 101A - 101I corresponding to respective ESP operating parameters. Each one of the blocks 101A-101I is responsible for calculating the percentage change of the respective ESP operating parameter based upon the corresponding parameter operating data collected and stored by the data logging functionality and outputting the calculated percentage change value to weighting logic 113. In this manner, block 101A calculates and outputs the percentage change value for the operating amperage of a given ESP system based upon the ESP operating amperage data collected and stored by the data logging functionality. Block 101B calculates and outputs the percentage change value for the current leakage of the given ESP system based upon the ESP current leakage data collected and stored by the data logging functionality. Block 101C calculates and outputs the percentage change value for the motor temperature of the given ESP system based upon the ESP motor temperature data collected and stored by the data logging functionality. Block 101D calculates and outputs the percentage change value for the PPI of the given ESP system based upon the PPI data calculated and stored by the trending functionality. Block 101E calculates and outputs the percentage change value for the ESP discharge pressure of the given ESP system based upon the ESP discharge pressure data collected and stored by the data logging functionality. Block 101F calculates and outputs the percentage change value for the ESP intake pressure of the given ESP system based upon the ESP intake pressure data collected and stored by the data logging functionality. Block 101G calculates and outputs the percentage change value

for the ESP discharge vibration of the given ESP system based upon the ESP discharge vibration data collected and stored by the data logging functionality. Block 101H calculates and outputs the percentage change value for the ESP intake vibration of the given ESP system based upon the ESP intake vibration data collected and stored by the data logging functionality. Block 101I calculates and outputs the percentage change value for the ESP motor vibration of the given ESP system based upon the ESP motor vibration data collected and stored by the data logging functionality.

[0035] As shown in detail in block 101A, the percentage change value for the operating current is determined by retrieving the stored operating current measurement for the most recent polling interval (block 105A), which has been collected and stored by the data logging functionality of the management system 37. A stable operating current measurement value is retrieved from data storage (block 111A). This stable operating current measurement value is set by user input (block 119 and the graphical user interface of Figure 3) and stored in data storage (block 120). The percentage change of the measured operating current with respect to the user-input stable operating current value is calculated in block 107A. This is preferably accomplished as follows:

% change = [operating current measurement value (block 105A) - stable operating current measurement value (block 111A)] / [stable operating current measurement value (block 111A)].

[0036] In block 109A, the percentage change calculated in block 107A is output to the weighting logic 113. Similar operations are performed for the blocks 101B-101I to thereby calculate and output the percentage change of the various operating parameters corresponding thereto. Note that intake pressure typically falls over time.

Thus, the percent change for intake pressure is calculated as the percent fall relative to the user-supplied stable intake pressure.

[0037] The weighting logic 113 maps the percentage change values supplied thereto to a corresponding set of weight factor values (denoted wf_A, wf_B ... wf_I). In this manner, the percentage change value for ESP operating current calculated and output in block 101A is mapped to weight factor wf_A. The percentage change value for ESP current leakage calculated and output in block 101B is mapped to a weight factor wf_B. The percentage change value for the ESP motor temperature calculated and output in block 101C is mapped to a weight factor wf_C. The percentage change value for ESP PPI calculated and output in block 101D is mapped to a weight factor wf_D. The percentage change value for ESP discharge pressure calculated and output in block 101E is mapped to a weight factor wf_E. The percentage change value for ESP intake pressure calculated and output in block 101F is mapped to a weight factor wf_F. The percentage change value for ESP discharge vibration calculated and output in block 101G is mapped to a weight factor wf_G. The percentage change value for ESP intake vibration calculated and output in block 101H is mapped to a weight factor wf_H. Finally, the percentage change value for ESP motor vibration calculated and output in block 101I is mapped to a weight factor wf_I.

[0038] A table that illustrates an example of such mapping operations is set forth below.

Block 101A - ESP Operating Amperage

% change	wf_A
< 20	0.00
20-30	0.05
30-40	0.10
40-50	0.15
> 50	0.20

Block 101B - ESP Current Leakage

% change	wf_B
< 20	0.00
20-30	0.05
30-40	0.10
40-50	0.15
> 50	0.20

Block 101C - ESP Motor Temperature

% change	wf_C
< 20	0.00
20-30	0.05
30-40	0.10
40-50	0.15
> 50	0.20

Block 101D - ESP Pump Performance Index (PPI)

% change	wf_D
< 20	0.00
20-30	0.05
30-40	0.10
40-50	0.15
> 50	0.20

Block 101E - ESP Discharge Pressure

% change	wf_E
< 20	0.00
20-30	0.05
30-40	0.10
40-50	0.15
> 50	0.20

Block 101F - ESP Intake Pressure

% change	wf_F
< 20	0.00
20-30	0.05
30-40	0.10
40-50	0.15
> 50	0.20

Block 101G - ESP Discharge Vibration

% change	wf_G
< 20	0.00
20-30	0.05
30-40	0.10
40-50	0.15
> 50	0.20

Block 101H - ESP Intake Vibration

% change	wf_H
< 20	0.00
20-30	0.05
30-40	0.10
40-50	0.15
> 50	0.20

Block 101I - ESP Motor Vibration

% change	wf_I
< 20	0.00
20-30	0.05
30-40	0.10
40-50	0.15
> 50	0.20

In the preferred embodiment, such mappings are fixed by the design of the weighting logic 113 and cannot be updated by the user. Alternatively, such mappings can be exposed through a graphical user interface that allows for update by the user. Moreover, the mappings shown above are for illustrative purposes only and can readily be modified for different applications as needed.

[0039] The weighting logic 113 then calculates a PFI value by scaling each weight factor value wf_I by an associated confidence rating (cr_I) and then totaling the products as follows:

$$PFI = [(wf_A * cr_A) + (wf_B * cr_B) + (wf_C * cr_C) + (wf_D * cr_D) + (wf_E * cr_E) + (wf_F * cr_F) + (wf_G * cr_G) + (wf_H * cr_H) + (wr_I * cr_I)]$$

In an exemplary embodiment shown in Figure 3, the confidence rating cr_A is assigned a value of .200 (or 20.0%), the confidence rating cr_B is assigned a value of 0.200 (or 20.0%), the confidence rating cr_C is assigned a value of 0.00 (or 0.0), the confidence rating cr_D is assigned a value of .138 (or 13.8%), the confidence rating cr_E is assigned a value of 0.00 (or 0.0%); the confidence rating cr_F is assigned a value of 0.0 (or 0.0%); the confidence rating cr_G is assigned a value of .117 (or 11.7%); the confidence rating cr_H is assigned a value of .61 (or 6.1%); and the confidence rating cr_I is assigned a value of 0.00 (or 0.0%). In the preferred embodiment, such confidence rating assignments are fixed by the design of the weighting logic and cannot be updated by the user. Alternatively, such confidence rating assignments can be exposed through a graphical user interface that allows for update by the user. Moreover, the confidence rating assignments shown above are for illustrative purposes only and can readily be modified for different applications as needed.

[0040] The PFI value calculated by the weighting logic 113 is output to block 115, which stores the PFI value in data storage.

[0041] In the preferred embodiment, the operations of blocks 101A thru 101I, block 113, and block 115 are performed repeatedly over successive time-sequential polling

intervals for each ESP system monitored by the management system 37 in order to provide continuous monitoring of such ESP systems. Preferably, the time duration of the respective polling intervals is set by user input and thus can be dynamically adjusted as dictated by the user. The polling intervals can range from a number of seconds (e.g., every 3600 seconds), a number of hours (e.g., every 6 hours), or a number of days (e.g., daily).

[0042] In block 116, the presentation logic of the management system 37 generates one or more graphical user interfaces (GUIs) based upon the PFI value stored by block 115. In block 117, such graphical user interface(s) are output for display to one or more users. In the preferred embodiment, the graphical user interface(s) generated in block 116 display the PFI value itself (e.g., the value shown in the Total row of the web page display of Figure 3 and the values shown in PFI column of the web page display of Figure 4), at least one visual alarm if the PFI value exceeds a predetermined threshold value (e.g., the alarm indicator lights in the Alarm column of Figure 4), a description of the underlying cause of an alarm condition (e.g., the text in the Description column of Figure 4), and/or a gauge that visually depicts the PFI value (e.g., the horizontal PFI gauges shown in Figures 5A and 5B).

[0043] In the preferred embodiment, the graphical user interfaces generated by the presentation logic of the management system 37 include at least a predictive failure input view, a field detail view, a system surveillance view and a hydraulic surveillance view as described below in more detail.

[0044] The predictive failure input view enables users to set the stable operating parameter values that are used as part of the failure prediction calculations (blocks 119

and 120 of Figure 2). An illustrative example of the predictive failure input view is shown in Figure 3, which includes an array of rows and columns whose rows correspond to the respective operating parameters that are used as part of the failure prediction calculation of Figure 2. The column labeled "IO" lists these operating parameters. The column labeled "Unit" identifies the unit of measure for these operating parameters. The column labeled "Current Value" lists the measurement value of the respective operating parameter for the most-recent polling interval. The column labeled "Stable Value" lists the current stable values of the respective operating parameters as stored in data storage. The column labeled "Occurrence" lists the percentage changes of the respective operating parameters for the most-recent polling interval. The column labeled "Confidence" lists the confidence ratings cr_i for the respective operating parameters that are used as part of the failure prediction calculation of Figure 2. The PFI value output by the weighting logic 113 of Figure 2 is displayed in the lower right hand corner of the view in the row labeled "Total". The column labeled "New Stable Value" provides input boxes that allow the user to input new stable operating values for the respective operating parameters. These new stable operating values are committed and stored in data storage when the user clicks on the "Update" button at the bottom center part of the view.

