



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

Bogotá D.C., 11 de febrero de 2021.

Doctora

EDNA MARCELA RAMIREZ OROZCO

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. **12219**

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

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

los términos legales previstos, doy repuesta al oficio No. **12219** relacionado en el asunto, según el cual "(...) como resultado del examen de patentabilidad realizado a la solicitud indicada en la referencia, atendiendo a lo consagrado en el artículo 45 de la Decisión 486 de 2000, se le comunica que esta Dirección ha encontrado que la materia objeto de solicitud no cumple con algunos aspectos (...)" los cuales abordaré uno a uno:

Observación 1.

"(...) **3 . De la solicitud de patente**

3.1 Título (...)"

El Despacho indica que

"(...) El nombre de la invención de que se trata en el artículo 27 literal d) de la Decisión 486 deberá reflejar el objeto y el campo industrial con el cual se relaciona la misma y ser concordante con la materia descrita y las reivindicaciones de la solicitud. El nombre no podrá referirse a nombres personales, marcas de productos o nombres de fantasía. El solicitante en el escrito radicado bajo el N° NC2016/0001404 del 30 de agosto de 2016, tituló la invención como: "SISTEMA Y MÉTODO PARA LA PREDICCIÓN Y GERENCIAMIENTO DE EVENTOS OPERACIONALES EN SISTEMAS DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS". Este título no se relaciona con el objeto dado que ya no se reivindica la modalidad de método, por lo cual se sugiere el título siguiente: "SISTEMA PARA LA PREDICCIÓN Y GERENCIAMIENTO DE EVENTOS OPERACIONALES EN SISTEMAS DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS (...)"

Respuesta 1.

Le asiste razón al señor examinador, pues efectivamente en el capítulo reivindicatorio solo se está reclamando el sistema para la predicción y gerenciamiento de eventos

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

operacionales en sistemas de extracción de hidrocarburos y no el método. Por consiguiente acogemos el título propuesto por el Despacho para la patente:

"SISTEMA PARA LA PREDICCIÓN Y GERENCIAMIENTO DE EVENTOS OPERACIONALES EN SISTEMAS DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS".

Continúa el Despacho en el requerimiento de fondo de la presente solicitud de patente indicando que:

"(...) 4. Determinación del Estado de la Técnica

La fecha para determinar el estado de la técnica es el 30 de agosto de 2016 que corresponde a la fecha de presentación nacional.

Consultadas las fuentes de información con que se cuenta, se encontraron los siguientes documentos que anticipan el objeto de esta solicitud:

Ítem	Documento	Título	Fecha de Publicación
D2	US20110088484	"System, method, and computer readable medium for calculating well flow rates produced with electrical submersible pumps"	21 de abril de 2011
D3	US2016139615	"Changing set points in a resonant system"	19 de mayo de 2016

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

El documento D2ⁱ divulga un sistema, método y medio legible por computadora para calcular los caudales de pozo producidos con bombas eléctricas sumergibles utilizando datos medidos de voltaje, corriente, frecuencia y presión. Una relación de eficiencia a caudal se calcula a partir de los datos de voltaje, corriente y presión. La relación entre la eficiencia y el caudal se utiliza para obtener un caudal no dimensional. El caudal a través de la bomba sumergible eléctrica se calcula a partir del caudal no dimensional (Resumen).

El documento D3ⁱⁱ divulga un método para cambiar un punto de ajuste de un sistema donde se determina el período de una resonancia dominante del sistema, se procesa un perfil de cambio para el cambio de punto de ajuste; también se procesa un período de tiempo para el cambio del punto de ajuste basado en el período de la resonancia dominante para minimizar la excitación de la resonancia dominante; y el cambio del punto de ajuste se realiza de acuerdo con el perfil de cambio procesado y el período de tiempo. (Resumen).

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

5.1 Nivel inventivo (Art 18 Decisión 486)

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 10 de junio de 2020).

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

Observación 2.

Según el despacho:

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

"(...)

Características Esenciales	D2	D3
<i>Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo caracterizado porque comprende.</i>	<i>Sistema, método y medio legible por computadora para calcular los caudales de pozo producidos con bombas eléctricas sumergibles (Título).</i>	<i>Cambiar los puntos de ajuste en un sistema resonante (Título)</i>

(...)"

