



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

Bogotá D.C., 22 de octubre de 2019.

Doctora
MARÍA JOSÉ LAMUS BECERRA
Directora de Nuevas Creaciones
Superintendencia de Industria y Comercio
E. S. D.

Referencia: Expediente No. **NC2016/0001404**

Asunto: Respuesta al requerimiento de fondo expedido dentro de la solicitud de patente titulada: **"SISTEMA Y MÉTODO PARA LA PREDICCIÓN Y GERENCIAMIENTO DE EVENTOS OPERACIONALES EN SISTEMAS DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS"**.

RESPUESTA OFICIO No. **4303**

Respetado señora Directora:

LUZ MARA HERRERA HERRERA en mi condición de apoderada de la sociedad **ECOPETROL S.A.**, solicitante de la patente de la referencia, encontrándome dentro de los términos legales previstos, doy repuesta al oficio No. **4303** relacionado en el asunto:

1. Modificaciones presentadas (Art. 34 Decisión 486)

Según el Despacho, "(...) *Se aceptan las modificaciones radicadas el 15 de febrero de 2019, bajo el número NC2016/0001404, por ajustarse a los requisitos legales (...)*".

Teniendo en cuenta que se encuentran cumplidos en su totalidad los requisitos formales contenidos en los artículos 26 y 27 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina de conformidad con lo previsto en el artículo 38 de la misma Decisión, atentamente solicito se continúe con el trámite de la presente solicitud.

ANEXOS

- Memoria descriptiva modificada con el Capítulo Reivindicatorio modificado.
- Figura 1 modificada

2. Determinación del Estado de la Técnica

Para el Despacho "(...) Consultadas las fuentes de información con que se cuenta, se encontró el siguiente documento que anticipa el objeto de esta solicitud (...)":

Ítem	Documento	Título	Fecha de Publicación
D1	US20050240289	"Methods and systems for monitoring machinery"	27/octubre/2005
D2	US20110088484	"System, method, and computer readable medium for calculating well flow rates produced with electrical submersible pumps"	21/abril/2011

3. Examen de Patentabilidad (Art. 14 Decisión 486)

3.1. Novedad (Art 16 Decisión 486)

OBSERVACIÓN 1.

Según el Despacho... " (...) **La reivindicación 1** consiste en: "Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo caracterizado porque comprende (...)" (Radicado N° NC2016/0001404 del 15 de febrero de 2019).

Tabla 1. Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

Características Esenciales	D1	D2
Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo caracterizado porque comprende.	Arquitectura de red de un sistema de control de planta que implementa el sistema de monitoreo de maquinaria integrado continuo (CIMMS) (Párr. 0008). El sistema de monitoreo de equipos en tiempo real descrito anteriormente es un sistema rentable y altamente confiable para monitorear y administrar la operación y el	Sistema, método y medio legible por computadora para calcular los caudales de pozo producidos con bombas eléctricas sumergibles (Título).

	mantenimiento de las instalaciones (Párr. 0050).	
a) Instrumentación a nivel de subsuelo y variador de velocidad (VSD) en distintos pozos que comprenden un campo petrolero.	La planta industrial (10) puede incluir una pluralidad de bombas, motores, ventiladores y sensores de supervisión de proceso acoplados en comunicación de flujo a través de tuberías de interconexión y comunicación de señal acoplada con un sistema de control a través de uno o más módulos remotos de entrada/salida (E/S) e interconectando el cableado y/o la comunicación inalámbrica (Párr. 0012). La segunda bomba (68) está acoplada a un motor (72) que está acoplado a la fuente de alimentación a través de un variador de velocidad variable (VSD) (74) que	(...) El medidor de presión de admisión (32) puede ser parte de una unidad multisensorial que incluye una variedad de sensores, como puede ser reconocido por un experto en la técnica (...) (Párr. 0020).
b) Uno o más VSD (01).		(...) El VSD (36) suministra energía al ESP (24) a través de un conducto eléctrico (38). El VSD (36) está conectado o incluye una variedad de sensores para monitorear las condiciones del VSD (36) (...) (Párr. 0021).

