

**REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO**

Resolución N° 69416

Ref. Expediente N° NC2016/0005658

Por la cual se otorga parcialmente una Patente de Invención

EL SUPERINTENDENTE DE INDUSTRIA Y COMERCIO

en ejercicio de sus facultades legales, en especial de las conferidas en el numeral 26 del artículo 3° del Decreto 4886 de 2011, y

CONSIDERANDO:

PRIMERO: Que mediante escrito radicado en esta Superintendencia el 21 de diciembre de 2016 con el N° NC2016/0005658, por ECOPETROL S.A., presentó la solicitud de patente de invención titulada “SISTEMA Y MÉTODO PARA LA PREDICCIÓN Y GERENCIAMIENTO DE EVENTOS OPERACIONALES EN EL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS”.

SEGUNDO: Que el extracto de esta solicitud fue publicado en la Gaceta de la Propiedad Industrial N° 780 el 30 de diciembre de 2016, sin que se hubieran presentado oposiciones por parte de terceros.

TERCERO: Que realizado el examen de fondo mediante Oficio N° 2430, notificado el 5 de marzo de 2018, se requirió al solicitante en los términos del artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina para que presentara respuesta a las observaciones de carácter técnico, relacionadas con la patentabilidad o cumplimiento de los requisitos establecidos por esta Decisión para la concesión de la patente.

CUARTO: Que el solicitante mediante escrito radicado bajo el N° NC2016/0005658 el 19 de julio de 2018, respondió oportunamente el requerimiento formulado y presenta nuevas reivindicaciones 1 a 10 que reemplazan las originalmente presentadas, atendiendo de esta manera las observaciones efectuadas en el examen de fondo. Se acepta este último capítulo reivindicatorio presentado, comoquiera que se ajusta a las prescripciones contenidas en el artículo 34 de la Decisión 486.

QUINTO: Que en virtud de lo dispuesto en el artículo 14 de la Decisión 486 expedida por la Comisión de la Comunidad Andina *“Los países miembros otorgarán patentes para las invenciones, sean de producto o de procedimiento, en todos los campos de la tecnología, siempre que sean nuevas, tengan nivel inventivo y sean susceptibles de aplicación industrial.”*

SEXTO: Que en el presente caso las reivindicaciones 5 a 10 incluidas en el radicado bajo el N° NC2016/0005658 del 19 de julio de 2018, cumplen los requisitos indicados en el considerando anterior y, en consecuencia, este Despacho encuentra procedente conceder para las mismas la patente solicitada.

Que en el presente caso las reivindicaciones 1 a 4 incluidas en el radicado bajo el N° NC2016/0005658 del 19 de julio de 2018, no cumplen los requisitos indicados. Lo anterior, de acuerdo con las siguientes consideraciones:

REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Resolución N° 69416

Ref. Expediente N° NC2016/0005658

6.1 Objeto de la invención

El problema planteado en esta solicitud consiste en la transformación de datos, predicción en línea, priorización, visualización y recomendación de acciones para la mitigación del impacto de eventos operacionales, a partir de los datos suministrados por la instrumentación en fondo y superficie de pozos productores. Para resolver este problema técnico, la solicitud en estudio proporciona un sistema y método que se encarga de adquirir y transformar datos provenientes de la instrumentación de superficie y fondo de múltiples pozos, para predecir, priorizar, y visualizar eventos operacionales en línea, y recomendar acciones que mitiguen el impacto en el proceso de extracción de hidrocarburos.

6.2 Determinación del estado de la técnica

La fecha para determinar el estado de la técnica es el 21 de diciembre de 2016, que corresponde a la fecha de presentación de la solicitud 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
D1	US2011088484	"System, method, and computer readable medium for calculating well flow rates produced with electrical submersible pumps"	21/Abril/2011
D2	WO2015073626	"Well testing and monitoring"	21/Mayo/2015

El documento D1¹ un sistema, un método y un medio legible por computadora para calcular las tasas de flujo de pozos producidos con bombas sumergibles eléctricas que utilizan datos de voltaje, corriente, frecuencia y presión medidos. Se calcula una relación de eficiencia a tasa de flujo a partir de los datos de voltaje, corriente y presión. La relación de eficiencia a tasa de flujo se usa para obtener un índice de flujo no dimensional. El caudal a través de la bomba sumergible eléctrica se calcula a partir del caudal no dimensional (Resumen).

