



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

Bogotá D.C., 12 de febrero de 2019

Doctor
JOSÉ LUIS SALAZAR LÓPEZ
Director 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""**.

Solicitante: ECOPETROL S.A.

RESPUESTA OFICIO No. **11832**

Respetado señor Director:

LUZ MARA HERRERA HERRERA en mi condición de apoderada de la sociedad **ECOPETROL S.A.**, solicitante de la patente de la referencia, encontrándome dentro del término legal previsto, doy respuesta al oficio No. **11832** relacionado en el asunto:

Título de la solicitud: *"SISTEMA Y MÉTODO PARA LA PREDICCIÓN Y GERENCIAMIENTO DE EVENTOS OPERACIONALES EN SISTEMAS DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS"* (Radicado No. NC2016/0001404 del 30 de agosto de 2016).

1. "(...) 3. No es una invención (Art. 15 D 486 literal(es) (a) -(f)) (...)")

Observación 1. Según lo manifestado por el Despacho: "(...) El objeto de la reivindicación 5 no se considera una invención, de acuerdo con el art. 15 D486, toda vez que como se encuentra escrito actualmente el método tiene como último fin un algoritmo (...)”

Respuesta 1. En efecto consideramos que le asiste razón al señor examinador y por tanto, se ha procedido a retirar las reivindicaciones desde la 5 hasta la reivindicación 10 que están relacionadas con la metodología para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburos.

2. "(...) 4. De la solicitud de patente

Reivindicaciones (Art. 30 D 486, Art. 22 PCT) (...)”

Observación 2.1. El Despacho menciona que "(...) La reivindicación 2 no es clara toda vez que el solicitante hace referencia a parámetros de medición y no a los elementos con los cuales realiza dicha medición, es decir no es claro si la reivindicación reclama parámetros de medición o instrumentos de medición (...)”

Respuesta 2.1. En este punto también estamos de acuerdo con el señor examinador y por tanto se ha procedido a realizar el ajuste en la reivindicación 2, indicando los equipos que realizan estas mediciones, así:

Reivindicación 2 (inicial)

"2. Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque la instrumentación a nivel de subsuelo comprende los siguientes parámetros de medición: presión de succión (PI), presión a la descarga de la bomba (PD), temperatura del motor (TM) y vibraciones en fondo en el eje x (VIBX) y la instrumentación del variador de velocidad comprende corrientes (I) y frecuencia (ω)."

Reivindicación 2 (modificada)

"2. Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque la instrumentación a nivel de subsuelo comprende el equipo de medición de presión de succión (PI) y presión a la descarga de la bomba (PD), el equipo de medición de la temperatura del motor (TM) y la instrumentación del variador de velocidad que mide corrientes (I) y frecuencia (ω e)."

Observación 2.2. El Despacho menciona que "(...) Los literales e a i relacionados al método presentes en la reivindicación 5 además de hacer referencia a un algoritmo, representan actualmente una forma de presentar información y un uso, toda vez que organizar una colección de datos para luego hacer un análisis estadístico y por último presentarlos a un usuario indican la aplicación que se le da a los datos, es decir, se indica el uso que puede darse al proceso reivindicado (...)"

Respuesta 2.2. Estamos de acuerdo con el señor examinador y como se mencionó en la respuesta 1, se retira del capítulo reivindicatorio toda la reivindicación 5 con sus literales.

3. "(...) 5. Determinación del Estado de la Técnica (...)"

Observación 3.1. El Despacho mencionó que "(...) El estado de la técnica se determinó con base en la fecha de presentación de la solicitud de patente nacional: 30 de agosto de 2016, y se encontró el siguiente documento que anticipa el objeto de esta solicitud:

Ítem	Documento	Título	Fecha Publicación
D1	US20050240289	"Methods and systems for monitoring machinery"	27/octubre/2005

(...)"

Respuesta 3.1. En las siguientes líneas se presentan las diferencias generales de la presente solicitud con la anterioridad **D1**.

La presente solicitud de patente busca la adquisición de datos operacionales provenientes de los equipos e instrumentación instalada en los pozos de un campo petrolero para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales que se presentan en sistemas físicos como lo son los pozos petroleros que conforman un campo.

Un pozo petrolero no es un equipo, o conjunto de equipos; el pozo es un sistema que

involucra la manifestación del subsuelo terrestre, el fluido objetivo que corresponde al hidrocarburo y contiene equipos e instrumentación asociada a él. Los eventos y sucesos objetivo son mayoritariamente los de los pozos como sistema integral a diferencia de la anterioridad **D1** que se enfoca en el monitoreo de maquinaria en general, y en el estado de los equipos y máquinas.