Ref. Expediente N° NC2016/0001404

	controla una velocidad de rotación del motor (72) en respuesta a las órdenes de un controlador deslizante (76) (Párr. 0018). La capa de procesamiento de datos (406) puede comparar los valores de datos recibidos con límites predeterminados, verificar si hay instrumentos y sensores defectuosos (Párr. 0038).	
--	---	--

c) Un subsistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) (18).	Además, para el relé (246), el dispositivo de conmutación (250) también puede incluir un sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) que proporciona a CIMMS (114) una condición de suministro de energía o equipo de sistema de suministro de energía (no se muestra) ubicado en la planta industrial (10), por ejemplo. , en un interruptor, o interruptores de línea de transmisión remota y parámetros de línea (Párr. 0030).	En la industria del petróleo, los pozos a menudo están equipados con medidores permanentes. Los sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés) también se utilizan actualmente en pozos para lograr costos operativos reducidos y mayores factores de recuperación. Como ejemplo, más de 11,000 bombas sumergibles eléctricas (ESP) de Schlumberger han sido equipadas con medidores en los últimos seis años y más de 1,000 de estos pozos tienen capacidad de monitoreo remoto utilizando un sistema SCADA (...) (Párr. 0003).
--	---	--



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

d) Uno o más BDTR (19) que almacenan los valores de las variables operacionales de cada uno de los pozos del campo petrolero.	El método incluye recibir, en tiempo real, para cada una de la pluralidad de combinaciones de equipos, una pluralidad de parámetros de proceso medidos, determinar al menos una cantidad derivada de la pluralidad de parámetros de proceso medidos, y recomendar un cambio a una operación de equipo basada en Los parámetros de proceso medidos y las cantidades derivadas (Resumen). Los cálculos también pueden incluir análisis estadísticos y procesos de gestión de bases de datos (Párr. 0038).	El ISP (48) incluye un procesador (50) que está conectado comunicativamente a un medio legible por computadora (52) programado con un código legible por computadora que, al ejecutarse por el procesador (50), hace que el procesador (50) realice las funciones que se describen con más detalle en este documento. El ISP (48) comprende además un medio legible por computadora que funciona como una base de datos (54). El procesador (50) almacena los datos recibidos y calculados por el procesador (50) en la base de datos (54) (Párr. 0023). La capacidad de calcular la tasa de flujo durante condiciones transitorias permite que los sistemas y métodos divulgados se usen para monitorear los comportamientos hidráulicos de los pozos durante el arranque en tiempo real y diagnosticar rápidamente los problemas (Párr. 0072).
e) Un centro de cómputo (20).	Los datos pueden transmitirse al procesador (24) de forma continua	Los datos operativos monitoreados se envían desde el

CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

	en un entorno en tiempo real o al procesador (24) de forma intermitente en función de una disposición automática o una solicitud de datos del procesador (24). El DCS (20) incluye un reloj en tiempo real en comunicación con la red troncal (22), por tiempo Sellado de variables de proceso para comparaciones basadas en el tiempo (Párr. 0017). En una realización, los sistemas cliente (204) son computadoras que incluyen un navegador web, de manera que el sistema (202) del servidor es accesible para los sistemas cliente (204) a través de Internet (Párr. 0027).	VSD (36) a un panel de superficie integrado (ISP) (48) para su posterior procesamiento. El ISP 48 también está conectado comunicativamente al medidor de presión de admisión (32) y al manómetro de descarga (34). El ISP recibe la presión de admisión monitoreada desde el medidor de presión de admisión (32) y la presión de descarga desde el manómetro de descarga (34). Mientras que en algunas realizaciones, el ISP (48) puede recibir las cinco señales analógicas (presión de admisión, presión de descarga, voltaje, corriente y frecuencia) en tiempo real o casi en tiempo real; en realizaciones alternativas, el procesador puede recibir los datos analógicos de los medidores de memoria que incorporan un búfer o otro retraso de tiempo. Ambos métodos son aplicables y no pretenden limitar el alcance de esta divulgación. Además, la tasa de actualización de datos puede variar ampliamente de intervalos de segundos a meses. En una realización, el ISP (48) recibe un valor medido cada día, hora o minuto; sin embargo, estas tasas de actualización son meramente ejemplares y no pretenden limitar el alcance de esta divulgación (Párr. 0022).
--	--	--