El documento D2² proporciona una técnica que facilita la prueba y el control de un pozo. Se opera un sistema de elevación artificial para producir un fluido de pozo, y se recopilan datos a medida que el sistema de elevación artificial se opera a diferentes tasas de flujo. Los datos recopilados a las diferentes tasas de flujo son usados para estimar el rendimiento del flujo y permitir el monitoreo continuo del pozo. En algunas aplicaciones, los datos pueden obtenerse utilizando una técnica de medición de flujo virtual (Resumen).

6.3 Examen de Patentabilidad (Art. 14 D486)

1<https://patents.google.com/patent/US20110088484>

2<https://patents.google.com/patent/WO2015073626A1/en?q=WO2015073626>



REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Resolución N° 69416

Ref. Expediente N° NC2016/0005658

Novedad (Art. 16 D486)

Según lo dispuesto en el artículo 16 de la Decisión 486: *"Una invención se considerará nueva cuando no está comprendida en el estado de la técnica. El estado de la técnica comprenderá todo lo que haya sido accesible al público por una descripción escrita u oral, utilización, comercialización o cualquier otro medio antes de la fecha de presentación de la solicitud de patente o, en su caso, de la prioridad reconocida"*.

En el presente caso, el sistema reclamado en la solicitud no es nuevo, teniendo en cuenta que la reivindicación 1 se refiere a: *"Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo caracterizado porque comprende: (...)"* (Ver página 1 del radicado N° NC2016/0005658 del 19 de julio de 2018).

La siguiente tabla presenta la comparación entre las características técnicas esenciales de la solicitud estudiada, mencionadas en la reivindicación 1, y las reveladas en el documento D1 que representa el estado de la técnica:

Tabla 1

Características esenciales	D1
Instrumentación a nivel de subsuelo, superficie y variador de velocidad (VSD) en distintos pozos que comprenden un campo petrolero.	Un método para determinar las velocidades de flujo para un pozo producido con una bomba sumergible eléctrica (ESP) se describe aquí. La energía eléctrica se aplica a un ESP y se controla con un interruptor de superficie (...) (Pág. 1, Párr. 0006). (...) En la realización representada, el dispositivo de conmutación es un controlador de velocidad variable (VSD) (36); sin embargo, esto no pretende limitar el alcance del dispositivo de conmutación que puede usarse en realizaciones alternativas (...) (Pág. 2, Párr. 0021).
Uno o más VSD (01).	(...) En la realización representada, el dispositivo de conmutación es un controlador de velocidad variable (VSD) (36); sin embargo, esto no pretende limitar el alcance del dispositivo de conmutación que puede usarse en realizaciones alternativas (...) (Pág. 2, Párr. 0021).
Un subsistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) (18).	En la industria petrolera, los pozos a menudo están equipados con medidores permanentes. Los sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) también se utilizan actualmente en pozos para lograr un costo operativo reducido y mayores factores de recuperación (...) (Pág. 1, Párr. 0003).
Uno o más BDTR (19) que almacenan los valores de las variables operacionales de cada uno de los pozos del campo petrolero.	El ISP (48) comprende además un medio legible por computadora que opera 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) (Pág. 2, Párr. 0023).
Un centro de cómputo (20).	(...) En tal realización, el procesador 50 puede ser una computadora portátil (no representada) utilizada por un operador de pozo que establece una conexión de datos con el ISP 48 (...) (Pág. 2, Párr. 0025).



REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Resolución N° 69416

Ref. Expediente N° NC2016/0005658

De acuerdo con la tabla anterior, las características esenciales del sistema de la reivindicación 1 habían sido divulgadas previamente en el documento D1, por lo tanto, la materia reivindicada no es nueva.

Nivel Inventivo (Art. 18 D486)

Según lo dispuesto en el artículo 18 de la Decisión 486: *"Se considerará que una invención tiene nivel inventivo, si para una persona del oficio normalmente versada en la materia técnica correspondiente, esa invención no hubiese resultado obvia ni se hubiese derivado de manera evidente del estado de la técnica"*.

En el presente caso, el sistema reclamado en la solicitud no es inventivo, teniendo en cuenta que la reivindicación 2 se refiere a: *"Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo de acuerdo con la reivindicación 1, caracterizado porque (...)"* (Ver página 1 del radicado N° NC2016/0005658 del 19 de julio de 2018).