[0045] The field detail view provides an overview of the wells operating in a given oil field and allows for tabular display of wells that have an alarm or alert, prioritized by the importance of the well. An illustrative example of the field detail view is shown in Figure 4, which includes an array of rows and columns in a tabular form whose rows correspond to respective wells that are part of a given oil field (in this example, the "Dora Roberts" oil field) managed by the management system 37. The oil field is

selected by a drop down menu at the top of the view. The column labeled "Alarm" includes links designated "H" to web pages that display the alarm history for respective wells in addition to visual alarm indicators for wells whose given PFI value exceeds certain threshold levels. More particularly, a "yellow" alarm light indicator is displayed in the event that the PFI value exceeds a first predetermined value (e.g., 0.50) and a "red" alarm light indicator is displayed in the event that the well is shut down. In the event that the PFI value for the well is below the first predetermined value, no alarm light indicator is displayed. The column labeled "Well" provides a textual description that identifies the respective wells. The column labeled "Description" provides a textual description of the underlying cause of the alarm condition, when raised. The columns labeled "Current", "Volts" and "Frequency" provide data that represents (or summarizes) the operating currents, voltages and frequencies supplied to the ESP motors of the respective wells. The column labeled "Oil Production" provides episodic input from well test data. The column labeled "PFI" displays the PFI values of the respective wells as derived from the predictive failure calculations of Figure 2. The column labeled "Reports" provide a link to a repository where reports are managed.

[0046] The system surveillance view provides the user the ability to view streaming data from the respective wellsites as well as episodic data derived from well tests or from fluid level analysis. An illustrative example of the system surveillance view is shown in Figure 5A, which includes an array of rows and columns whose rows correspond to respective operating parameters of a given well managed by the management system 37. The well is selected from drop down menus at the top of the view that allow for user selection of a particular oil field and particular well within that oil field. The column labeled "Alarm" provides includes links designated "H" to web pages

that display the alarm history for respective wells as well as visual alarm indicators in the event that operating parameter measurements pertaining to the respective operating parameters exceed certain threshold levels. More particularly, a "yellow" alarm light indicator is displayed in the event that the operating parameter measurement exceeds a first threshold limit (which is identified in the column labeled "Yellow Alert Limits"), and a "red" alarm light indicator is displayed in the event that the operating parameter measurement exceeds a second threshold limit (which is identified in the column labeled "Red Alert Limits"). In the event that the operating parameter measurement is below the first threshold limit (or the first threshold limit is not set), no alarm light indicator is displayed. The column labeled "I/O" provides a textual description that identifies the respective operating parameters. The columns labeled "Value" and "Unit" provide the results of the operating parameter measurements and corresponding units of measure, respectively. The column labeled "Timestamp" provides time values associated with the operating parameter measurements. The column labeled "Validation Status" provides a field that expresses a confidence level (or other status related thereto) in the respective alarm raised by the system. The column labeled "Comment" provides users with the ability to make comments that other users can review. A horizontal gauge is displayed in the top left portion of the view that provides a visual indication of the PFI value for the given well. The left edge of the gauge represents a predetermined lower limit PFI value (e.g., 0.0) and the right edge of the gauge represents an upper limit PFI value (e.g., 1.0) The gauge is filled in from the left edge to a demarcation edge. The position of the demarcation edge is dependent on the PFI value of the given well as calculated in accordance with Figure 2.

[0047] The hydraulic surveillance view displays the manual input from users, such as

fluid level shots, and provides for analysis of pump performance of a given well. An illustrative example of the hydraulic surveillance view is shown in Figure 5B for a given well managed by the management system 37. The well is selected from drop down menus at the top of the view that allow for user selection of a particular oil field and a particular well within that oil field. Note that the view of Figure 5B also includes a horizontal gauge displayed in the top left portion of the view that provides a visual indication of the PFI value for the given well and which is described above with respect to Figure 5A.

[0048] Note that the graphical user interfaces generated by the presentation logic of the management system 37 may include other views, such as a view that displays the operating voltage, amperage, and possibly other operating parameters of the ESP system for one or more wells in order to aid the user in analysis of current imbalances and system efficiencies. It is contemplated that such view(s) may include a horizontal gauge that provides a visual indication of the PFI value for the ESP system, and which is described above with respect to Figure 5A.

[0049] Advantageously, the present invention provides improved mechanisms for predicting the failure of ESP systems and reporting such predictions to users. Importantly, the predictions are based on the acquisition, collection and storage of sufficient data on key operating points of the ESP system. Such mechanisms also provide a simple and intuitive interface that allows users to modify and update the fault prediction mechanism during the operational lifetime of the ESP system in order to ensure accurate fault prediction over time. Because the simple and intuitive interface does not require extensive training or experience to understand, a wide range of

operators of varying skill levels can monitor and analyze the operating conditions of the ESP system, which aids in reducing monitoring costs over the operational lifetime of the ESP system.

[0050] There have been described and illustrated herein several embodiments of a system and method for real-time monitoring and failure prediction of electrical submersible pumps. While particular embodiments of the invention have been described, it is not intended that the invention be limited thereto. Thus, while particular ESP operating parameters and ESP sensor locations have been disclosed, it will be appreciated that other ESP operating parameters and ESP sensor locations can be used as well. In addition, while particular methods and calculations are disclosed for generating data that characterizes the current operating parameters of an ESP system as well as for characterizing the departure of the current operating parameters relative to user-supplied stable values and combining such characterizations to generate a failure predictive index or score, variations on such algorithms and calculations can be used without departing from the scope of the invention. For example, and not by way of limitation, the algorithm might average the operating measurements captured over one or more time intervals in order to characterize the current operating parameters of the ESP. Also, while it is preferred that the data collection, analysis, monitoring, failure prediction, and alerts be performed by a system disposed at a location remote from the wellsite (e.g., a centralized management system), it will be recognized that such functionality can be performed by a system that is located at or near the wellsite. Moreover, while particular configurations have been disclosed in reference to the electrical submersible pump system of the well, it will be appreciated that other configurations could be used as well. For example, the electrical submersible pump

system may comprise a single or multiple pumps coupled directly together or disposed at separate locations along the wellbore. In many applications, the electrical submersible pump system comprises one to five pumps. It will therefore be appreciated by those skilled in the art that yet other modifications could be made to the provided invention without deviating from its scope as claimed.

CLAIMS

What is claimed is:

1. A method of monitoring an electrical submersible pump disposed downhole in a subterranean wellbore including:

storing a plurality of first measurement values, each first measurement value associated with one of a plurality of operating parameters of the electrical submersible pump, said plurality of first measurement values obtained during downhole operation of the electrical submersible pump over time;

obtaining a plurality of user-supplied stable operating values corresponding to said plurality of operating parameters;

generating a failure prediction value representing likelihood of failure of the electrical submersible pump based upon said plurality of first measurement values and said plurality of user-supplied stable operating values; and

storing said failure prediction value for subsequent output and monitoring of the electrical submersible pump.

2. A method according to claim 1, wherein:

said plurality of first measurement values are associated with a plurality of operating parameters of the electrical submersible pump selected from the group including: operating amperage, current leakage, current imbalance, motor temperature,

pump performance index, discharge pressure, intake pressure, discharge vibration, intake vibration, and motor vibration.

3. A method according to claim 1, wherein:

said plurality of first measurement values are associated with a plurality of operating parameters of the electrical submersible pump including: operating amperage, current leakage, motor temperature, pump performance index, discharge pressure, intake pressure, discharge vibration, intake vibration, and motor vibration.

4. A method according to claim 1, further comprising:

for each given operating parameter of said plurality of operating parameters, generating a corresponding second measurement value based upon at least one first measurement value, and generating a corresponding third measurement value based upon a difference between said corresponding second measurement value and a corresponding user-supplied stable operating value;

wherein said failure prediction value is based upon said third measurement values corresponding to said plurality of operating parameters.

5. A method according to claim 4, wherein:

the second measurement value for a respective operating parameter is generated by retrieving a first measurement value associated with the respective operating parameter that was measured during a most recent polling interval.

6. A method according to claim 4, wherein:

the third measurement value for a respective operating parameter is calculated as a percentage change of said corresponding second measurement value from said corresponding user-supplied stable operating value.

7. A method according to claim 4, wherein:

said failure prediction value is calculated by mapping said third measurement values to weight factor values, scaling said weight factor values by a set of corresponding confidence ratings to generate a set of resultant products, and then adding the resultant products.

8. A method according to claim 7, wherein:

the mapping of said third measurement values to weight factor values is fixed and unalterable by a user.

9. A method according to claim 7, wherein:

said confidence ratings are fixed and unalterable by a user.

10. A method according to claim 1, further comprising:

generating at least one graphical user interface based upon said failure prediction value; and

outputting said at least one graphical user interface for display to a user.

11. A method according to claim 10, wherein:

said at least one graphical user interface includes at least one of:

i) a display of said failure prediction value itself;

ii) at least one visual alarm that is raised in the event that the failure prediction value exceeds a predetermined threshold value;

iii) a description of the underlying cause of an alarm condition that is raised in the event that the failure prediction value exceeds a predetermined threshold value; and

iv) a gauge that visually depicts said failure prediction value.

12. A method according to claim 10, wherein:

said at least one graphical user interface includes other well surveillance information.

13. A method according to claim 10, wherein:

said at least one graphical user interface is realized as a web page.

14. A method according to claim 10, further comprising:

communicating said at least one graphical user interface over a data communication network for display at a client computing device.

15. A method according to claim 1, further comprising:

communicating said plurality of first measurement values over a data communication network for storage at a location remote from the wellbore.

16. A method according to claim 1, further comprising:

dynamically updating at least one user-supplied stable operating value based upon user input.

17. A method according to claim 16, further comprising:

outputting a graphical user interface to the user, said graphical user interface providing for dynamic update of at least one user-supplied stable operating value; and

updating the at least one user-supplied stable operating value in accordance with user interaction with said graphical user interface.