*De acuerdo con la tabla anterior, las características esenciales del sistema de la reivindicación 1 habían sido divulgadas previamente en los documentos **D1** y **D2**, por lo tanto, la materia reivindicada no es nueva. (...)*”.

RESPUESTA 1A. (Con respecto a **D1**)

La anterioridad **D1** hace referencia a un sistema de control de planta que implementa el sistema de monitoreo de maquinaria integrado continuo (CIMMS) (Pág. 1, Párr. 0008). La presente solicitud de patente se diferencia con respecto a esta anterioridad **D1** dado que hace referencia a un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo basado en algoritmos matemáticos de inteligencia artificial (Párrafo 25).

Se complementará la reivindicación 1 con el siguiente texto asociado a la instrumentación, que está en el cuerpo de la memoria descriptiva y no hace corresponde a una ampliación de materia:

Instrumentación a nivel de subsuelo y variador de velocidad (VSD) en distintos pozos que comprenden un campo petrolero; la instrumentación de los equipos de subsuelo comprende, instrumento para medir la presión de succión (PI), instrumento para medir la presión a la descarga de la bomba (PD), instrumento para medir la temperatura del motor (TM) e instrumentos y sensores de instalación fija para medir las vibraciones en fondo de pozo en el eje x (VIBX). La instrumentación asociada al variador de velocidad comprende instrumento para medir la corriente eléctrica (I) e instrumento para medir la frecuencia eléctrica (ω) (Párrafo 10).

D1 No menciona específicamente los instrumentos y sensores de la presente solicitud.

- Respecto a los argumentos del señor examinador relacionados con el VSD, estamos de acuerdo y se procederá a complementar la reivindicación No.1 con el siguiente texto para el VSD, que está en el cuerpo de la memoria descriptiva y no hace corresponde a una ampliación de materia :

"...Uno o más VSD (01) con dispositivo lógico programable para integrar la información operacional de la instrumentación de subsuelo, superficie y variables eléctricas de cada uno de los pozos objeto de la aplicación del método (Párrafo 20)..."

El texto muestra que el VSD de la presente solicitud contiene un dispositivo lógico programable que le permite integrarse con el pozo petrolero, siendo este VSD

CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

específico para pozo petrolero. **D1** no menciona un VSD con dispositivo lógico programable, ni hace referencia que el VSD sea para pozo.

- Respecto a los argumentos del señor examinador relacionados con el SCADA, estamos de acuerdo y se procederá a eliminar el párrafo del SCADA de la reivindicación 1 de la presente solicitud.
- Respecto a los argumentos del señor examinador relacionados con la base de datos, consideramos no son contundentes para corroborar que la base de datos de **D1** puede ser gestionada en tiempo real, dado que los Párrafos 0017, 0027 y 0038 hacen mención directa a que es el "...procesador (24).." y el "...DCS..." los que tienen esta capacidad de gestión en tiempo real pero no es concluyente en afirmar que la "...base de datos..." la tenga, por el contrario al revisar **D1** menciona un mayor énfasis a datos fuera de línea y algunos datos que pueden ser periódicamente actualizables pero No en tiempo real:

"...One or more databases may store offline data 518, for example, but not limited to, machine nameplate data, industrial plant and component design data, component maintenance history, including inspection results and temporary operating limitations, and other periodically updateable data that facilitates deriving operating parameters using measured parameters..." (Párrafo 0045). "