La siguiente tabla presenta la comparación entre las características técnicas esenciales de la solicitud estudiada, mencionadas en la reivindicación 2, y las reveladas en los documentos D1 y D2 que representan el estado de la técnica:

Tabla 2

Reiv.	Características esenciales	D1	D2
1	Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo (...)	Ver Tabla 1.	No se menciona.
2	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).	No se menciona.	Como se describió anteriormente, se pueden usar varios sensores para muestrear presiones, temperaturas, vibraciones, corrientes, flujo, voltaje y / u otros parámetros para mejorar las pruebas y el monitoreo de un pozo dado (Pág. 12, Párr. 0042).
	La instrumentación (02), (03) y (04) ubicados entre el variador (01) comprende corrientes (I), voltajes (V) y frecuencia (we).	En una realización, el VSD (36) incluye un voltímetro (42), un amperímetro (44) y un transductor de frecuencia (46). Estos tres dispositivos miden todas las características operativas del VSD (36), a saber, el voltaje, la corriente y la frecuencia, respectivamente. (Pág. 2, Párr. 0021).	No se menciona.
	La instrumentación en cabeza de pozo comprende la temperatura de cabeza	En algunas realizaciones, los sensores de temperatura (no representados) están incluidos	No se menciona



REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Resolución N° 69416

Ref. Expediente N° NC2016/0005658

	(THT) y la presión de cabeza (THP) mediante instrumentación ubicada en superficie (05) en la cabeza del pozo.	en el ESP (24) o como parte de una unidad multisensorial. Los sensores de temperatura miden la temperatura de los hidrocarburos en una toma del ESP y también miden la temperatura del motor (26) (Pág. 2, Párr. 0020).	
--	---	---	--

El documento D1 se considera el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 2 porque divulga un sistema para calcular las tasas de flujo de pozos producidos con bombas sumergibles eléctricas que utilizan datos de voltaje, corriente, frecuencia y presión medidos. Se calcula una relación de eficiencia a tasa de flujo a partir de los datos de voltaje, corriente y presión. La relación de eficiencia a tasa de flujo se usa para obtener un índice de flujo no dimensional. El caudal a través de la bomba sumergible eléctrica se calcula a partir del caudal no dimensional (Resumen).

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación 2 y el sistema divulgado en D1 consiste en que el sistema incluye un sensor para medir vibraciones.

El efecto que se logra por el incluir un sensor para medir vibraciones es que permite obtener más información de la instrumentación a nivel de subsuelo.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: “¿cómo modificar el sistema conocido en D1 para aumentar la información de la instrumentación a nivel de subsuelo?”.

Sin embargo, la utilización sensores de vibración, ya está divulgada en el documento D2 que se refiere a

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia incluiría los sensores de vibración del documento D2 en el sistema divulgado en el documento D1 para llegar así al objeto de la reivindicación 2 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

Asimismo, los documentos D1 y D2 divulgan las características de las reivindicaciones dependientes así:

- Reivindicación 3: Adicionalmente, el equipo de control y supervisión (44) puede usarse para emitir señales de control al sistema VSD del motor de la bomba (42) y/u otros componentes, tales como una válvula de estrangulador de presión (54). Las señales de los diversos sensores de fondo de pozo pueden transmitirse para controlar y supervisar equipo (44) a través de un cable de fondo de pozo u otra línea de comunicación adecuada (...) (D2, Pág. 8, Párr. 0030).
- Reivindicación 4: Usando las mediciones y suposiciones anteriores para la ecuación (1), se puede calcular el caudal a través de la bomba en condiciones de presión de fondo de pozo. La velocidad de flujo calculada es en realidad la



REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Resolución N° 69416

Ref. Expediente N° NC2016/0005658

velocidad de flujo promedio a través del ESP (...) (D1, Pág. 3, Párr. 0040). El medio legible por ordenador de la reivindicación 16 en el que la ejecución por parte del procesador hace que el procesador controle una visualización gráfica para presentar un gráfico del registro de los valores calculados (...) (D1, Reivindicación 17). (...) Los datos recopilados también se pueden usar para proporcionar recomendaciones sobre puntos óptimos de operación de la bomba ya que el rendimiento del yacimiento varía con el tiempo (...) (D2, Pág. 7, Párr. 0028). (...) Se pueden proporcionar notificaciones y / o recomendaciones cuando ciertos parámetros de pozo, por ejemplo, cuando la presión del yacimiento o los datos del índice de productividad, caen o de otro modo se mueven más allá de un umbral predeterminado (...) (D2, Pág. 7, Párr. 0027). (...) Sin embargo, un análisis de Fourier sugiere que una onda cuadrada es una suma infinita de ondas sinusoidales (...) (D2, Pág. 18. Párr. 0058).