18. A system for monitoring an electrical submersible pump disposed downhole in a subterranean wellbore including:

data logging means for storing a plurality of first measurement values, each first measurement value associated with one of a plurality of operating parameters of the electrical submersible pump, said plurality of first measurement values obtained during downhole operation of the electrical submersible pump over time;

failure prediction means including

i) means for obtaining a plurality of user-supplied stable operating values corresponding to said plurality of operating parameters;

ii) means for generating a failure prediction value representing likelihood of failure of the electrical submersible pump based upon said plurality of first measurement values and said plurality of user-supplied stable operating values; and

iii) data storage for storing said failure prediction value for subsequent output and monitoring of the electrical submersible pump.

19. A system according to claim 18, wherein:

said plurality of first measurement values are associated with a plurality of operating parameters of the electrical submersible pump selected from the group including: operating amperage, current leakage, current imbalance, motor temperature, pump performance index, discharge pressure, intake pressure, discharge vibration, intake vibration, and motor vibration.

20. A system according to claim 18, wherein:

said plurality of first measurement values are associated with a plurality of operating parameters of the electrical submersible pump including: operating amperage, current leakage, motor temperature, pump performance index, discharge pressure, intake pressure, discharge vibration, intake vibration, and motor vibration.

21. A system according to claim 18, wherein:

said means for generating a failure prediction value includes means operating, for each given operating parameter of said plurality of operating parameters, to generate a corresponding second measurement value based upon at least one first

measurement value, and to generate a corresponding third measurement value based upon a difference between said corresponding second measurement value and a corresponding user-supplied stable operating value; and

wherein said failure prediction value is based upon said third measurement values corresponding to said plurality of operating parameters.

22. A system according to claim 21, wherein:

the second measurement value for a respective operating parameter is generated by retrieving a first measurement value associated with the respective operating parameter that was measured during a most recent polling interval.

23. A system according to claim 21, wherein:

the third measurement value for a respective operating parameter is calculated as a percentage change of said corresponding second measurement value from said corresponding user-supplied stable operating value.

24. A system according to claim 21, wherein:

said failure prediction value is calculated by mapping said set of third measurement values to weight factor values, scaling said weight factor values by a set of corresponding confidence ratings to generate a set of resultant products, and then adding the resultant products.

25. A system according to claim 24, wherein:

the mapping of said third measurement values to weight factor values is fixed

and unalterable by a user.

26. A system according to claim 24, wherein:

said confidence ratings are fixed and unalterable by a user.

27. A system according to claim 18, further comprising:

means for generating at least one graphical user interface based upon said failure prediction value; and

means for outputting said at least one graphical user interface for display to a user.

28. A system according to claim 27, wherein:

said at least one graphical user interface includes at least one of:

i) a display of said failure prediction value itself;

ii) at least one visual alarm that is raised in the event that the failure prediction value exceeds a predetermined threshold value;

iii) a description of the underlying cause of an alarm condition that is raised in the event that the failure prediction value exceeds a predetermined threshold value; and

iv) a gauge that visually depicts said failure prediction value.

29. A system according to claim 27, wherein:

said at least one graphical user interface includes other well surveillance information.

30. A system according to claim 27, wherein:

said at least one graphical user interface is realized as a web page.

31. A system according to claim 27, further comprising:

communicating said at least one graphical user interface over a data communication network for display at a client computing device.

32. A system according to claim 18, further comprising:

a data acquisition system, operably coupled to a plurality of sensors deployed within said wellbore, said data acquisition system collecting said plurality of first measurement values; and

data communication means for communicating said plurality of first measurement values from said data acquisition system to a management system disposed at a location remote from the wellbore for storage therein.

33. A system according to claim 18, further comprising:

means for dynamically updating at least one user-supplied stable operating value based upon user input.

34. A system according to claim 33, further comprising:

means for generating and outputting a graphical user interface to the user, said graphical user interface providing for dynamic update of at least one user-supplied stable operating value; and

means for updating the at least one user-supplied stable operating value in accordance with user interaction with said graphical user interface.

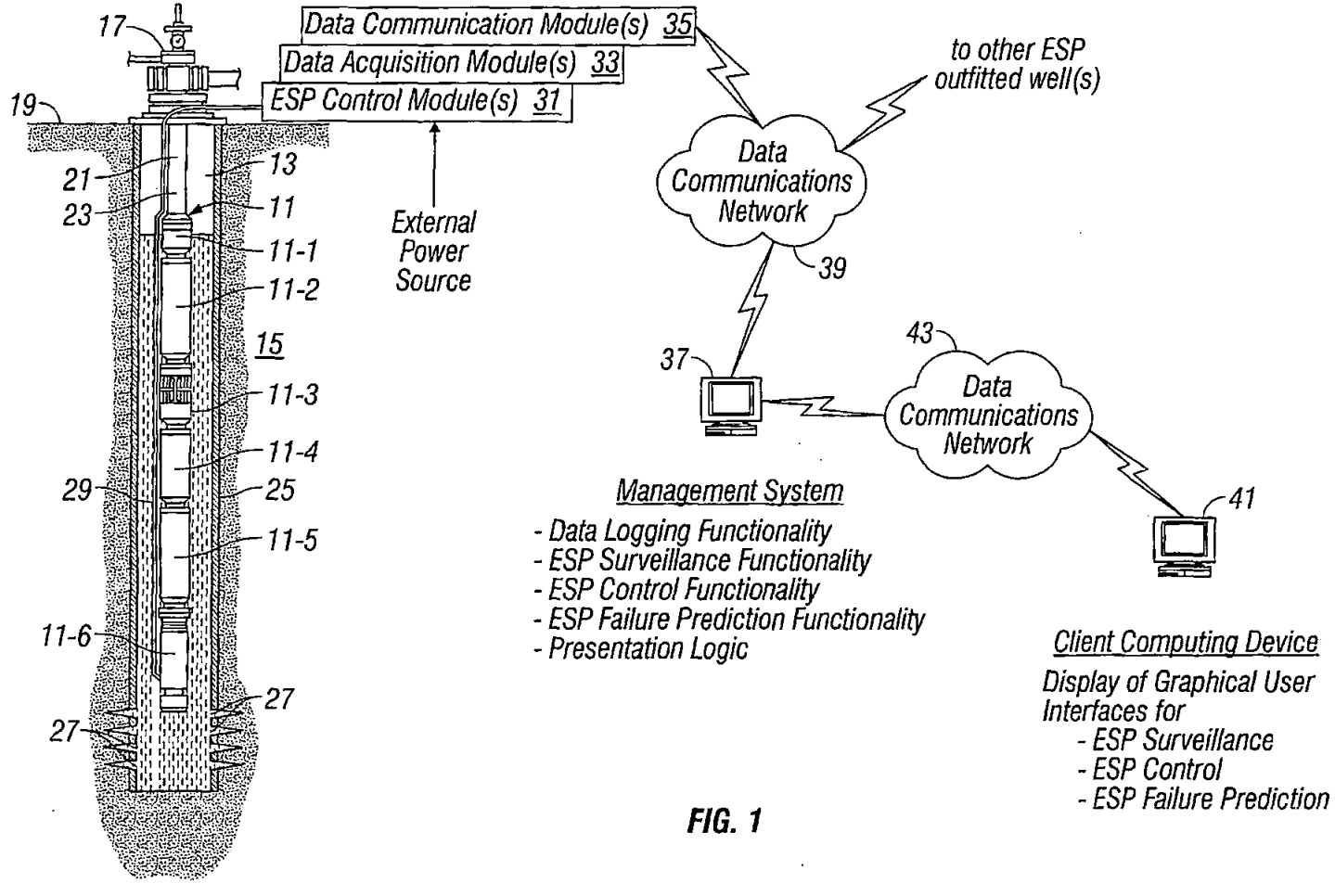

17
19
21
23
13
11
11-1
11-2
15
11-3
11-4
29
25
11-5
11-6
27
27
Data Communication Module(s) 35
Data Acquisition Module(s) 33
ESP Control Module(s) 31
External Power Source
to other ESP outfitted well(s)
Data Communications Network
39
37
43
Data Communications Network
41
Management System
- Data Logging Functionality
- ESP Surveillance Functionality
- ESP Control Functionality
- ESP Failure Prediction Functionality
- Presentation Logic
Client Computing Device
Display of Graphical User Interfaces for
- ESP Surveillance
- ESP Control
- ESP Failure Prediction

