

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

5 SECTOR TECNOLÓGICO

La presente invención se encuentra dentro del campo de inteligencia artificial aplicada a la detección y predicción de eventos operacionales en sistemas de levantamiento artificial. Particularmente se enfoca en la detección temprana, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos (eventos complejos) operacionales, tales como gasificación, precipitación de sólidos, sobrecarga, cambios de composición en el fluido, bloqueos y arranque ineficiente del sistema de levantamiento artificial, por medio de algoritmos matemáticos de inteligencia artificial conocidos como “Deep learning”.

15

RESUMEN DE LA INVENCION

La presente invención se encuentra dirigida a un sistema y método (ECOGEO) que se encarga de realiza las predicciones, el gerenciamiento y la mitigación de eventos y sucesos operacionales de pozos, en donde los sucesos principales son: gasificación, precipitación de sólidos, sobrecarga, cambios de composición en el fluido, bloqueos y arranque ineficiente del SLA.

20

ESTADO DEL ARTE

25

Se conoce en el estado del arte sistemas, métodos y productos para análisis de datos operacionales, es el caso de la patente US 9,157,308, la cual describe un sistema, método y producto de programa de computador para el análisis de los sistemas de levantamiento artificial. Se proporciona un análisis de soluciones de levantamiento artificial (ALAS) para ver y analizar las tendencias de datos así de levantamiento artificial, la predicción de eventos y alertas de detección, y para diagnosticar las condiciones del sistema para facilitar la optimización de la

30

producción. Esta patente, proporciona información de producción bien para una pluralidad de los pozos de producción estando cada uno asociado con un sistema de levantamiento artificial. Se reciben alertas del sistema de elevación de fallo artificiales para la pluralidad de pozos de producción y procesan en un ordenador.

- 5 Se determina una medida de relevancia para cada una de las alertas de fallas del sistema de levantamiento artificial en respuesta a la información de pozos de producción. Un resumen de las alertas de fallas del sistema de levantamiento artificial se visualiza en un orden basado en la medida de relevancia.
- 10 De otra parte, el documento US 8,988,237 divulga un sistema de predicción para el depósito, el método y el software implementado por computador para la predicción de fallos de los sistemas de levantamiento artificial, tales como sistemas de bombas de varillas de bombeo. El método incluye un pozo de producción asociado con un sistema de levantamiento artificial y los datos
- 15 indicativos de un estado operativo del sistema de elevación artificial. Una o más características se extraen de los datos del sistema de levantamiento artificial. La minería de datos se aplica a las una o más características para determinar si el sistema de levantamiento artificial se predice a fallar dentro de un período de tiempo determinado. Se produce una alerta de salida indicativa de los fallos del
- 20 sistema de levantamiento artificial inminentes.

- También se conocen sistemas y métodos de predicción de fallas, como es el caso de la patente de invención US 9,292,799 la cual describe métodos y sistemas para la predicción de fallas en un sistema de levantamiento artificial. Un método
- 25 que incluye la extracción de una o más características de un conjunto de datos incluyendo el rendimiento de la muestra en el tiempo de una pluralidad de sistemas de levantamiento artificial dispuestas a través de una pluralidad de diferentes campos de petróleo, el conjunto de datos que incluye datos de los sistemas de levantamiento artificial fallidos y que normalmente operan. El método
 - 30 también incluye la formación de un modelo de aprendizaje basado en firmas de previsión de fallos identificados en las características extraídas, el modelo de aprendizaje configurado para predecir el fallo de un sistema de levantamiento

artificial basada en la observación de una de las firmas de previsión de fallos identificados en los datos operativos recibidos del sistema de levantamiento artificial.

- 5 Adicionalmente, se conocen otras patentes como por ejemplo la US2007/0252717 que está relacionada con un sistema y método para el monitoreo en tiempo real y la predicción de fallas de bombas eléctricas sumergibles. Otro documento es la patente CN 104612957 que versa sobre un sistema de monitoreo en línea para la fractura del extremo de la bomba de la línea de fluido. También, se conoce el
- 10 monitoreo de bombas eléctricas sumergibles y la predicción de su mal funcionamiento en la patente US2013/0151156 y sistemas y métodos para análisis de sistema de levantamiento artificial (US2013/173505).