Las reivindicaciones dependientes 2 a 4 no mencionan alguna característica que, junto con las características de la reivindicación independiente, aporte nivel inventivo al sistema de la reivindicación 1, por lo cual se considera que no tienen nivel inventivo.

El solicitante argumenta que el propósito de los documentos D1 y D2 es diferente al de la solicitud ya que esta última busca realizar *“predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo”*, es importante destacar que según la descripción de dicha solicitud, los eventos operacionales hacen referencia a *“cualquier condición de operación que se desvía del funcionamiento normal o esperado del equipo de bombeo”*, teniendo en cuenta lo anterior, resulta válido afirmar que el documento D1 si está relacionado con el propósito de la solicitud, ya que proporciona un método que permite medir variables de una bomba sumergible como la presión, voltaje, entre otras y con base en dichas mediciones calcular una posible tasa de flujo que se relaciona con la eficiencia de la operación, además el método permite la detección de eventos asociados a la bomba sumergible como el incremento de la temperatura del motor que produce una disminución de la tasa de flujo que al identificarse genera una acción correctiva. Además, el documento D2 se refiere a un sistema de monitoreo, diagnóstico, control y detección de fallas de las bombas del pozo petrolero.

Adicionalmente, el solicitante argumenta que la solicitud *“no se limita a los equipos (instrumentación, VSD y BDTR) que pertenecen a un solo pozo, sino que el sistema contiene todos los equipos de uno o más pozos de un campo petrolero”*, respecto a lo anterior, es importante mencionar que el documento D1 se refiere a sistemas y métodos para caracterizar y calcular caudales en pozos que se producen con bombas sumergibles eléctricas (Pág. 1, Párr. 0002), por lo que no se limita a un único pozo sino a un campo que puede contener diferentes pozos tal como lo reclama la solicitud.

Por otra parte, el solicitante argumenta que no resulta obvio incluir el sensor de vibración así como los demás sensores involucrados ya que está fuertemente ligado a la etapa de transformación y análisis estadístico, sin embargo, dicho sensor hace parte de la instrumentación a nivel de subsuelo cuyo objetivo es obtener información de las características del mismo, con base en lo anterior, una persona normalmente en la materia incluiría un sensor que permita monitorear las vibraciones del pozo para



**REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO**

Resolución N° 69416

Ref. Expediente N° NC2016/0005658

permitir así la identificación de eventos en los campos de extracción en el sistema del documento D1 para llegar así al objeto de la solicitud. Por lo cual resultaría obvio.

De igual manera, el solicitante argumenta que la base de datos de la solicitud es una base de datos de tiempo real mientras que la mencionada en el documento D1 no hace referencia a esta característica, con respecto a lo anterior, es importante mencionar que el sistema del documento D1 incluye un ISP que tiene una base de datos y además aclara que toda la operación dicho ISP se desarrolla en tiempo real (Pág. 2, Párr. 0022), por lo que la base de datos opera en tiempo real afectando lo reclamado por la solicitante.

Adicionalmente, el solicitante sostiene que en el documento D2 se realiza una comunicación unidireccional entre el subsistema SCADA y el VSD mientras que en la solicitud dicha comunicación es bidireccional, sin embargo, el documento D2 menciona que el dispositivo de control y monitoreo genera señales de control para el sistema VSD a partir de los datos obtenidos de un sensor de velocidad del motor de bomba (Pág. 8, Párr. 0031), lo anterior sugiere entonces que dichos elementos están en comunicación para transmitir y recibir información tal y como lo reclama la solicitud.

Finalmente, el solicitante argumenta que el centro de datos únicamente se utiliza para visualización y no realiza operaciones estadísticas y además menciona que este centro de datos no realiza recomendaciones para las fallas operacionales de los pozos, con respecto a lo anterior, es importante mencionar que los documentos D1 y D2 si hacen referencia a estas características ya que mencionan que se realizan operaciones estadísticas tales como el promedio de la velocidad de flujo y se refieren a que las recomendaciones se realizan cuando se evidencian fallas tales como la caída de la presión del yacimiento o la productividad del mismo.