- Respecto a los argumentos del examinador relacionados con el Centro de Cómputo, estamos de acuerdo a que se podría intuir que **D1** anticipa la capacidad de ambiente colaborativo, sin embargo el sistema de la presente solicitud de patente contiene un centro de cómputo que está conformado por módulos computacionales (subsistemas) que se listan a continuación y que No se anticipan ni en **D1** y ni en **D2**:

a) *módulos de análisis estadístico de datos (13)*, que ejecutan técnicas estadísticas univariadas y multivariadas sobre las variables operacionales de entrada provenientes de la instrumentación propia del sistema de levantamiento artificial, transformando los datos de entrada en una matriz de detección (14) para identificar desviaciones que indiquen la presencia de un suceso operacional;

b) *módulos de detección de sucesos (15)*, toman la información contenida en la matriz de detección (14) convirtiéndola en un vector (39) que alimenta el clasificador de sucesos (40) e identifican los sucesos operacionales que obedecen a un patrón previamente determinado y contenido en un metamodelo (44);

c) *módulos de priorización y visualización (16)*, los cuales basados en los parámetros de índice de producción del pozo (51), gravedad del suceso (52) y tiempo de detección del suceso (53), priorizan los pozos en los que se han identificado sucesos; y

CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

d) *módulos de acciones y recomendaciones (17)*, proveen una guía de procedimientos a efectuar de acuerdo con el suceso detectado.

- Adicionalmente se incluye en la reivindicación 1 que el sistema está conformado también por el *"completamiento de un pozo con bombeo electrosumergible"* como se muestra en el párrafo 15 de la memoria descriptiva (Párrafo 15).

Se define "completamiento": El conjunto de tuberías, empacaduras, herramientas, equipos y sistema de levantamiento artificial dentro del pozo con el propósito de producir el pozo de manera controlada, segura y rentable.

RESPUESTA 1B. (Con respecto a **D2**)

D2 hace referencia a Sistema, método y medio legible por computadora para calcular los caudales de pozo producidos con bombas eléctricas sumergibles (Título). La presente solicitud de patente se diferencia dado que hace referencia a un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo basado en algoritmos matemáticos de inteligencia artificial (Párrafo 25).

Se complementará la reivindicación 1 de la presente solicitud de patente con el siguiente texto asociado a la instrumentación, que está en el cuerpo de la memoria descriptiva y no hace corresponde a una ampliación de materia:

Instrumentación a nivel de subsuelo y variador de velocidad (VSD) en distintos pozos que comprenden un campo petrolero; la instrumentación de los equipos de subsuelo comprende, instrumento para medir la presión de succión (PI), instrumento para medir la presión a la descarga de la bomba (PD), instrumento para medir la temperatura del motor (TM) e instrumentos y sensores de instalación fija para medir las vibraciones en fondo de pozo en el eje x (VIBX). La instrumentación asociada al variador de velocidad comprende instrumento para medir la corriente eléctrica (I) e instrumento para medir la frecuencia eléctrica (ω_e) (Párrafo 10). D2 No menciona específicamente que el sistema cuente con los instrumentos y sensores de la presente solicitud.

- Respecto a los argumentos del examinador relacionados con el VSD, estamos de acuerdo y se procederá a complementar la reivindicación 1 con el siguiente texto para el VSD, que está en el cuerpo de la memoria descriptiva y no hace corresponde a una ampliación de materia:

"...Uno o más VSD (01) con dispositivo lógico programable para integrar la información operacional de la instrumentación de subsuelo, superficie y variables eléctricas de cada uno de los pozos objeto de la aplicación del método (Párrafo 20)..."

El texto muestra que el VSD de la presente solicitud contiene un dispositivo lógico programable que le permite integrarse con el pozo petrolero, siendo este VSD específico para pozo petrolero. D2 no menciona un VSD con dispositivo lógico programable.