Respuesta 2.

El sistema descrito en la presente solicitud de patente se diferencia de los expuestos en las anterioridades **D2** y **D3** porque constituye un sistema para la predicción de eventos y sucesos (fallas o mejor desempeño del pozo) de forma integral, mientras que de **D2** corresponde al cálculo del flujo de producción del pozo y a su vez de **D3** que corresponde al cálculo y cambio del punto de ajuste del sistema sobre el controlador basado en una frecuencia de resonancia. Por consiguiente las características de estas dos anterioridades **D2** y **D3** no afectan el nivel inventivo de la presente solicitud de patente, pues así presenten elementos similares (sensores, sistema de transmisión, variables de presión) son diferentes.

Observación 3.

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

El Despacho indica en el requerimiento de fondo:

"(...)

<i>a) El completamiento de un pozo con bombeo electrosumergible.</i>	<i>Una realización de un sistema para controlar el caudal de líquido en un pozo incluye una bomba eléctrica sumergible (ESP) colocada dentro de la terminación de un pozo (Párr. 007).</i>	<i>Las herramientas de pozo se pueden usar en el pozo, normalmente suspendidas en un cable o unidas a una sarta de perforación / tubería en espiral, para llevar a cabo operaciones en el pozo para proporcionar la construcción y terminación del pozo y / o la producción de hidrocarburos (Párr. 002). Un aspecto adicional de algunas realizaciones de la presente invención proporciona una plataforma (tal como una plataforma de perforación, exploración o producción) o una herramienta (tal como una herramienta de cable o una bomba electro-sumergible) que comprende el sistema del aspecto anterior (Párr. 003).</i>
--	--	--

(...)"

Respuesta 3.

Respetuosamente os permitimos aclarar que el completamiento del pozo **no** contempla solamente el sistema de levantamiento artificial -como parece plantear el señor examinador con la referencia descrita en la anterioridad **D2** cuando se refiere al ESP-, así como tampoco dicho completamiento del pozo se refiere al conjunto de

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

herramientas de perforación para realizar la perforación del pozo -como lo plantea el señor examinador con la referencia descrita en la interioridad **D3-**, pues el completamiento del pozo se define como el diseño, la selección e instalación de tuberías, empacaduras y demás herramientas u equipos dentro del pozo con el propósito de producir el pozo de manera controlada, segura y rentable.

Observación 4.

El Despacho indica en el requerimiento de fondo que:

"(...)

<i>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</i> <i>(TM) e instrumentos y sensores de instalación fija para medir las vibraciones en fondo de pozo en el eje x</i>	<i>(...) 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). El ESP (24) incluye un motor (26) y una bomba (30). El motor (26) funciona para impulsar la bomba (30) para 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, tal como puede reconocer un experto en la materia. El medidor de presión de admisión (32) mide la presión aguas arriba del ESP (24). El</i>	<i>El módulo (330) de MWD también puede alojarse en un tipo especial de collar de perforación, como se conoce en la técnica, y puede contener uno o más dispositivos para medir características de la sarta de perforación y la broca. La herramienta MWD puede incluir además un aparato (no mostrado) para generar energía eléctrica al sistema de fondo de pozo. Esto puede incluir típicamente un generador de turbina de lodo alimentado por el flujo del fluido de perforación, entendiéndose que se pueden emplear otros sistemas de energía y/o batería. El módulo MWD puede incluir uno o más de los siguientes tipos de dispositivos de medición: un dispositivo de medición de peso en bits, un dispositivo de medición de torque, un dispositivo de medición de</i>
---	--	--

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

(VIBX). La instrumentación asociada al variador de velocidad comprende instrumento para medir la corriente eléctrica (I).	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 medidor de presión de descarga (34) mide la presión aguas abajo del ESP (24). Si bien esta descripción ha sido de medidores de presión que son componentes permanentes de la cadena de tubería con el ESP, debe entenderse que en otras realizaciones, un medidor de presión de memoria puede ser usado. Con un medidor de presión de memoria, el medidor de presión se instala temporalmente dentro de la terminación y el medidor registra la presión medida en un medio legible por computadora, que está dentro del medidor o en la superficie. Después de un intervalo de tiempo, por ejemplo, un mes, el medidor de presión de 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). No menciona la medición de vibraciones.	vibración, un dispositivo de medición de choque, un dispositivo de medición de deslizamiento, un dispositivo de medición de dirección, un dispositivo de medición de velocidad de rotación y un dispositivo de medición de inclinación (Párr. 0010).
--	--	---



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

<i>Instrumento para medir la frecuencia eléctrica (ω_e).</i>	<i>(...) un transductor de frecuencia que mide una frecuencia de la celda de superficie (reiv. 11).</i>	<i>No menciona.</i>
--	---	---------------------

(...)”