Adicionalmente se presentan diferencias sustanciales en el Sistema relacionados con la arquitectura, equipos e instrumentación.

4. "(...) 6. Examen de Patentabilidad (Art. 14 D486)

Novedad (Art 16 D486) (...)"

" (...) La reivindicación 1 consiste en "Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburos (...)"

Observación 4.1.1.

(...)"

Características Esenciales	D1
Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo	Arquitectura de red de un sistema de control de planta que implementa el sistema de monitoreo de maquinaria integrado continuo (CIMMS) (Pág. 1, Párr. 0008

(...)"

Respuesta 4.1.1 A continuación se listan los elementos diferenciadores que en este punto tiene la presente solicitud con la anterioridad **D1**:

a)La presente solicitud de patente busca la adquisición de datos operacionales provenientes de los equipos e instrumentación instalada en los pozos de un campo petrolero para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales que se presentan en Sistemas físicos como lo son los pozos petroleros que conforman un campo. Un pozo petrolero No es un equipo, o conjunto de equipos; el pozo es un sistema que involucra la manifestación del subsuelo terrestre, el fluido objetivo que corresponde al hidrocarburo y equipos e

instrumentación asociada a el. Los eventos y sucesos objetivo son mayoritariamente los de los pozos como sistema integral a diferencia de D1 que se enfoca en el monitoreo de maquinaria en general, en la salud de los equipos y máquinas.

b) La presente solicitud de patente presenta diferencias en la arquitectura respecto a D1, 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 la anterioridad **D1** No especifica esta característica limitándose al término Database.

c) La presente solicitud de patente presenta diferencias en la arquitectura respecto a la anterioridad **D1**, dado que la solicitud presenta como parte del Sistema un "Centro de Cómputo" el cual es parte esencial de Sistema dado que permite generar espacios colaborativos para el uso de la información que resulta para la toma de decisions oportunas.

Observación 4.1.2.

(...)"

Características Esenciales	D1
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 (Pág. 2, Párr. 0012).

(...)"

Respuesta 4.1.2 Nos permitimos mencionar a continuación las diferencias que a este respecto tiene la presente solicitud con la anterioridad **D1**:

La presente solicitud a diferencia de la anterioridad **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. En D1 no se menciona instrumentación asociada a pozos petroleros. A continuación se describe la instrumentación a nivel de subsuelo 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) 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.

Observación 4.1.3.

(...)”

Características Esenciales	D1
Uno o más VSD (01).	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 controla una velocidad de rotación del motor (72) en respuesta a las órdenes de un controlador deslizante (76) (Pág. 2, Párr. 0018).

(...)”

Respuesta 4.1.3 Al respecto mencionamos las siguientes diferencias de la presente solicitud con la anterioridad **D1**:

La presente solicitud menciona al VSD como parte de un Sistema de levantamiento artificial de un pozo petrolero a diferencia de D1 que menciona un tipo de VSD general. 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 controla una velocidad de rotación del motor (72) en respuesta a las órdenes de un controlador deslizante (76) (Pág. 2, Párr. 0018).

Observación 4.1.4.

(...)”

Características Esenciales	D1
Un subsistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) (18).	Típicamente, tales relés (246) están situados de forma remota desde el equipo supervisado en un centro de control de motor (MCC) o en un dispositivo de conmutación (250) que suministra la máquina. Además, para retransmitir (246), el dispositivo de conmutación (250) también puede incluir un sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) que proporciona al CIMMS (114) una condición de suministro de energía o sistema de suministro de potencia (no mostrado) ubicado en la planta industrial (10), por ejemplo, en un patio de maniobras, o interruptores de línea de transmisión remota y parámetros de línea (Pág. 4, Párr. 0030).

(...)”

Respuesta 4.1.4 A continuación mencionamos las diferencias al respecto de la presente solicitud con la anterioridad **D1**:

La presente solicitud menciona a un SCADA especializado para la supervisión, control y adquisición de datos operacionales específicamente de variables de pozos en campos petroleros a diferencia de D1 que menciona un tipo de SCADA al parecer eléctrico en donde su función es para suministro de energía o potencia, lo cual es confuso dado que un SCADA tiene como propósito la supervisión, control y adquisición de datos.

Observación 4.1.5.

(...)”