SÉPTIMO: Que de acuerdo con el objeto concedido, el título de la invención quedará de la siguiente manera: “MÉTODO PARA LA PREDICCIÓN Y GERENCIAMIENTO DE EVENTOS OPERACIONALES EN EL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS”.

RESUELVE

ARTÍCULO PRIMERO: Otorgar patente de invención para la creación titulada:

**“MÉTODO PARA LA PREDICCIÓN Y GERENCIAMIENTO DE EVENTOS
OPERACIONALES EN EL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS”**

Clasificación IPC: E21B 44/00, E21B 47/00, G06F 17/40, G06Q 10/06, G06Q 50/02.

Reivindicaciones: 5 a 10 incluidas en el radicado bajo el N° NC2016/0005658 del 19 de julio de 2018, de acuerdo al anexo 1.

Titular: ECOPETROL S.A.

Domicilio: CARRERA 13 N 36-24, BOGOTÁ D.C., COLOMBIA.

Página 7 de 11

REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Resolución N° 69416

Ref. Expediente N° NC2016/0005658

Inventores: JORGE ANDRÉS PRADA MEJÍA, CESAR ALFREDO PEREIRA GUTIERREZ, JUAN MANUEL NOCUA BECERRA, JAIME ANDRES RODRIGUEZ ARENAS, GUSTAVO MARTÍNEZ RODRÍGUEZ, VERÓNICA SALAZAR LÓPEZ, CARLOS ANDRÉS AYALA MARÍN, JUAN PABLO OSORIO SUAREZ, LUZMILA NIÑO HERNÁNDEZ, SAYDA LENNY BLANCO ARENAS, FÉLIX MEJIA.

Vigente desde: 21 de diciembre de 2016

Hasta: 21 de diciembre de 2036.

ARTÍCULO SEGUNDO: Denegar la patente de invención solicitada para las reivindicaciones 1 a 4 incluidas en el radicado bajo el N° NC2016/0005658 del 19 de julio de 2018, de acuerdo con las razones expuestas en la parte considerativa de la presente resolución.

ARTÍCULO TERCERO: El titular tendrá los derechos y las obligaciones establecidos en la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina y en las demás disposiciones legales vigentes sobre propiedad industrial, precisando que para mantener vigente la patente se deberá cancelar la tasa anual de mantenimiento, conforme lo dispone el artículo 80 de la referida norma comunitaria.

ARTÍCULO CUARTO: Notificar el contenido de la presente resolución a ECOPETROL S.A. advirtiéndoles que contra ella procede el recurso de reposición, ante el Superintendente de Industria y Comercio, el cual podrá ser interpuesto en el momento de la notificación o dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a ella.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá D.C., a los 18 de septiembre de 2018