Respuesta 4.

Dado que el sistema de la presente solicitud de patente interpreta los valores medidos por la instrumentación descrita de forma combinada e integrada para realizar la predicción, la totalidad de la instrumentación descrita y el punto donde se realiza la medición con dicha instrumentación, constituye una pieza fundamental del sistema, queriendo decir con esto que, si alguna de la instrumentación descrita está ausente el sistema pierde la funcionalidad o anula su desempeño. De acuerdo con lo anterior el hecho que no se describa en las anterioridades **D2** y **D3** la totalidad de la instrumentación descrita como parte del sistema -como ejemplo referimos el instrumento para medir las vibraciones en fondo de pozo en el eje x (VIBX)-. En la anterioridad **D3** se menciona la medición de la vibración pero para el taladro asociado a la perforación del pozo, lo cual difiere de la presente solicitud de patente que hace referencia a la vibración del sistema de levantamiento artificial ESP durante la operación. Por ende, no es comparable el sistema mencionado en la anterioridad **D3** con el sistema de la presente solicitud de patente, dado que el sistema mencionado en la anterioridad **D3** obedece a un sistema asociado al equipo de perforación para la construcción de un pozo, el cual no tiene relación con el propósito o funcionamiento de un sensor de vibración instalado para monitorear la operación de un pozo petrolero, siendo obvio que se trata de dos áreas de conocimiento totalmente diferentes, y no puede consistir en aplicar una instrumentación a otro proceso de extracción o producción de hidrocarburos para indicar que se está afectando la altura inventiva.

Observación 5.

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

El Despacho indica en el requerimiento de fondo:

"(...)

<i>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</i>	<i>(...) 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). En una realización, el VSD (36) incluye un voltímetro (42), un amperímetro (44), y un transductor de frecuencia (46). Todos estos tres dispositivos miden las características operativas del VSD (36), a saber, el voltaje, la corriente y la frecuencia, respectivamente. Estos sensores pueden monitorear las características operativas del VSD (36) en cualquiera de una serie de frecuencias de actualización disponibles. Se entiende que, alternativamente, el VSD (36) puede no incluir su propio voltímetro, amperímetro y transductor de frecuencia. En ese caso, se requerirían transductores de superficie separados (42, 44 y 46). En una realización adicional a, un técnico proporciona uno o más de los valores de voltaje y frecuencia al VSD (36) como entradas operativas. El VSD funciona para proporcionar energía eléctrica a estas características (...) (Párr. 21). El ISP (48) incluye un procesador (50) que está conectado comunicativamente a un medio legible</i>	<i>(...) Un cambio de estado del sistema de pozo puede comprender un cambio en la velocidad de bombeo del fluido de perforación, un aumento en la velocidad de rotación de la sarta de perforación / tubería flexible en el pozo, un aumento en la velocidad del motor de un motor de fondo de pozo, un cambio en los parámetros de operación de una herramienta de pozo, levantando una broca / herramienta de pozo desde el fondo del pozo o contactando una formación de tierra, aumentando el peso sobre la broca y / o similares (Párr. 0021). Otros aspectos de la presente invención proporcionan: un programa informático que comprende código que, cuando se ejecuta en una computadora, hace que la computadora realice el método del primer aspecto; un medio legible por computadora que almacena un programa de computadora que comprende código que, cuando se ejecuta en una computadora, hace que la computadora realice el método del primer aspecto; y un sistema informático programado para realizar el método del primer aspecto (Párr. 0027). Un programa de computadora que comprende código que, cuando se ejecuta en una computadora, hace</i>
---	--	---

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

	<i>por computadora (52) programado con un código legible por computadora que, tras la ejecución 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).</i>	<i>que la computadora realice el método de la reivindicación 1 (Reiv. 10).</i>
--	--	--

Respuesta 5.