Características Esenciales	D1
Uno o más BDTR (19) que almacenan los valores de las variables operacionales de	Los cálculos también pueden incluir análisis estadísticos y procesos de gestión de bases de



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGIA ICP

cada uno de los pozos del campo petrolero.	datos (Pág. 5, Párr. 0038).
--	-----------------------------

(...)”

Respuesta 4.1.5 A continuación mencionamos los elementos diferenciadores al respecto de la presente solicitud con la anterioridad **D1**:

La presente solicitud de patente presenta diferencias en la arquitectura respecto a D1, 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 la anterioridad **D1** No especifica esta característica clave en el análisis predictivo, limitándose al término Database.

Observación 4.1.6.

(...)”

Características Esenciales	D1
Un centro de cómputo (20).	La figura 4 es un diagrama de bloques de una estructura (400) de control de datos que se puede usar con DCS (20) para implementar una realización ejemplar de CIMMS (114) (mostrada en la figura 1). DCS (20) puede incluir CIMMS (114) que se ejecuta en el procesador (24) dentro de DCS (20). Alternativamente, CIMMS (114) puede operar por separado desde DCS (20) como una plataforma de procesamiento independiente, tal como una computadora, estación de trabajo y/o máquina de procesamiento de sistema cliente.

(...)”

Respuesta 4.1.6 A continuación mencionamos las diferencias a este respecto de la presente solicitud con la anterioridad **D1**:

La presente solicitud de patente presenta diferencias en la arquitectura respecto a la anterioridad **D1**, dado que la solicitud presenta como parte del Sistema un "Centro de Cómputo" el cual es parte esencial de Sistema dado que permite generar espacios colaborativos para el uso de la información que resulta para la toma de decisiones oportunas.

El Despacho menciona acerca de las reivindicaciones que "(...) el documento **D1** divulga las características de las reivindicaciones dependientes así: (...) "

Observación 4.2. "(...) **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 (0015) (...) "

Respuesta 4.2. La presente solicitud 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) 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 4.3. “ (...) **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 inalámbrica². 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) (0012) (...)”.

Respuesta 4.3. 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 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**.

Observación 4.4. “ (...) **Reivindicación 4:** Típicamente, tales relés (246) están situados de forma remota desde el equipo supervisado en un centro de control de motor (MCC) o en un dispositivo de conmutación (250) que suministra la máquina. Además, para retransmitir (246), el dispositivo de conmutación (250) también puede incluir un sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA³) que proporciona al CIMMS (114) una condición de suministro de energía o sistema de suministro de potencia (no mostrado) ubicado en la planta industrial (10), por ejemplo, en un patio de maniobras, o interruptores de línea de transmisión remota y parámetros de línea (...)”.

Respuesta 4.4. A este respecto, las diferencias entre la presente solicitud de patente y la anterioridad **D1** consisten en que un MCC que corresponde a un centro de control de motores, que significa que es un tablero eléctrico que alimenta, controla y protege circuitos cuya carga esencialmente consiste en motores y que usa contactores o arrancadores como principales componentes de control. A diferencia de la reivindicación 4 de la presente solicitud que hace referencia a un Centro de Cómputo que además de ser el espacio físico donde se localizan e integran los sistemas y equipos de alto nivel como lo son el SCADA, la BDTR y el computador que alberga las capacidades de procesamiento para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo, también permite ser el espacio físico colaborativo donde se cursan las "...etapas de priorización y visualización (16) y etapas de recomendaciones y acciones ". Estos elementos mencionados permiten evidenciar que estamos frente a diferencias significativas entre la presente solicitud y la anterioridad **D1**.

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.

Atentamente Señor Director



LUZ MARA HERRERA HERRERA
C.C. 52.049.364 de Bogotá
T.P. 67499 del C. S. de la J.

ANEXO

- Capitulo Reivindicatorio modificado.

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo 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);
 - 10 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);
- 15
- 20 2. Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque la instrumentación a nivel de subsuelo comprende el equipo de medición de presión de succión (PI) y presión a la descarga de la bomba (PD), el equipo de medición de la temperatura del motor (TM) y la instrumentación del variador de velocidad que mide corrientes (I) y frecuencia (ω_e).
- 25 3. Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo de acuerdo con la reivindicación 1 ó 2 caracterizado porque la comunicación entre el subsistema (SCADA) (18) y el VSD (01) es mediante dispositivos Tx/RX (11) y Rx/Tx (12) y en protocolo de comunicación.
- 30 4. Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operaciones en campos de extracción de hidrocarburo de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3 caracterizado porque el centro de cómputo (20) comprende:

- 5 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;
- 10 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);
- 15 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.