PABLO FELIPE ROBLEDO DEL CASTILLO
Superintendente de Industria y Comercio

**REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO**

Resolución N° 69416

Ref. Expediente N° NC2016/0005658

**ANEXO 1
REIVINDICACIONES CONCEDIDAS**

5. Un método para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo caracterizado porque comprende los siguientes pasos:
- a. Adquisición de datos en línea de las variables operacionales provenientes de la instrumentación de fondo, variador de velocidad y superficie de cada uno de los pozos comprendidos en un campo petrolero;
 - b. Transmisión de los valores de dichas variables desde el VSD (01) hacia el centro de cómputo (20) a través del subsistema de supervisión y adquisición de datos SCADA (18) y la base de datos en tiempo real (19);
 - c. Integración de la información operacional de la instrumentación de subsuelo, variador de velocidad y superficie de cada uno de los pozos;
 - d. Almacenamiento de los datos en tiempo real en una base de datos en tiempo real - BDTR (19) con funciones de repositorio de datos;
 - e. Ejecutar técnicas estadísticas univariadas y multivariadas en tiempo y frecuencia sobre las variables operacionales de entrada provenientes de la instrumentación del sistema de levantamiento artificial, de fondo, superficie y variador de velocidad;
 - f. Obtener n matrices de operación (14) que condensan los resultados obtenidos y que se construyen en cada ciclo de escaneo de datos para cada pozo analizado, en donde n es el número de pozos;
 - g. Convertir las matrices de operación (14) en vectores en la etapa de predicción de eventos (15);
 - h. Realizar la clasificación de los vectores en eventos operacionales descritos por los metamodelos (40) para identificar los eventos en cada pozo analizado durante el ciclo de escaneo de datos y análisis simultáneo de los n pozos; en donde dicho clasificador se ha entrenado previamente usando los metamodelos para la identificación de patrones que corresponde a cada evento a predecir;
 - i. Mostrar mediante una etapa de priorización y visualización (16) los pozos en los que se han identificado eventos operacionales de acuerdo a su importancia mediante la ponderación de tres factores en el siguiente orden: flujo de producción del pozo (51), gravedad del evento (52) y tiempo desde el inicio de la detección del evento (53); y en donde el flujo de producción (51) del pozo se calcula a partir de la información que resulta de las pruebas de producción mensual de pozo y en donde los eventos operacionales priorizados de acuerdo con la calificación se visualizan con un color determinado, en donde el color rojo representa mayo calificación o severidad, amarillo como calificación o severidad media y azul como calificación o severidad baja.
 - j. Asesorar al usuario en cuanto a los procedimientos a efectuar cuando se detecta un evento operacional mediante una etapa de recomendaciones y acciones que comprende una serie de instrucciones que deben tomarse



REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Resolución N° **69416**

Ref. Expediente N° NC2016/0005658

como una sugerencia para el diagnóstico, mitigación o eliminación de eventos;

6. El método para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en línea en campos de extracción de hidrocarburos de acuerdo con la reivindicación 5, caracterizado porque las técnicas de control estadístico univariados en tiempo y frecuencia, comprenden oscilaciones de las señales (Pro-Razón) (27); técnica de control estadístico de media, técnica de control estadístico de rango y técnica de control estadístico de varianza (X,R,S) (28); técnica de control estadístico de tendencia (regresión) (29); técnica de control estadístico de Media móvil ponderada (EWMA) (30); técnica de control estadístico por sumas acumuladas (CUSUM) (31); análisis frecuencial mediante transformada de Fourier (32).
7. El método para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo de acuerdo con la reivindicación 5, caracterizado porque las técnicas de control estadístico multivariados comprenden T^2 de Hotelling (33 y 34); una combinación de la técnica T^2 Hotelling con EWMA y de T^2 Hotelling con CUSUM;
8. El método para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo de acuerdo con la reivindicación 5, caracterizado por que el método comprende una etapa de transformación y análisis de datos de tipo robusto soportada por conocimiento experto. Combina la aplicación simultánea de un conjunto seleccionado de técnicas estadísticas univariados de acuerdo con la reivindicación 6 y multivariados en tiempo y frecuencia de acuerdo con la reivindicación 7.
9. El método para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo de acuerdo con la reivindicación 5, caracterizado porque la etapa de predicción de eventos operacionales (15) toma la información contenida en la matriz de operación (14) convirtiéndola en un vector (39) que alimenta la sub-etapa de clasificación de eventos (40) e identifica los eventos operacionales que obedecen a un patrón previamente determinado y contenido en un metamodelo (44).
10. El método para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo de acuerdo con la reivindicación 9, caracterizado porque el metamodelo (44) es un patrón tridimensional generado a partir de los datos operacionales históricos de eventos comprobados y conformados por matrices de operación de entrenamiento y un elemento de temporalidad que indica el estado de desarrollo de un evento que puede ser incipiente, crítico o cesante permitiendo al clasificador (40) realizar una predicción temprana de los eventos operacionales y en donde los metamodelos (44) son generados con un algoritmo de entradas, salidas y pasos lógicos de ejecución y en donde las matrices operación de entrenamiento para cada evento operacional (44) se transforman en vectores (45) para entrenar la etapa de predicción (40) mediante un sistema de

Página 10 de 11



**REPÚBLICA DE COLOMBIA
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO**

Resolución N° 69416

Ref. Expediente N° NC2016/0005658

aprendizaje automático supervisado que transforma un espacio de funciones en un espacio hiperdimensional, para lograr una separación óptima del conjunto de datos transformados; y en donde en la sub-etapa de entrenamiento contenida en la etapa de predicción realiza un primer filtro (47) y en donde se aplica un segundo filtro (48) para garantizar la no repetición de una matriz de operación (14) en otros metamodelos (44) de otros eventos operacionales patrones.