El sistema de la presente solicitud de patente realiza la predicción basado en el análisis que se puede dar por uno o más VSDs con dispositivo lógico programable para integrar la información operacional de uno o más pozos, por lo tanto, es relevante mencionar que constituye una característica fundamental el adquirir y procesar la información de múltiples pozos, como elemento medular del sistema para mejorar la precisión y desempeño de la predicción de fallos operacionales. En cambio, en las anterioridades D2 y D3 no se menciona como parte del sistema más de un VSD, solo se limita a mencionar solo un (1) VSD, dado que sus propósitos difieren en gran magnitud del propósito de la presente solicitud de patente. Es importante resaltar que en la presente solicitud no se limita el sistema a los equipos que pertenecen a un solo pozo, sino que el sistema se conforma de todos los equipos mencionados de uno o más pozos de un campo petrolero. Como se ha indicado en líneas anteriores, no consiste sólo en aplicar el sistema de un pozo a múltiples pozos.

Observación 6.

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

El Despacho manifiesta que:

"(...)

<i>d) Uno o más BDTR (19) que almacenan los valores de las variables operacionales de cada uno de los pozos del campo petrolero.</i>	<i>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). 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 u 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 (Párr. 0022).</i> <i>No menciona que la Base de datos sea en tiempo real.</i>	<i>En el paso (110), el procesador puede procesar los datos para determinar cómo se debe operar el sistema de pozo en vista de los datos comunicados. Simplemente a modo de ejemplo, la operación de un sistema de perforación puede controlarse en vista del estado operativo del sistema de perforación, las condiciones en el pozo, las condiciones que rodean el pozo y / o similares. El sistema de perforación puede controlarse para optimizar la velocidad del proceso de perforación, reducir el desgaste del sistema de perforación, controlar la dirección de perforación y / o similares.</i> <i>Además, se pueden usar modelos predictivos, que predicen los resultados del cambio de operación del sistema de perforación, con los datos detectados para determinar cómo se debe operar el sistema de perforación para lograr un efecto operativo deseado. Si bien se ha utilizado un sistema de perforación como ejemplo,</i>
---	--	--

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

		<i>otros sistemas de pozo o combinaciones de múltiples sistemas de pozo pueden controlarse de la misma manera en un sistema de pozo automatizado (Párr. 0083). En el paso (110), la determinación de cómo se debe operar el sistema de pozo en vista de los datos comunicados puede comprender una determinación de cambio de nivel en la operación del sistema de pozo (Párr. 0084).</i>
--	--	---

(...)”

Respuesta 6.

La presente solicitud de patente la BDTR (Base de datos en tiempo real) viabiliza el almacenamiento de información en tiempo real proveniente de la instrumentación de múltiples pozos, lo que posibilita que el sistema de forma integral logre el almacenamiento requerido para el procesamiento de varios pozos. Esto es fundamental para lograr la predicción de eventos y sucesos operacionales (fallas y buen desempeño del pozo). En contraposición, la base de datos que menciona la anterioridad **D2** y **D3** no corresponde a una base de datos en tiempo real.

Observación 7.

Según el Despacho "(...) El documento D2 se considera el estado de la técnica más cercano a la invención definida en la reivindicación 1 porque divulga un sistema, método y medio legible por computadora para calcular los caudales de pozo producidos con bombas eléctricas sumergibles (Título).

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación 1 y el sistema divulgado de D2 consiste en que la solicitud en estudio incluye instrumentos y sensores de instalación fija para medir las vibraciones en fondo de pozo en el eje x (VIBX) y que la base de datos opere en tiempo real.

El efecto que se logra al incluir instrumentos y sensores de instalación fija para medir las vibraciones en fondo de pozo en el eje x (VIBX) y que la base de datos opere en tiempo real es integrar las variables medidas por la diferente instrumentación del pozo en el VSD para luego enviarlas al sistema SCADA.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: ¿Cómo modificar el sistema conocido en D2 con el fin de integrar las variables medidas por la diferente instrumentación del pozo en el VSD para luego enviarlas al sistema SCADA?