- Sin embargo, los inventores de la presente tecnología han identificado un
- 15 problema relacionado con el uso ineficiente de los datos operacionales en tiempo real asociados a los sistemas de extracción de hidrocarburos (pozos de producción), el cual conlleva a la pérdida de oportunidad en el manejo de problemáticas relacionadas con variaciones en el comportamiento del fluido (gas, sólidos, etc.) y del sistema de levantamiento artificial, generando una disminución
- 20 en el desempeño operacional del pozo que converge en la mayoría de los casos en fallas operacionales, deterioro de equipos, aumento de diferidas y diferidas no cuantificadas de volúmenes de crudo.

- En este sentido, el sistema y método denominado ECOGEO de acuerdo con la
- 25 presente invención, se desarrolla con la finalidad de sistematizar el procesamiento y análisis de los datos operacionales en tiempo real provenientes de los sistemas de levantamiento artificial de los pozos de los campos de producción, convirtiéndolos en información oportuna y confiable para la toma de decisiones que contribuyan al incremento de la eficiencia operacional en los campos de
- 30 producción de hidrocarburos.

El sistema y método de acuerdo con la presente invención (ECOGEO) realiza las predicciones, el gerenciamiento y la mitigación de eventos y sucesos (eventos complejos) operacionales, que conllevan al decremento de la eficiencia operacional o fallo total de los pozos, así como el fortalecimiento de aquellos eventos y sucesos operacionales que contribuyen, incrementando la eficiencia operacional en pozos con sistemas de levantamiento artificial. Los sucesos principales son: gasificación, precipitación de sólidos, sobrecarga, cambios de composición en el fluido, bloqueos y arranque ineficiente del SLA.

10 DESCRIPCION DETALLADA DE LAS FIGURAS

La **Figura 1** muestra el diagrama del sistema para la predicción y gerenciamiento de eventos operacionales en sistemas de extracción de hidrocarburos – ECOGEO, de acuerdo con la presente invención, el cual incluye el completamiento de un pozo con bombeo electrosumergible, y los componentes que intervienen en la medición, transmisión, almacenamiento y computo de la información operacional.

La **Figura 2** enseña el diagrama del método para la predicción y gerenciamiento de eventos operacionales en sistemas de extracción de hidrocarburos – ECOGEO de acuerdo con la presente invención, el cual describe el flujo de información entre los módulos que lo componen.

La **Figura 3** ilustra el diagrama del módulo de análisis estadístico de datos que describe las entradas, salidas y pasos lógicos de ejecución de acuerdo con la presente invención.

La **Figura 4** muestra el diagrama del módulo de detección de sucesos que describe las entradas, salidas y pasos lógicos de ejecución de acuerdo con la presente invención.

La **Figura 5** muestra el diagrama del algoritmo para la creación de metamodelos que describe las entradas, salidas y pasos lógicos de ejecución de acuerdo con la presente invención.

- 5 La **Figura 6** enseña el diagrama del algoritmo para la creación y entrenamiento del clasificador que describe las entradas, salidas y pasos lógicos de ejecución de acuerdo con la presente invención.

- 10 La **Figura 7** ilustra el diagrama del módulo de priorización y visualización que describe las entradas, salidas y pasos lógicos de ejecución de acuerdo con la presente invención.

- 15 La **Figura 8** muestra el diagrama del procedimiento a realizar según el módulo de acciones y recomendaciones para suceso detectado de bloqueo por gas de acuerdo con la presente invención.

La **Figura 9** muestra un análisis de bloqueos y diferidas de acuerdo con la presente invención para el pozo CH37 del ejemplo.

20 **DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INVENCION**

- 25 La invención presenta un sistema y método para la predicción y gerenciamiento de sucesos operacionales en sistemas de extracción de hidrocarburos basado en algoritmos matemáticos de inteligencia artificial, en donde se combinan técnicas estadísticas simples y multivariantes, clasificación de sucesos mediante detección temprana de patrones de comportamiento y análisis de soporte vectorial, ejecutados en un ambiente computacional de monitoreo, procesamiento y base de datos.