- Respecto a los argumentos del señor examinador relacionados con el SCADA, estamos de acuerdo y se procederá a eliminar el párrafo del SCADA de la reivindicación 1 de la presente solicitud de patente.
- La presente solicitud de patente presenta diferencias en la arquitectura respecto a **D2**, dado que la solicitud presenta como parte del Sistema una BDTR que corresponde a una base de datos en tiempo real, el cual es una variante específica especializada de base de datos utilizada para el almacenamiento y visualización de datos de tipo tiempo real, en cambio **D2** No especifica esta característica limitándose al término *Database*. **D2** menciona tiempo real sin embargo se refiere al arranque del pozo y no a la base de datos.
- Respecto a los argumentos del examinador relacionados con el Centro de Cómputo, estamos de acuerdo a que se podría intuir que **D1** anticipa la capacidad de ambiente colaborativo, sin embargo el sistema de la presente solicitud de patente contiene un centro de cómputo que está conformado por módulos computacionales (subsistemas) que se listan a continuación y que No se anticipan ni en **D1** y ni en **D2**:

a) *módulos de análisis estadístico de datos (13)*, que ejecutan técnicas estadísticas univariadas y multivariadas sobre las variables operacionales de entrada provenientes de la instrumentación propia del sistema de levantamiento artificial, transformando los datos de entrada en una matriz de detección (14) para identificar desviaciones que indiquen la presencia de un suceso operacional;

b) *módulos de detección de sucesos (15)*, toman la información contenida en la matriz de detección (14) convirtiéndola en un vector (39) que alimenta el clasificador de sucesos (40) e identifican los sucesos operacionales que obedecen a un patrón previamente determinado y contenido en un metamodelo (44);

c) *módulos de priorización y visualización (16)*, los cuales basados en los parámetros de índice de producción del pozo (51), gravedad del suceso (52)

y tiempo de detección del suceso (53), priorizan los pozos en los que se han identificado sucesos; y

d) *módulos de acciones y recomendaciones (17)*, proveen una guía de procedimientos a efectuar de acuerdo con el suceso detectado.

De acuerdo a lo anterior se reformula la reivindicación 1, a continuación se muestra la reivindicación 1 anterior y la modificada.

Reivindicación 1. (Anterior):

1. Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo 5 caracterizado porque comprende:

a) Instrumentación a nivel de subsuelo y variador de velocidad (VSD) en distintos pozos que comprenden un campo petrolero;

b) Uno o más VSD (01);

c) Un subsistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) (18);

d) Uno o más BDTR (19) que almacenan los valores de las variables operacionales de cada uno de los pozos del campo petrolero; y

e) Un centro de cómputo (20);

Reivindicación 1 (Modificada)

1. Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo caracterizado porque comprende:

a) El completamiento de un pozo con bombeo electrosumergible;

b) Instrumentación a nivel de subsuelo y variador de velocidad (VSD) en distintos pozos que comprenden un campo petrolero; la instrumentación de los equipos de subsuelo comprende, instrumento para medir la presión de succión (PI), instrumento para medir la presión a la descarga de la bomba (PD), instrumento para medir la temperatura del motor (TM) e instrumentos y sensores de instalación fija para medir las vibraciones en fondo de pozo en el eje x (VIBX). La instrumentación asociada al variador de velocidad comprende instrumento para medir la corriente eléctrica (I) e instrumento para medir la frecuencia eléctrica (ω_e);

c) Uno o más VSD (01) con dispositivo lógico programable para integrar la información operacional de la instrumentación de subsuelo, superficie y variables eléctricas de cada uno de los pozos objeto de la aplicación del método;

d) Uno o más BDTR (19) que almacenan los valores de las variables operacionales de cada uno de los pozos del campo petrolero.

OBSERVACIÓN 2.