Sin embargo, el incluir instrumentos y sensores de instalación fija para medir las vibraciones en fondo de pozo en el eje x (VIBX) y que la base de datos opere en tiempo real para integrar las variables medidas por la diferente instrumentación del pozo en el VSD para luego enviarlas al sistema SCADA, ya está divulgado en el documento D3 en el siguiente aparte: El módulo (330) de MWD también puede alojarse en un tipo especial de collar de perforación, como se conoce en la técnica, y puede contener uno o más dispositivos para medir características de la sarta de perforación y la broca. La herramienta MWD puede incluir además un aparato (no mostrado) para generar energía eléctrica al sistema de fondo de pozo. Esto puede incluir típicamente un generador de turbina de lodo alimentado por el flujo del fluido de perforación, entendiéndose que se pueden emplear otros sistemas de energía y/o batería. El módulo MWD puede incluir uno o más de los siguientes tipos de dispositivos de medición: un dispositivo de medición de peso en bits, un dispositivo de medición de torque, un dispositivo de medición de vibración, un dispositivo de medición de choque, un dispositivo de medición de deslizamiento, un dispositivo de medición de dirección, un dispositivo de medición de velocidad de rotación y un dispositivo de medición de inclinación (Párr. 0010). En el paso (110), el procesador puede procesar los datos para

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

determinar cómo se debe operar el sistema de pozo en vista de los datos comunicados. Simplemente a modo de ejemplo, la operación de un sistema de perforación puede controlarse en vista del estado operativo del sistema de perforación, las condiciones en el pozo, las condiciones que rodean el pozo y / o similares. El sistema de perforación puede controlarse para optimizar la velocidad del proceso de perforación, reducir el desgaste del sistema de perforación, controlar la dirección de perforación y / o similares. Además, se pueden usar modelos predictivos, que predicen los resultados del cambio de operación del sistema de perforación, con los datos detectados para determinar cómo se debe operar el sistema de perforación para lograr un efecto operativo deseado. Si bien se ha utilizado un sistema de perforación como ejemplo, otros sistemas de pozo o combinaciones de múltiples sistemas de pozo pueden controlarse de la misma manera en un sistema de pozo automatizado (Párr. 0083). En el paso (110), la determinación de cómo se debe operar el sistema de pozo en vista de los datos comunicados puede comprender una determinación de cambio de nivel en la operación del sistema de pozo (Párr. 0084).

En consecuencia, la persona normalmente versada en la materia al verse enfrentada al problema técnico de integrar las variables medidas por la diferente instrumentación del pozo en el VSD para luego enviarlas al sistema SCADA estaría motivada a incluir instrumentos y sensores de instalación fija para medir las vibraciones en fondo de pozo en el eje x (VIBX) y que la base de datos opere en tiempo real del documento D3 en el sistema de D2, para así llegar al objeto de la reivindicación 1. Por lo cual se considera obvia.

Adicionalmente, la Instrumentación a nivel de subsuelo asociada a los pozos petroleros es inherente al campo técnico de estudio, desde el punto de vista de SCADA, el cual es el acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) es un concepto que se emplea para automatizar el sistema permitiendo controlar y supervisar procesos industriales a distancia. Facilita retroalimentación en tiempo real con los dispositivos de campo (sensores y actuadores), y controla el proceso automáticamente. Provee de toda la información que se genera en el proceso productivo (supervisión, control de calidad, control de

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

producción, almacenamiento de datos, etc.) y permite su gestión e intervención¹, por lo tanto el simple hecho de proporcionar instrumentación y monitoreo de datos y fallas no proporcionará un efecto sorprendente, ya que esto es altamente conocido en el estado de la técnica de la ingeniería de automatización de pozos petroleros(...)"

Respuesta 7.