FIG. 1

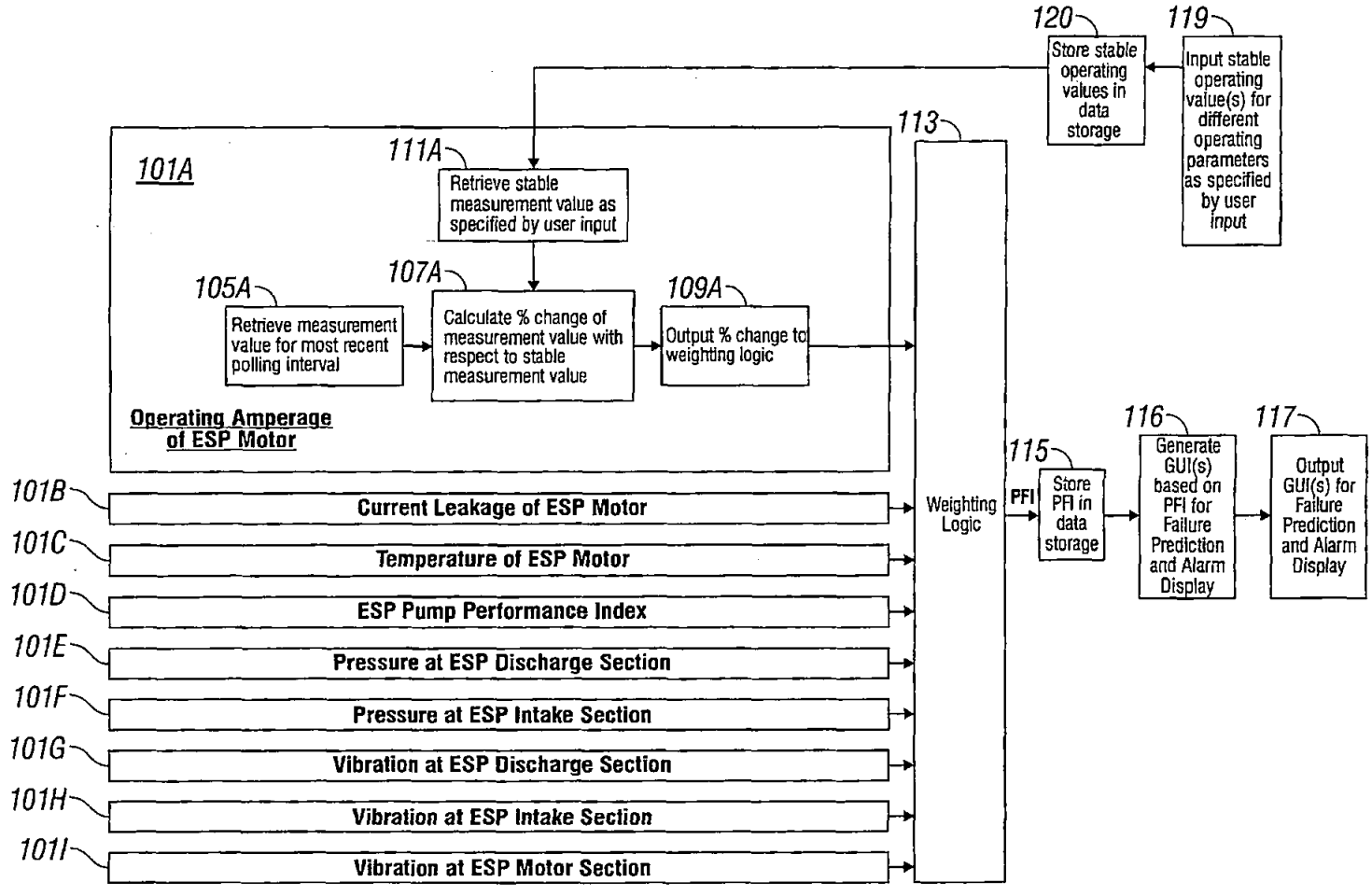

120
Store stable operating values in data storage
119
Input stable operating value(s) for different operating parameters as specified by user input
113
101A
111A
Retrieve stable measurement value as specified by user input
105A
Retrieve measurement value for most recent polling interval
107A
Calculate % change of measurement value with respect to stable measurement value
109A
Output % change to weighting logic
Operating Amperage of ESP Motor
101B
Current Leakage of ESP Motor
101C
Temperature of ESP Motor
101D
ESP Pump Performance Index
101E
Pressure at ESP Discharge Section
101F
Pressure at ESP Intake Section
101G
Vibration at ESP Discharge Section
101H
Vibration at ESP Intake Section
101I
Vibration at ESP Motor Section
Weighting Logic
PFI
115
Store PFI in data storage
116
Generate GUI(s) based on PFI for Failure Prediction and Alarm Display
117
Output GUI(s) for Failure Prediction and Alarm Display

FIG. 2

Schlumberger espWatcher

Logout Clear Cache Help | Organization: Signal-US-zeman | Field: West Pico | Well: Select Well>> | Logged In As: Signal-US-zeman

- Hide Menu
- Field Details
- System Surveillance
- Hydraulic Surveillance
- Power Surveillance
- Charting
- Export Data
- Well File
- Equipment
- Control
- Generate Report
- Browse Reports
- Input Well Data
  - Update Well Test
  - Update Well File
  - * Update Predictive Failure
- Input Equipment
- User Preferences

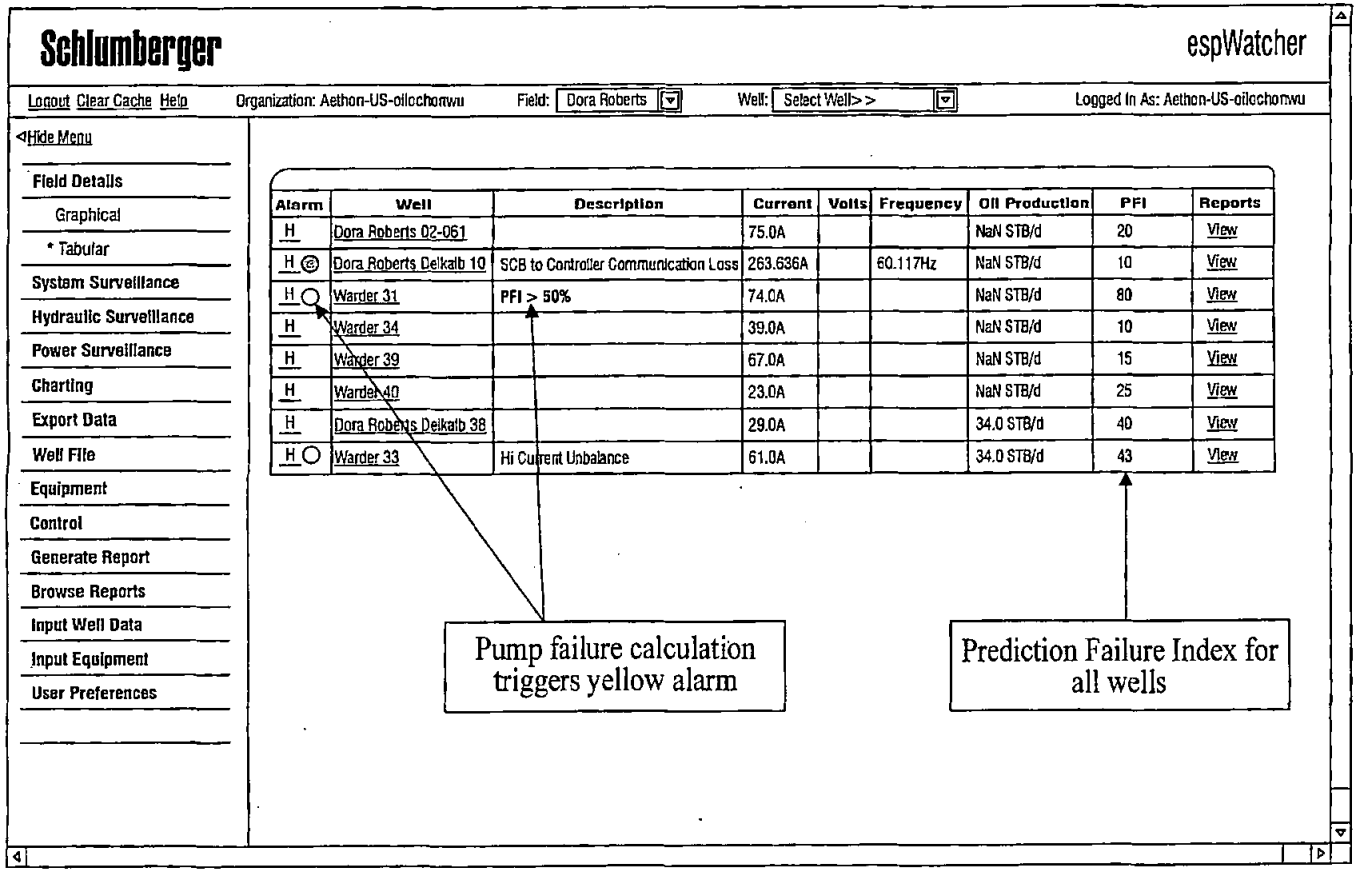
IO	Unit	Current Value	Stable Value	New Stable Value	Occurrence	Confidence
Electrical					*% Rise over stable value*	
Amperage	A	30.00	15.00		100.0%	20.0%
Current Leakage	mA	0.03	0.02		50.0%	20.0%
Motor Temperature	degF	300.00	270.00		11.0%	0.0%
Hydraulic					*% Rise over stable value (except for Intake Pressure)*	
PPI	%	50.00	80.00		37.5%	13.8%
Discharge Pressure	psi	1500.00	1600.00		6.3%	0.0%
Intake Pressure	psi	1200.00	1200.00		0.0%	0.0%
Mechanical **					*% Rise over stable value*	
Discharge Vibration	ft/s2	13.00	10.00		33.3%	11.7%
Intake Vibration	ft/s2	11.00	9.00		22.2%	6.1%
Motor Vibration	ft/s2	9.00	8.00		12.5%	0.0%
Total						**71.6**

Update

Column for entering new stable operating points

Total PF Index

FIG. 3



Alarm	Well	Description	Current	Volts	Frequency	Oil Production	PFI	Reports
H	Dora Roberts 02-061		75.0A			NaN STB/d	20	View
H	Dora Roberts Delkalb 10	SCB to Controller Communication Loss	263.636A		60.117Hz	NaN STB/d	10	View
H	Warder 31	PFI > 50%	74.0A			NaN STB/d	80	View
H	Warder 34		39.0A			NaN STB/d	10	View
H	Warder 39		67.0A			NaN STB/d	15	View
H	Warder 40		23.0A			NaN STB/d	25	View
H	Dora Roberts Delkalb 38		29.0A			34.0 STB/d	40	View
H	Warder 33	Hi Current Unbalance	61.0A			34.0 STB/d	43	View

FIG. 4

PFI Gauge

Schlumberger espWatcher

Logout Clear Cache Help Organization: Aethon-US-oilochonwu Field: Dora Roberts Well: Warder 31 Logged In As: Aethon-US-oilochonwu

Hide Menu

- Field Details
- System Surveillance
  - * Streaming
  - Episodic
- Hydraulic Surveillance
- Power Surveillance
- Charting
- Export Data
- Well File
- Equipment
- Control
- Generate Report
- Browse Reports
- Input Well Data
- Input Equipment
- User Preferences