- Según el Despacho "(...) **Reivindicación 2:** Los sensores adicionales que se pueden usar incluyen, pero no se limitan a, sensores de vibración, que pueden estar incorporados en un acelerómetro (324), otros sensores de vibración pueden ser sensores de proximidad, tales como un sensor de proximidad de bomba (326), un sensor de proximidad de bomba (328), un transductor un evento de una vez por revolución, tal como un Keyphasor® (330), y un sensor de empuje (332). El motor (302) puede incluir un sensor de temperatura de devanado (334) para determinar un sobrecalentamiento y/o una condición de sobrecarga en el motor (302), un sensor de temperatura de cojinete (336) a confirmar una condición operativa de un cojinete de motor (338). Una corriente y voltaje de la energía eléctrica suministrada al motor (302) pueden ser monitoreados local o remotamente en el motor de suministro de MCC (302), o pueden ser monitoreados por el relevador (246) (0034). La bomba (32) puede estar conectada a un sistema de tubería (40) a través de una o más válvulas (42). La válvula (42) puede incluir un accionador (44), por ejemplo, pero, sin limitación, un operador de aire, un operador de motor y un solenoide. El actuador (44) puede estar acoplado de forma comunicativa a DCS (20) para actuación remota e indicación de posición. En la realización ejemplar, el sistema de tubería (40) puede incluir sensores de parámetros de proceso, tales como un sensor de presión (46), un sensor de flujo (48), un sensor de temperatura (50) y un sensor de presión diferencial (DP) (52). En una realización alternativa, el sistema de tubería (40) puede incluir otros sensores, tales como turbidez, salinidad, pH, gravedad específica, y otros sensores asociados con un fluido particular transportado por el sistema de tuberías (40). Los sensores (46, 48, 50 y 52) pueden estar acoplados comunicativamente a un módulo de campo (54), por ejemplo, un módulo de preprocesamiento o un rack de E/S remotas (Párr. 0015).(...)".

RESPUESTA 2.

La presente solicitud de patente a diferencia de **D1** se enfoca en la instrumentación asociada a un pozo petrolero específicamente, la cual contiene características que permiten soportar las condiciones de subsuelo del pozo por ejemplo alta

temperatura y presión, etc. En **D1** no se menciona instrumentación asociada a pozos petroleros. A continuación se describe la instrumentación a nivel de subsuelo que comprende presión de succión (PI) (10), presión a la descarga de la bomba (PD) (6), temperatura del motor (TM) (09), temperatura de entrada a la bomba (TI) (26) y vibraciones en fondo en el eje x (VIBX) (08) y la instrumentación (02), (03) y (04) ubicados entre el variador (01) comprende corrientes (I), voltajes (V) y frecuencia (ω_e) y caracterizado por que la instrumentación en cabeza de pozo comprende la temperatura de cabeza (THT) y la presión de cabeza (THP) mediante instrumentación ubicada en superficie (05) en la cabeza del pozo. Estos elementos mencionados permiten evidenciar que estamos frente a diferencias significativas entre la presente solicitud y la anterioridad **D1**.

OBSERVACIÓN 3.

- Según el Despacho "(...) **Reivindicación 3:** La planta industrial (10) puede incluir una pluralidad de bombas, motores, ventiladores y sensores de monitorización del proceso que están acoplados en comunicación de flujo a través de tuberías de interconexión y están acoplados en comunicación de señal con un sistema de control a través de uno o más módulos remotos de entrada/salida (E/S) y cableado de interconexión y/o comunicación inalámbrica³. En la realización ejemplar, la planta industrial (10) incluye un sistema de control distribuido (DCS) (20) que incluye una red principal de red (22). La red troncal (22) puede ser una ruta de comunicación de datos cableada fabricada a partir de cable de par trenzado, cable coaxial blindado o cable de fibra óptica, por ejemplo, o puede ser al menos parcialmente inalámbrico. El DCS (20) también puede incluir un procesador (24) que está acoplado comunicativamente al equipo que está ubicado en la planta industrial (10), o en ubicaciones remotas, a través de la red troncal de red (22) (Párr. 0012) (...)".