Respetuosamente nos permitimos manifestar que no estamos de acuerdo con los comentarios del señor evaluador debido a que la diferencia entre **D2** y la *reivindicación 1* no solo consiste en que la presente solicitud de patente, incluye instrumentos y sensores de instalación fija para medir las vibraciones en fondo de pozo en el eje x (VIBX) y que la base de datos opera en tiempo real, sino también en que el sistema de la presente solicitud contiene el completamiento del pozo con todos los componentes asociados a este e incorpora en su sistema no solo los equipos de un solo pozo sino los equipos de varios pozos (más de un pozo), siendo una característica relevante en el sistema dada su capacidad de manejar grandes cantidades de información en tiempo real y en simultáneo, proveniente de la instrumentación y equipos asociada a cada pozo para lograr la predicción. No se puede intuir ni concluir que es lo mismo aplicar la tecnología para un pozo que para varios pozos ni que simplemente consiste en un número mayor de pozos.

El completamiento del pozo no solo contempla el sistema de levantamiento artificial como lo plantea el señor examinador con la referencia descrita en **D2** cuando se refiere al ESP, así como tampoco el completamiento del pozo se refiere al conjunto de herramientas de perforación para realizar la perforación del pozo como lo plantea el señor examinador con la referencia descrita en **D3**. Como ya indicamos, el completamiento del pozo se define como el diseño, la selección e instalación de tuberías, empacaduras y demás herramientas u equipos dentro del pozo con el propósito de producir el pozo de manera controlada, segura y rentable.

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

El argumento del señor examinador donde menciona "(...) que la medición de las vibraciones en fondo de pozo en el eje x (VIBX) y que la base de datos opere en tiempo real para integrar las variables medidas por la diferente instrumentación del pozo en el VSD para luego enviarlas al sistema SCADA" ya está divulgado en el documento D3 en el siguiente aparte: "... El módulo MWD puede incluir uno o más de los siguientes tipos de dispositivos de medición: un dispositivo de medición de peso en bits, un dispositivo de medición de torque, un dispositivo de medición de vibración (...)" no es, de acuerdo a nuestro criterio aplicable ni se puede utilizar de manera análoga dado que el sistema mencionado en **D3** obedece a un sistema asociado al equipo de perforación para la construcción de un pozo que no tiene relación con el tipo, propósito o funcionamiento de un sensor de vibración instalado para monitorear la operación de una bomba electrosumergible en un pozo petrolero, pues se trata de dos procesos diferentes que aunque pertenecen al sector de hidrocarburos, presentan diferencias importantes en propósitos, tipo y uso del sensor de vibración. Siguiendo la lógica expuesta en el requerimiento de fondo cualquier patente que incluya un sensor de vibración en combinación con **D2** serviría para refutar el nivel inventivo del sistema propuesto en la presente solicitud, lo que consideramos que no es aplicable para el análisis de altura inventiva dado que no contempla lo específico del tipo ni propósito del sensor de vibración en el proceso. Entonces surge la pregunta ¿será que todo proceso de producción de hidrocarburos que lleve a cabo procesos de predicción y gerenciamiento de eventos operacionales que emplee sensores, estaría afectada la altura inventiva?, consideramos que no es cierto, en la medida que cada proceso tiene un comportamiento diferente. No es lo mismo el gerenciamiento de eventos operacionales en procesos de perforación, que en procesos de producción, que en procesos de recobro mejorado y que en procesos de abandono de pozos, en todos ellos se emplea sensores pero el esquema es operación es diferente.

De igual forma disentimos de los comentarios del despacho descritos en el párrafo "(...) Adicionalmente, la Instrumentación a nivel de subsuelo asociada a los pozos petroleros es inherente al campo técnico de estudio (...)" dado que el sistema presentado en la propuesta en evaluación define la instrumentación requerida de forma precisa para que

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

el sistema logre de manera satisfactoria la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo, y No se hace referencia al nivel de automatización, queriendo decir con esto que No necesariamente la instrumentación en general limita su participación al área temática de la automatización sino que también tiene aplicabilidad en otras áreas de conocimiento como por ejemplo el de la presente invención que se identifica en el área de la inteligencia artificial y la seguridad de procesos.

Observación 8.

Señala el despacho:“(…) Asimismo, el documento D2 divulga las características de las reivindicaciones dependientes así:

Reivindicación 2: 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 cableadas o inalámbricas, como la comunicación de la intranet local, 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 puede ubicarse en el sitio del pozo. La transmisión de datos es meramente ejemplar y no pretende limitar el alcance de esta divulgación (Párr. 0024). Para un técnico medio versado en la materia resulta obvio que estas comunicaciones se realizan a través de protocolos industriales y soportados por SCADA.