PFI = 81%

Alarm	I/O	Value	Unit	Timestamp	Red Alarm Limits	Yellow Alert Limits	Validation Status	Comment
H	Active Current Leakage	0.01	mA	25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Average Amps	74.0	A	25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	34.0 - 43.0	Validated (Green)	
H	Current Unbalance	14.1	%	25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - 1000.0		
H	Intake Pressure	135.0	psi	25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Intake Temperature	95.1	degF	25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Motor Temperature	99.4	degF	25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Number of Starts	148.0		25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Passive Current Leakage	0.0	mA	25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Power Factor	9.0	%	25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Vibration	18.66	ft/s2	25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Alarm/Trip Status	0.0		25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - 2.0	Not Set - 1.0		
H	Auto Mode Selected	1.0		25-Jan-2006 14:00:31	NaN - NaN	Not Set - Not Set		
H	Ci	18.88	mA	25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Contactor Output	1.0		25-Jan-2006 14:00:31	NaN - NaN	0.0 - 1.0	Validated (Green)	
H	Cz	10.29	mA	25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Fault Status	0.0		25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Kx95 Alarm	0.0		25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Latched Alarms	32.0		25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Maximum starts lockout alarm status	0.0		25-Jan-2006 14:00:31	NaN - NaN	Not Set - 1.0		
H	Shutdown Cause	10.0		25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	Not Set - Not Set		
H	Supply Voltage	100.0	V	25-Jan-2006 14:00:31	Not Set - Not Set	118.0 - 128.0	Validated (Green)	

FIG. 5A

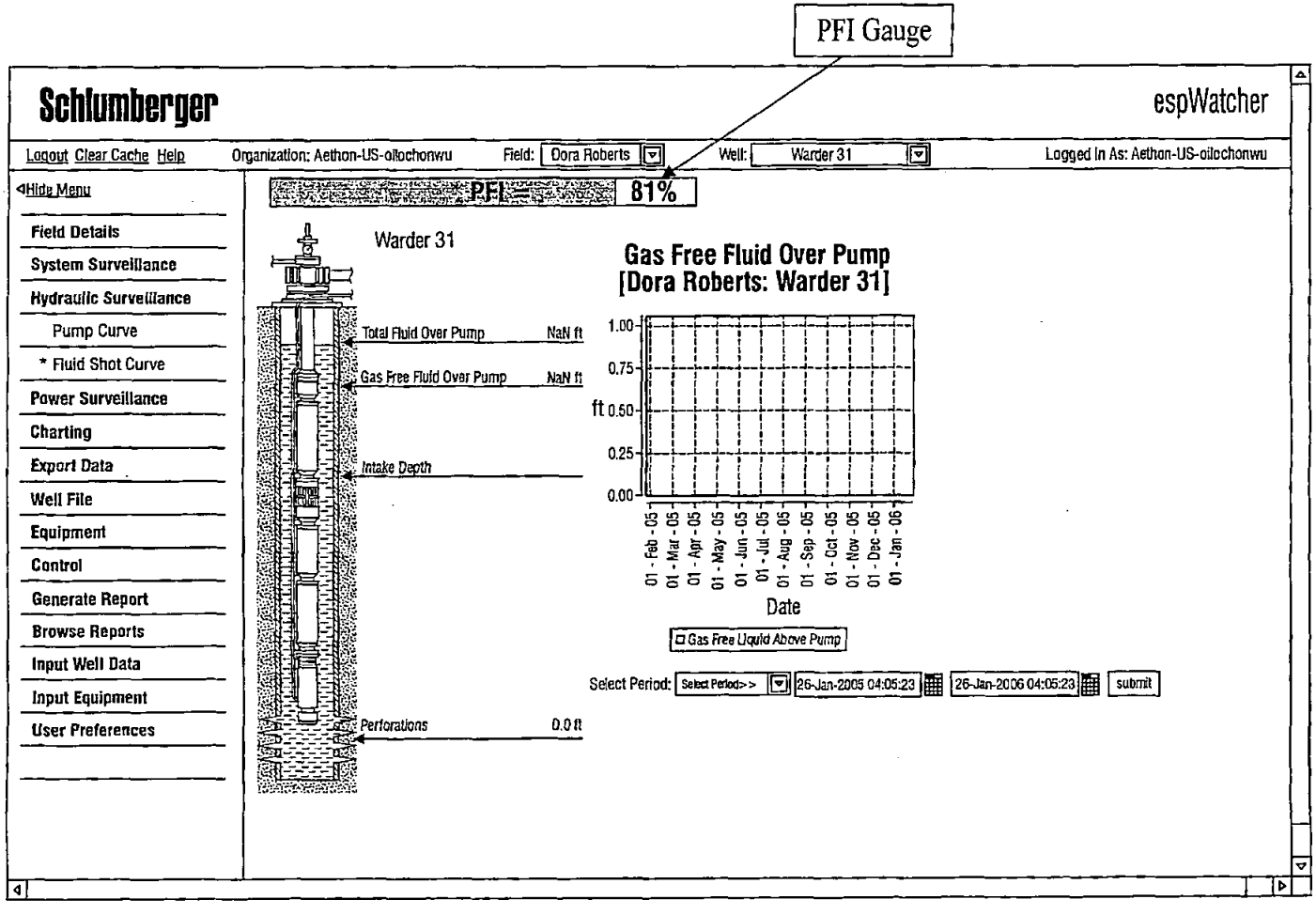

PFI Gauge
Schlumberger
espWatcher
Logout Clear Cache Help
Organization: Aethon-US-oilochonwu
Field: Dora Roberts
Well: Warder 31
Logged In As: Aethon-US-oilochonwu
Hide Menu
Field Details
System Surveillance
Hydraulic Surveillance
Pump Curve
* Fluid Shot Curve
Power Surveillance
Charting
Export Data
Well File
Equipment
Control
Generate Report
Browse Reports
Input Well Data
Input Equipment
User Preferences
PFI
81%
Warder 31
Total Fluid Over Pump NaN ft
Gas Free Fluid Over Pump NaN ft
Intake Depth
Perforations 0.0 ft
Gas Free Fluid Over Pump
[Dora Roberts: Warder 31]
ft
1.00
0.75
0.50
0.25
0.00
01 - Feb - 05
01 - Mar - 05
01 - Apr - 05
01 - May - 05
01 - Jun - 05
01 - Jul - 05
01 - Aug - 05
01 - Sep - 05
01 - Oct - 05
01 - Nov - 05
01 - Dec - 05
01 - Jan - 06
Date
Gas Free Liquid Above Pump
Select Period:
Select Period>>
26-Jan-2005 04:05:23
26-Jan-2006 04:05:23
submit

FIG. 5B

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/IB2007/000357

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
INV. E21B47/00 F04D13/00

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
E21B F04D

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practical, search terms used)
EPO-Internal

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X Y	US 2005/251362 A1 (OLLRE ALBERT G [US] ET AL) 10 November 2005 (2005-11-10) column 2 - column 4; figures 1-4,8	1,5,18, 22 14,15, 31,32
Y	WO 02/27139 A (TUBEL PAULO S [US]) 4 April 2002 (2002-04-04) abstract; figure 1	14,15, 31,32
A	US 6 101 447 A (POE JR BOBBY DALE [US]) 8 August 2000 (2000-08-08) abstract; figure 1	1,18
A	US 6 836 731 B1 (WHALLEY ROBERT [GB] ET AL) 28 December 2004 (2004-12-28) abstract; figures 1,3	1,18

☐ Further documents are listed in the continuation of Box C. ☒ See patent family annex.

* Special categories of cited documents :

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance
"E" earlier document but published on or after the international filing date
"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)
"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means
"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention
"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone
"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art.
"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search	Date of mailing of the international search report
16 July 2007	30/07/2007

Name and mailing address of the ISA/	Authorized officer
European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2 NL - 2280 HV Rijswijk Tel. (+31-70) 340-2040, Tx. 31 651 epo nl, Fax: (+31-70) 340-3016	de Martino, Marcello

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No
PCT/IB2007/000357

Patent document cited in search report		Publication date	Patent family member(s)			Publication date
US 2005251362	A1	10-11-2005	AU	2005252448	A1	22-12-2005
			CA	2562070	A1	22-12-2005
			GB	2427638	A	03-01-2007
			WO	2005121507	A1	22-12-2005
WO 0227139	A	04-04-2002	EP	1320659	A1	25-06-2003
US 6101447	A	08-08-2000	NONE			
US 6836731	B1	28-12-2004	NONE			

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

ANTECEDENTES DE LA INVENCIÓN

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 INVENCIÓN

[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 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 INVENCIÓN

[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 sobre 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 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 sobre 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 sobre 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 alcaceña 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 sobre 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 - 1011 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 1011 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:

% de cambio = [valor de medición corriente operativa (bloque 105A) – valor de medición de la corriente operativa estable (bloque 111A)] / [valor de medición de la corriente operativa estable (bloque 111A)].

[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,... 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 1011 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

% de cambio	wf_A
<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

% de cambio	wf_B
<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

% de cambio	wf_C
<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)

% de cambio	wf_D
<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

% de cambio	wf_E
<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

% de cambio	wf_F
<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

% de cambio	wf_G
<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

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

Bloque 1011 – Vibración del motor de la BES

% de cambio	wf_I
<20	0,00
20-30	0,05

30-40	0,10
40-50	0,15
>50	0,20

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 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.

REIVINDICACIONES

Lo que se reivindica es:

1. Un método de monitoreo de una bomba eléctrica sumergible dispuesta en fondo de pozo en una perforación subterránea que incluye:

   almacenar una pluralidad de valores de la primera medición, cada valor de primera medición asociado con uno de una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible, la cual pluralidad de los valores de la primera medición es obtenida durante la operación dentro del pozo de la bomba eléctrica sumergible en el tiempo;

   obtener una pluralidad de valores operativos estables suministrados por el usuario correspondiente a la mencionada pluralidad de parámetros operativos;

   generar un valor de predicción de fallas que representa la probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible con base en la mencionada pluralidad de los valores de la primera medición y la mencionada pluralidad de valores operativos estables suministrados por el usuario; y

   almacenar el mencionado valor de predicción de fallas para las consiguientes salida y monitoreo de la bomba eléctrica sumergible.