RESPUESTA 3.

Las diferencias radican con respecto a la anterioridad **D1** en que la presente solicitud de patente la comunicación principalmente se realiza entre los VSD y equipos, y un SCADA cuya función principal es controlar la supervisión y la adquisición de datos y adicionalmente es especializado para pozos petroleros a diferencia de **D1** que menciona la comunicación con un DCS que corresponde a un sistema de control distribuido cuya función principal función es controlar los procesos mediante lazos de control y NO los datos como lo hace la presente solicitud. Estos elementos mencionados permiten evidenciar que estamos frente a diferencias significativas entre la presente solicitud y la anterioridad **D1**.

CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

Adicionalmente el sistema de la presente solicitud de patente contiene un centro de cómputo que está conformado por módulos computacionales (subsistemas) que se listan a continuación y que No se anticipan ni en **D1** y ni en **D2**:

- a) *módulos de análisis estadístico de datos (13)*, que ejecutan técnicas estadísticas univariantes y multivariantes sobre las variables operacionales de entrada provenientes de la instrumentación propia del sistema de levantamiento artificial, transformando los datos de entrada en una matriz de detección (14) para identificar desviaciones que indiquen la presencia de un suceso operacional;
- b) *módulos de detección de sucesos (15)*, toman la información contenida en la matriz de detección (14) convirtiéndola en un vector (39) que alimenta el clasificador de sucesos (40) e identifican los sucesos operacionales que obedecen a un patrón previamente determinado y contenido en un metamodelo (44);
- c) *módulos de priorización y visualización (16)*, los cuales basados en los parámetros de índice de producción del pozo (51), gravedad del suceso (52) y tiempo de detección del suceso (53), priorizan los pozos en los que se han identificado sucesos; y
- d) *módulos de acciones y recomendaciones (17)*, proveen una guía de procedimientos a efectuar de acuerdo con el suceso detectado.

Asimismo, el documento **D2** divulga las características de las reivindicaciones dependientes así:

OBSERVACIÓN 4.

- Según el Despacho "(...) **Reivindicación 2:** El ESP (24) incluye un motor (26) y una bomba (30). El motor (26) opera para impulsar la bomba (30) con el fin de aumentar la producción de hidrocarburos a la superficie. El ESP (24) incluye además un manómetro de presión de admisión (32), que puede ser una parte integral del ESP (24) o ser un dispositivo separado. El medidor de presión de admisión (32) puede ser parte de una unidad multisensorial que incluye una variedad de sensores, como puede ser reconocido por un experto en la técnica. El medidor de presión de admisión (32) mide la presión aguas arriba del ESP (24). El ESP (24) incluye además un medidor de presión de descarga (34), que puede ser una parte integral del ESP (24), o puede ser un dispositivo separado. El manómetro de presión de descarga (34) mide la presión aguas abajo del ESP (24). Si bien esta descripción ha sido de manómetros que son componentes permanentes de la tubería con el ESP,

debe entenderse que en otras realizaciones, un manómetro de presión con memoria puede ser usado. Con un medidor de presión de memoria, el medidor de presión se instala temporalmente dentro de la finalización y el medidor registra la presión medida en un medio legible por computadora, que se encuentra dentro del medidor o en la superficie. Después de un intervalo de tiempo, por ejemplo, un mes, el medidor de presión de la memoria se retira del pozo y los datos de presión medidos se cargan en un sistema informático para su procesamiento. En algunas realizaciones, los sensores de temperatura (no representados) se incluyen en el ESP (24) o como parte de una unidad multisensorial. Los sensores de temperatura miden la temperatura de los hidrocarburos en una entrada del ESP y también miden la temperatura del motor (26) (Párr. 0020).

RESPUESTA 4.