La reivindicación dependiente 2 no menciona alguna característica que, junto con las características de la reivindicación independiente, aporte nivel inventivo método de la reivindicación 1, por lo cual se considera que no tienen nivel inventivo (...)”

Respuesta 8.

Respecto a los comentarios del señor examinador para la reivindicación 2 nos permitimos manifestar que las comunicaciones desde el VSD de cada pozo en comunicación doble Tx/Rx hace parte del sistema de la presente solicitud por tal motivo se incluirá en la reivindicación 1.

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

Con base en la respuesta de la argumentación pasada descrita en el capítulo 7 esta fue formulada tomando como base **D1** y no **D2** como lo menciona el señor evaluador. Sin embargo, estamos de acuerdo con el señor evaluador en que D2 menciona el VSD para pozo.

"(...) Respuesta a los argumentos del solicitante (...)"

Observación 9.

El Despacho señala que " (...) El solicitante indica que: "Respecto a las observaciones realizadas por el señor examinador a la reivindicación 3 de la presente solicitud de patente indicamos lo siguiente: Las diferencias en este punto, respecto de la anterioridad D1, radican 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 de patente. Estos elementos mencionados permiten evidenciar que estamos frente a diferencias significativas entre la presente solicitud de patente y la anterioridad D1."

Con respecto a lo anterior se le indica al señor solicitante que el SCADA es ampliamente utilizado en los sistemas de instrumentación petrolera como ya se mencionó anteriormente. Adicional a esto, para que el DSC pueda tomar decisiones sobre el control se hace necesario tener datos puede ser de realimentación en la señal de medida o de monitoreo de alguna variable. Cada acción de control resulta como respuesta ante una variación de alguno de los set-point establecidos para el correcto funcionamiento de la planta, por tal razón el argumento no es procedente dado que el documento D2 anticipa las características técnicas esenciales mencionadas por el señor solicitante. Por tal razón como se muestra en el presente Oficio, la solicitud no logra superar el requisito de Nivel inventivo (...)"

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

Respuesta 9

Respecto a los contrargumentos realizados por el despacho a la respuesta dada a los comentarios sobre la reivindicación 3, reiteramos que el DCS mencionado en **D1** corresponde a un equipo que tiene una funcionalidad diferente al sistema SCADA propuesto en la presente solicitud. Un DCS es un equipo muy diferente a un sistema SCADA dado que el primero es especializado para realizar acciones de control mediante la señal de retroalimentación del instrumento de la variable de proceso, la variable de salida hacia el actuador y el punto de ajuste (set-point) requerido, el cual difiere del SCADA que es especializado en el manejo de múltiples fuentes de información, para el caso en estudio corresponde a la información proveniente de los pozos petroleros, el cual permite el procesamiento de grandes cantidades de datos que se procesan mediante técnicas de inteligencia artificial para predecir las fallas e eventos o sucesos operacionales positivos en los pozos, por lo que se considera que los elementos mencionados permiten evidenciar que estamos frente a diferencias significativas entre la presente solicitud de patente y las anteriores **D1** y **D2**.

Adicionalmente nos permitimos indicar que la anterioridad **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).

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

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

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_e) 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**.

Teniendo en cuenta que se encuentran cumplidos en su totalidad los requisitos de fondo contenidos en el artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina de conformidad con lo previsto en el artículo 48 de la misma Decisión, atentamente solicito se otorgue patente de invención a la presente solicitud de patente.

Atentamente Señora Directora,



LUZ MARA HERRERA HERRERA

C.C. 52.049.364 de Bogotá

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

ANEXOS

- Capitulo Reivindicatorio modificado.

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.



CENTRO DE INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA ICP

ⁱ <https://patentimages.storage.googleapis.com/79/7b/aa/96fc7e0e9de828/US20110088484A1.pdf>

ⁱⁱ <https://patentimages.storage.googleapis.com/e7/4a/b2/5ad367555b3737/US20160139615A1.pdf>

Plantilla 035 – V. 1 - 21/05/2014

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

**Carrera 7 No. 32 - 42 Ed. San Martín P. 25 Bogotá D.C.
Colombia Teléfono: (571)2344000**