2. Un método conforme a la reivindicación 1, en donde:

   la mencionada pluralidad de los valores de la primera medición se asocia con una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible seleccionados de entre el grupo que incluye: 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.

3. Un método conforme a la reivindicación 1, en donde:

   la mencionada pluralidad de los valores de la primera medición se asocia con una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible que incluyen: amperaje operativo, escape 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.

4. Un método conforme a 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 con base en por lo menos un valor de primera medición, y generar un tercer valor de medición correspondiente con base en una 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 se basa en el mencionado tercer valor de medición correspondiente a la mencionada pluralidad de parámetros operativos.

5. Un método conforme a la reivindicación 4, en donde:

el segundo valor de medición para un parámetro operativo respectivo es generado recuperando un primer valor de medición asociado con el respectivo parámetro operativo que se midió durante el más reciente intervalo de consulta.

6. Un método conforme a la reivindicación 4, 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 del mencionado valor operativo estable correspondiente suministrado por el usuario.

7. Un método conforme a la reivindicación 4, en donde:

el mencionado valor de predicción de fallas se calcula cartografiando mencionado tercer valor de medición a valores del factor de ponderación, escalando los mencionados 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.

8. Un método conforme a la reivindicación 7, en donde:

la cartografía del mencionado tercer valor de medición a valores del factor de ponderación es fija y no puede ser alterada por el usuario.

9. Un método conforme a la reivindicación 7, en donde:

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

10. Un método conforme a la reivindicación 1, que además comprende:

generar por lo menos una interfaz gráfica de usuario con base en el mencionado valor de predicción de fallas; y

enviar la por lo menos una interfaz gráfica de usuario para mostrársela al usuario.

11. Un método conforme a la reivindicación 10, en donde:

la mencionada por lo menos una interfaz gráfica de usuario incluye por lo menos uno de entre:

i) una pantalla del mencionado valor de predicción de fallas mismo;

ii) por lo menos una alarma visual que se suscita 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 situación de alarma que se suscita en el evento de que el valor de predicción de fallas sobrepase un valor umbral predeterminado; y

iv) un calibrador que ilustre visualmente el mencionado valor de predicción de fallas.

12. Un método conforme a la reivindicación 10, en donde:

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

13. Un método conforme a la reivindicación 10, en donde:

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

14. Un método conforme a la reivindicación 10, 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.

15. Un método conforme a la reivindicación 1, que además comprende:

comunicar la mencionada pluralidad de los valores de la primera medición sobre una red de comunicación de datos para almacenarla en una ubicación remota del pozo.

16. Un método conforme a la reivindicación 1, que además comprende:

actualizar dinámicamente por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario con base en la entrada del usuario.

17. Un método conforme a la reivindicación 16, que además comprende:

enviar una interfaz gráfica de usuario al usuario, la cual interfaz gráfica de usuario permite hacer 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.

18. Un sistema para monitoreo de una bomba eléctrica sumergible dispuesta en fondo de pozo en una perforación subterránea que incluye:

medios de perfilación de datos para almacenar una pluralidad de valores de la primera medición, cada primer valor de medición asociado con uno de una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible, la cual pluralidad de los valores de la primera medición es obtenida durante la operación dentro del pozo de la bomba eléctrica sumergible en el tiempo;

medios de predicción de fallas que incluyen:

i) medios para obtener una pluralidad de valores operativos estables suministrados por el usuario correspondientes a la mencionada pluralidad de parámetros operativos;

ii) medios para generar un valor de predicción de fallas que representa una probabilidad de falla de la bomba eléctrica sumergible con base en la mencionada pluralidad de los valores de la primera medición y la mencionada pluralidad de valores operativos estables suministrada por el usuario; y

iii) almacenamiento de datos para guardar el mencionado valor de predicción de fallas para las subsecuentes salida y monitoreo de la bomba eléctrica sumergible.

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

la mencionada pluralidad de los valores de la primera medición se asocia con una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible seleccionados de entre el grupo que incluye: 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.

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

la mencionada pluralidad de los valores de la primera medición s asocia con una pluralidad de parámetros operativos de la bomba eléctrica sumergible que incluye: amperaje operativo, escape 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.

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

los mencionados medios para generar un valor de predicción de fallas incluyen medios que operan, para cada parámetro operativo dado de la mencionada pluralidad de parámetros operativos, para generar un segundo valor de medición correspondiente con base en por lo menos un primer valor 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 un valor operativo estable correspondiente suministrado por el usuario; y

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

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

el segundo valor de medición para un parámetro operativo respectivo es generado recuperando un primer valor de medición asociado con el respectivo parámetro operativo que se midió durante el más reciente intervalo de consulta.

23. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 21, 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 del mencionado valor operativo estable correspondiente suministrado por el usuario.

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

el mencionado valor de predicción de fallas se calcula cartografiando el mencionado conjunto de terceros valores de medición a valores del factor de ponderación, escalando los mencionados 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.

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

la cartografía del mencionado tercer valor de medición a valores del factor de ponderación es fija y no puede ser alterada por el usuario.

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

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

27. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 18, que además comprende:

medios para generar por lo menos una interfaz gráfica de usuario con base en el mencionado valor de predicción de fallas; y

medios para enviar la por lo menos una interfaz gráfica de usuario para mostrársela al usuario.

28. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 27, 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 suscita 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 situación de alarma que se suscita en el evento de que el valor de predicción de fallas sobrepase un valor umbral predeterminado; y
iv) un calibrador que ilustre visualmente el mencionado valor de predicción de fallas.

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

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

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

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

31. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 27, 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.

32. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 18, que además comprende:

un sistema de adquisición de datos, acoplado operativamente a una pluralidad de transductores desplegados dentro de la mencionada perforación, el cual sistema de adquisición de datos recoge la mencionada pluralidad de valores de la primera medición; y

medios de comunicación de datos para comunicar la mencionada pluralidad de valores de la primera medición del mencionado sistema de adquisición de datos a un sistema de gestión dispuesto en una ubicación remota del pozo para almacenarla allí.

33. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 18, que además comprende:

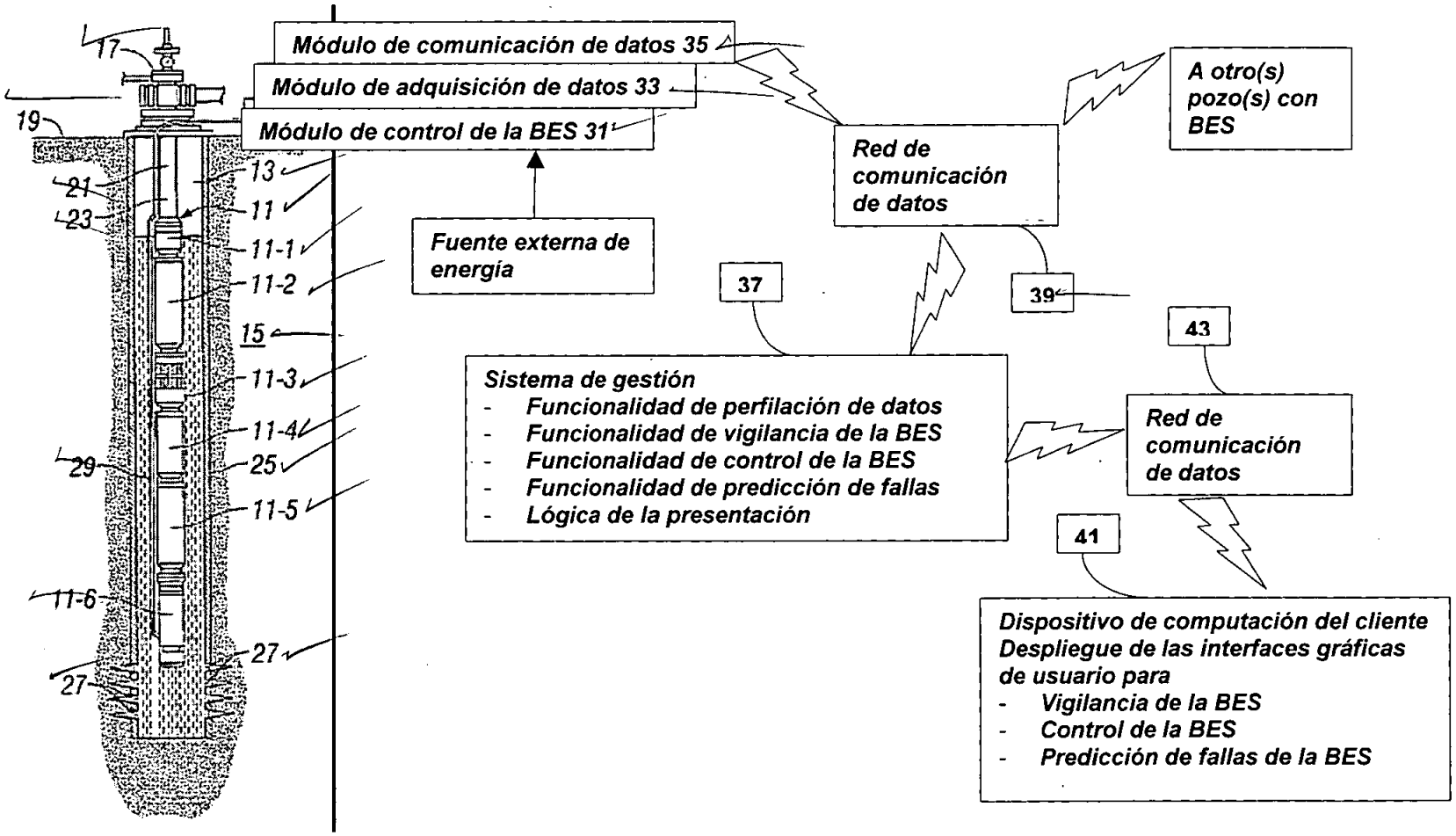
medios para actualizar dinámicamente por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario con base en entrada del usuario.