La presente solicitud de patente a diferencia de **D2** se enfoca en la instrumentación asociada a un pozo petrolero específicamente, la cual contiene características que permiten soportar las condiciones de subsuelo del pozo por ejemplo alta temperatura y presión, etc. Aunque en **D2** se menciona instrumentación asociada a un sistema ESP No comprende todos los instrumentos subsuelo y superficie listados en la presente solicitud. A continuación se describe la instrumentación a nivel de subsuelo que comprende la presente solicitud: instrumento para medir la presión de succión a la entrada de la bomba (PI) (10), instrumento para medir la presión a la descarga de la bomba (PD) (6), instrumento para medir la temperatura del motor (TM) (09), instrumento para medir la temperatura de entrada a la bomba (TI) (26) e instrumentos para medir vibraciones en fondo en el eje x (VIBX) (08) y la instrumentación (02), (03) y (04) ubicados entre el variador (01) comprende corrientes (I), voltajes (V) y frecuencia (ω) y caracterizado por que la instrumentación en cabeza de pozo comprende el instrumento para medir la temperatura de cabeza (THT) y el instrumento para medir la presión de cabeza (THP) mediante instrumentación ubicada en superficie (05) en la cabeza del pozo. Estos elementos mencionados permiten evidenciar que estamos frente a diferencias significativas entre la presente solicitud y la anterioridad **D2**.

OBSERVACIÓN 5.

- Según el Despacho "(...) **Reivindicación 3:** El ISP (48) transmite los datos grabados y procesados a una o más ubicaciones remotas. La transmisión de los datos grabados y procesados se puede realizar utilizando plataformas de comunicación por cable o inalámbricas, como la comunicación local de intranet, la transmisión de radiofrecuencia (RF) o la transmisión por satélite. Sin embargo, en

algunas situaciones, no hay transmisión de datos y el usuario descarga los datos manualmente desde la memoria del ISP al almacenamiento portátil para ingresar al procesador. También en otras situaciones, el procesador se puede ubicar en el sitio del pozo. La transmisión de datos es meramente ejemplar y no pretende limitar el alcance de esta divulgación (Párr. 0024) (...).

RESPUESTA 5.

El sistema de la presente solicitud de patente contiene un centro de cómputo que está conformado por módulos computacionales (subsistemas) que se listan a continuación y que No se anticipan ni en **D1** y ni en **D2**:

- a) *módulos de análisis estadístico de datos (13)*, que ejecutan técnicas estadísticas univariantes y multivariantes sobre las variables operacionales de entrada provenientes de la instrumentación propia del sistema de levantamiento artificial, transformando los datos de entrada en una matriz de detección (14) para identificar desviaciones que indiquen la presencia de un suceso operacional;
- b) *módulos de detección de sucesos (15)*, toman la información contenida en la matriz de detección (14) convirtiéndola en un vector (39) que alimenta el clasificador de sucesos (40) e identifican los sucesos operacionales que obedecen a un patrón previamente determinado y contenido en un metamodelo (44);
- c) *módulos de priorización y visualización (16)*, los cuales basados en los parámetros de índice de producción del pozo (51), gravedad del suceso (52) y tiempo de detección del suceso (53), priorizan los pozos en los que se han identificado sucesos; y
- d) *módulos de acciones y recomendaciones (17)*, proveen una guía de procedimientos a efectuar de acuerdo con el suceso detectado.

Teniendo en cuenta que se encuentran cumplidos en su totalidad los requisitos formales contenidos en los artículos 26 y 27 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina de conformidad con lo previsto en el artículo 38 de la misma Decisión, atentamente solicito se continúe con el trámite de la presente solicitud.

ANEXOS

- Capítulo Reivindicatorio modificado.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

Atentamente señora Directora,

LUZ MARA HERRERA HERRERA

C.C. 52.049.364 de Bogotá

T.P. 67499 del C. S. de la J.