34. Un sistema de acuerdo con la reivindicación 33, que además comprende:

medios para generar y enviar una interfaz gráfica de usuario al usuario, la cual interfaz gráfica de usuario permite hacer la actualización dinámica de por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario; y

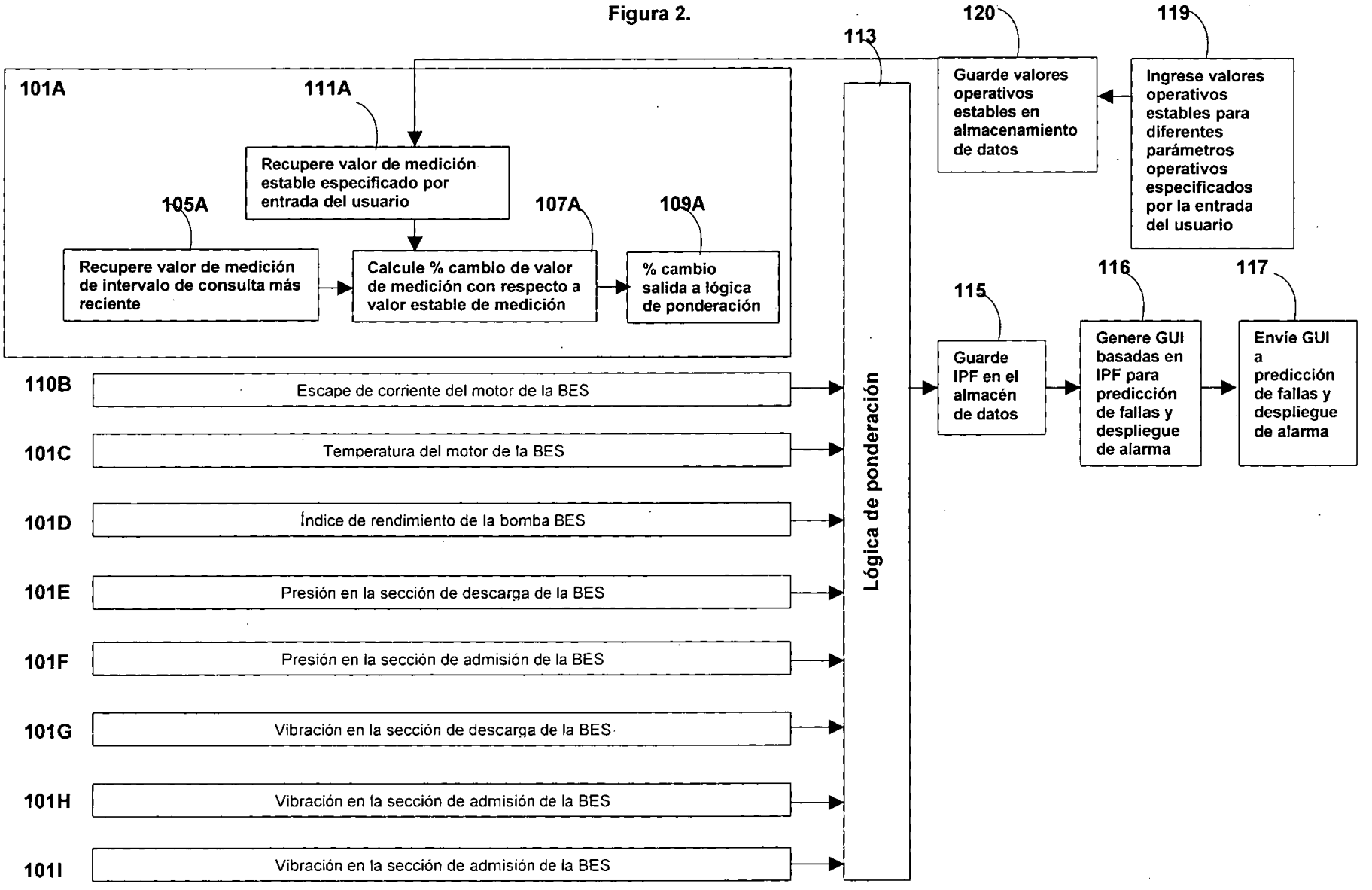
medios para actualizar el por lo menos un valor operativo estable suministrado por el usuario de conformidad con la interacción del usuario con la mencionada interfaz gráfica de usuario.

Figura 1.


Módulo de comunicación de datos 35
Módulo de adquisición de datos 33
Módulo de control de la BES 31
Fuente externa de energía
Red de comunicación de datos
A otro(s) pozo(s) con BES
37
39
43
41
Sistema de gestión
- Funcionalidad de perfilación de datos
- Funcionalidad de vigilancia de la BES
- Funcionalidad de control de la BES
- Funcionalidad de predicción de fallas
- Lógica de la presentación
Red de comunicación de datos
Dispositivo de computación del cliente
Despliegue de las interfaces gráficas de usuario para
- Vigilancia de la BES
- Control de la BES
- Predicción de fallas de la BES
17
19
21
23
13
11
11-1
11-2
15
11-3
11-4
25
29
11-5
11-6
27
27

80

Figura 2.


101A
111A
Recupere valor de medición estable especificado por entrada del usuario
105A
107A
109A
Recupere valor de medición de intervalo de consulta más reciente
Calcule % cambio de valor de medición con respecto a valor estable de medición
% cambio salida a lógica de ponderación
113
120
119
Guarde valores operativos estables en almacenamiento de datos
Ingrese valores operativos estables para diferentes parámetros operativos especificados por la entrada del usuario
110B
Escape de corriente del motor de la BES
101C
Temperatura del motor de la BES
101D
Índice de rendimiento de la bomba BES
101E
Presión en la sección de descarga de la BES
101F
Presión en la sección de admisión de la BES
101G
Vibración en la sección de descarga de la BES
101H
Vibración en la sección de admisión de la BES
101I
Vibración en la sección de admisión de la BES
Lógica de ponderación
115
116
117
Guarde IPF en el almacén de datos
Genere GUI basadas en IPF para predicción de fallas y despliegue de alarma
Envíe GUI a predicción de fallas y despliegue de alarma

Schlumberger **espWatcher**

Salida Borrar Ocultar Ayuda Organización: Signal-US-zeman Campo: Dora Roberts Pozo: Seleccionar pozo Ingreso: Signal-US-zeman

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

IO	Unidad	Valor corriente	Valor estable	Nuevo valor estable		Evento	Confianza
Eléctrico						% elevación sobre valor estable	
Amperaje	A	30,00	15,00			100,0%	20,0%
Escape de corriente	mA	0,03	0,02			50,0%	20,0%
Temperatura del motor	Grados F	300,00	270,00			11,0%	0,0%
Hidráulico						% elevación sobre valor estable	
PPI	%	50,00	80,00			37,5%	13,8%
Presión de descarga	Psi	1500,00	1600,00			6,3%	0,0%
Presión de admisión	Psi	1200,00	1200,00			0,0%	0,0%
Mecánico **						% elevación sobre valor estable	
Vibración de descarga	ft/s^2	13, ,00	10,00			33,3%	11,7%
Vibración de admisión	ft/s^2	11,00	9,00			22,2%	6,1%
Vibración del motor	ft/s^2	9,00	8,00			12,5%	0,0%
			Total				**71,6**

Actualización

Columna para ingresar nuevos puntos operativos estables

Índice total PF

Figura 3.

82

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 □nergía
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	Pozo	Descripción	Corriente	Voltios	Frecuencia	Producción petróleo	IPF	Informes
H	Dora Roberts 02-061		75,0A		60,117Hz	NaN STB/d	20	Vista
H ●	Dora Roberts Delkalb 10	SCB a control: Pérdida comunicación	263,636[a]			NaN STB/d	10	Vista
H ○	Warder 31	**IPF > 50%**	74,0A			NaN STB/d	80	Vista
H	Warder 34		39,0A			NaN STB/d	10	Vista
H	Warder 39		67,0A			NaN STB/d	15	Vista
H	Warder 40		23,0A			NaN STB/d	25	Vista
H	Dora Roberts Delkalb 10		29,0A			NaN STB/d	40	Vista
H	Warder 33	HI desbalance corriente	61,0A			NaN STB/d	43	Vista

El cálculo de falla de bomba activa la alarma amarilla

Índice de predicción de falla para todos los pozos

Figura 4.

83

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	135,0	Psi	25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
H	Temperatura admisión	95,1	°F	25/01/06 14:00:31	No-No	No-No		
H	Temperatura motor	99,4	°F	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	18,86	ft/s^2	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.

84

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

PFI 81%

Warder 31

Fluido libre de gas sobre la bomba
[Dora Roberts: Warder 31]

Fluido total sobre la bomba NaN ft

Fluido sin gas sobre la bomba NaN ft

Profundidad de admisión

Perforaciones 0,0 ft

1.00
0.75
ft 0.50
0.25
0.00

01 - Feb - 05
01 - Mar - 05
01 - Apr - 05
01 - May - 05
01 - Jun - 05
01 - Jul - 05
01 - Aug - 05
01 - Sep - 05
01 - Oct - 05
01 - Nov - 05
01 - Dec - 05
01 - Jan - 06

Date

Gas Free Liquid Above Pump

Select Period: Select Period>> 26-Jan-2006 04:05:23 25-Jan-2006 04:05:23 update

Figura 5B.

85

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

EXTRACTO PARA LA PUBLICACION
SOLICITUD DE PATENTE PCT
ENTRADA EN FASE NACIONAL

.(21)	**No. SOLICITUD**	.(51)	**INT.CL:** E21B 47/00
.(22)	**FECHA DE PRESENTACION**	.(71)	**SOLICITANTE:** SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.
.(30)	**PRIORIDAD**		
.(31)	**No. DE SOLICITUD** 11/308,420	.(72)	**INVENTOR(ES):** Lance I. Fielder
.(32)	**FECHA DE PRESENTACION** Marzo 23, 2006	.(74)	**APODERADO:** GERMAN CASTILLO GRAU
.(33)	**PAIS** E.U.A.		

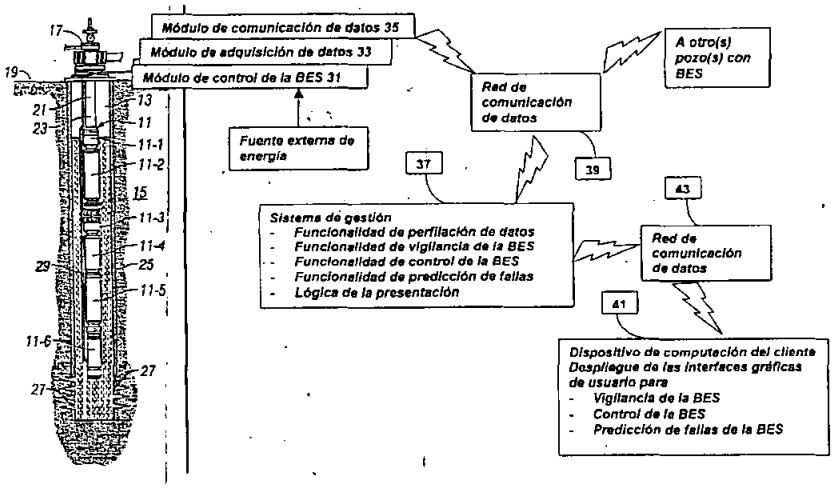
.(54) **TITULO:** **SISTEMA Y MÉTODO PARA MONITOREO Y PREDICCIÓN EN TIEMPO REAL DE FALLAS DE BOMBAS ELÉCTRICAS SUMERGIBLES**

.(57) RESUMEN

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.

Castillo Grau & Asociados
ABOGADOS
APARTADO AEREO 251473
BOGOTA, COLOMBIA

Figura 1.



87

Figura 1.

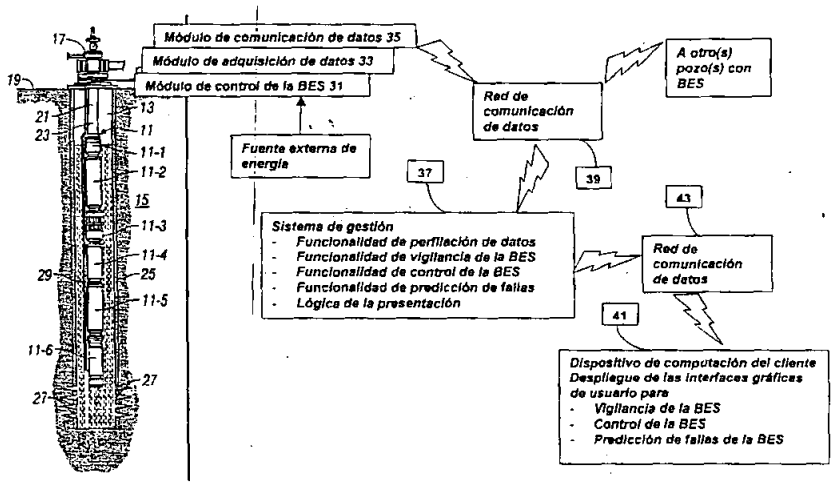
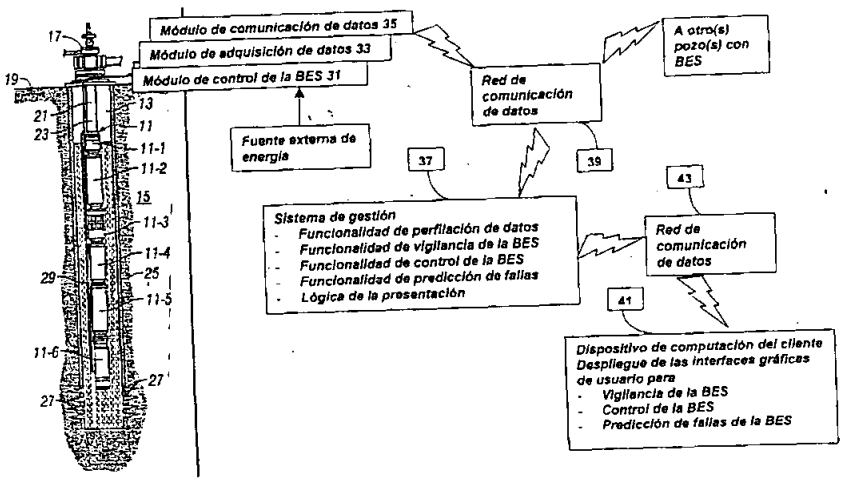


Figura 1.



ESTADO DE RESULTADOS

NOTA No. 18 INGRESOS POR VENTAS

Esta partida representa las ventas licencias y servicios suministrado a nuestros clientes durante el ejercicio, cuyo total asciende a la suma de $659.361.981

NOTA No. 19 EGRESOS

Incluye todos los gastos o erogaciones necesarias en el desarrollo del ejercicio, así:

Detalle	Valor	
GASTOS OPERACIONALES:		
De Administración		**582,483,848.00**
Gastos de Personal	458,966,434.00	
Honorarios	20,181,180.00	
Impuestos	10,194,000.00	
Arrendamientos	2,662,907.00	
Servicios	28,800,018.00	
Seguros	1,058,797.00	
Gastos legales	4,553,887.00	
Mantenimiento y Reparaciones	3,632,043.00	
Adecuaciones e instalaciones	249,272.00	
Gastos de viaje	10,017,845.00	
Depreciaciones	10,041,594.00	
Diversos	32,125,871.00	
TOTAL GASTOS OPERACIONALES		582,483,848.00
GASTOS NO OPERACIONALES		20,487,524.63
TOTAL EGRESOS		**602,971,372.63**

NOTA No.20 INGRESOS NO OPERACIONALES

Son ingresos por actividades conexas a la actividad principal, como ingresos financieros, reintegro de otros costos y gastos, y diversos cuyo valor ascienden a $4.484.291.27

NOTA No.21 CORRECCION MONETARIA

De conformidad con el Decreto Reglamentario 2075 de 1992 y Ley 488 de 1998, la empresa registró ajustes por inflación de las cuentas no monetarias así:

Detalle	Débitos	Créditos
Intangibles		5,178.41
Propiedad, Planta y Equipo		214,802.13
Patrimonio	20,217.83	
Depreciación Acumulada	5,249.32	
Sumas	**25,467.15**	**219,980.54**
Corrección Monetaria	194,513.39	
Totales	**219,980.54**	**219,980.54**

NOTA No.22 RESULTADO DEL EJERCICIO

La utilidad neta del periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de Diciembre de 2006 fue de $28.385.927.03

HUGO JAVIER CASTILLO ANDRADE
Representante Legal

ESPERANZA ORTIZ ORTIZ
Contador T.P.31.182-T

120

88

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

No. 08-106717- -00000-0000

Fecha: 2008-10-07 14:48:46 Dep. 2020 NUECREACIONE
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 379 FASENACIONALII
Act. 411 PRESENTACION Folios: 87

REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE PCT

PATENTE DE INVENCION [✓] MODELO DE UTILIDAD [ ]

- Indicación de que se solicita la concesión de una patente [✓]
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud [✓]
- Descripción de la invención [✓]
- Dibujos de ser estos pertinentes [✓]
- Comprobante de pago de las tasas establecidas [✓]

COMPLETA [✓] INCOMPLETA [ ]

DISEÑO INDUSTRIAL [ ]

- Indicación de que se solicita el registro de Diseño Industrial [ ]
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud [ ]
- Representación gráfica y fotográfica del Diseño Industrial o muestra del material que incorpora el diseño [ ]
- Comprobante de pago de las tasas establecidas [ ]

COMPLETA [ ] INCOMPLETA [ ]

ESQUEMA DE TRAZADO [ ]

- Indicación de que se solicita el registro de un Esquema de Trazado [ ]
- Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud [ ]
- Representación gráfica del esquema trazado [ ]
- Comprobante de pago de las tasas establecidas [ ]

COMPLETA [ ] INCOMPLETA [ ]

Edwar Naccino

Firma Responsable

Fecha 07-10-08

Carrera 13 No. 27-00 Piso 5, 7 y 10
Conmutador: 3 82 08 40
Fax: 350 52 20
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia

88

89

REPUBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Bogotá,
2020

Doctor(a)
CASTILLO GRAU GERMAN
Apoderado(a) y/o Representante de
SCHLUMBERGER TECHNOLOGY B.V.

REFERENCIA	Radicación No.	8 106717
	Solicitud internacional	PCT/IB2007/000357
	Fecha inicio fase nacional	23/10/2008
	Trámite	11
	Evento	379
	Actuación	430
	Oficio No.	16103

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, artículo 27 del Tratado de Cooperación en Materia de Patentes (PCT), regla 51 bis del Reglamento y Circular Única de la Superintendencia de Industria y Comercio, se le comunica que:

1. La solicitud no contiene la copia del documento en que consta la cesión del derecho a la patente del inventor al solicitante o a su causante. (Art. 26-k) Decisión 486.

2. El solicitante debe aclarar si la solicitud corresponde al capítulo I o II del PCT por que la indicación en el petitorio no corresponde a los documentos del expediente, en caso necesario adjuntar los documentos que corresponden.

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 39 de la Decisión 486, se le requiere para que dentro del término de dos meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2, literal e), del capítulo quinto del título primero de la Circular Unica No.10 de 2001.

ALIX CARMENZA CESPEDES DE VERGEL
Jefe de la división de Nuevas Creaciones

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha 19 DIC. 2008
cegomez

89

19/12/018