- 30 El sistema comprende la adquisición e integración de los valores de las variables operacionales provenientes de la instrumentación típica instalada en los equipos de subsuelo y superficie, que son transmitidas por cualquiera que sea el medio

hacia el ambiente computacional donde se ejecutan los algoritmos del método para la predicción y gerenciamiento de sucesos operacionales.

5 El método comprende los algoritmos que conforman cada uno de los módulos (análisis estadístico, detección de sucesos, priorización y visualización) que permiten la predicción y gerenciamiento de sucesos operacionales, usando como entradas los valores de las variables en línea provenientes de la instrumentación típica instalada.

10 El método consta de una herramienta de soporte lógico (software) modular multipozo basada en algoritmos matemáticos de inteligencia artificial conocidos como "Deep learning", en donde se combinan técnicas estadísticas simples y multivariantes; clasificación de sucesos mediante detección temprana de patrones de comportamiento y análisis de soporte vectorial, cuyo objetivo se enfoca en la
15 detección temprana, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos (eventos complejos) operacionales que conllevan al decremento de la eficiencia operacional o fallo total de los pozos, así como el fortalecimiento de aquellos eventos y sucesos operacionales que contribuyen incrementando la eficiencia operacional en pozos con sistemas de levantamiento artificial por bombas electrosomergibles. Los
20 sucesos principales son: gasificación, precipitación de sólidos, sobrecarga, cambios de composición en el fluido, bloqueos y arranque ineficiente del SLA.

El método cuenta con una versión online que toma información en tiempo real de las variables operacionales medidas en los sistemas de levantamiento artificial
25 para un número de pozos (n), y ejecuta secuencialmente los algoritmos de detección temprana, priorización y visualización de sucesos operacionales.

Los resultados que se obtienen con el sistema y método objeto de la presente invención permiten a los ingenieros de campo realizar un procesamiento
30 sistematizado de los datos y un análisis operacional eficiente para la toma de decisiones que contribuyan al incremento de la eficiencia operacional. La

invención es aplicable a los campos de producción que posean pozos de extracción de hidrocarburos con sistema de levantamiento artificial.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

5

El sistema comprende la adquisición de los valores instantáneos de las variables operacionales provenientes de la instrumentación instalada en los equipos de subsuelo y variador de velocidad (VSD). La instrumentación de los equipos de subsuelo comprende, presión succión (PI), presión a la descarga de la bomba (PD), temperatura del motor (TM) y vibraciones en fondo en el eje x (VIBX). La instrumentación del variador de velocidad comprende corrientes (I) y frecuencia (ω_e).

10

Las variables operacionales mencionadas anteriormente son transmitidas por cualquiera que sea el medio hacia el ambiente computacional de monitoreo, procesamiento y base de datos donde se ejecutan los algoritmos del método para la predicción y gerenciamiento de eventos operacionales.

15

El monitoreo es realizado por un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) (18) que interroga cíclica y secuencialmente al dispositivo VSD (01), el cual posee un 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.

20

La información de los valores de las variables operacionales de cada pozo es transmitida desde el VSD (01) al SCADA (18) mediante los dispositivos de comunicaciones Tx/Rx (11) y Rx/Tx (12) a través de cualquiera que sea el medio y protocolo de comunicación. Una base de datos en tiempo real (BDTR) (19) con funciones de repositorio de datos y visualización de tendencias opera en un equipo de cómputo, almacenando toda la información adquirida por el SCADA (18). El equipo de cómputo (20) con una aplicación software programada e instalada del método, recibe los valores más recientes de las variables

25

30

operacionales de cada uno de los pozos almacenadas en la BDTR (19), con una frecuencia de muestreo igual o inferior a la del SCADA (18), pero no mayor al tiempo de procesamiento computacional del método.

- 5 En cada tiempo de muestreo el método evalúa las condiciones operacionales del pozo detectando, si es el caso, la posible presencia de algún evento o suceso operacional, permitiendo tomar las acciones necesarias para prevenirlo o mitigar su efecto. Esta nueva información operacional es enviada a la BDTR (19) y a su vez adquirida por el SCADA (18) para su visualización en tiempo real.

10

El sistema y método presentado en la invención realiza la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos y sucesos (eventos complejos) operacionales tales como gasificación, precipitación de sólidos, sobrecarga, cambios de composición en el fluido, bloqueos y arranque ineficiente del SLA, en
15 pozos con sistema de levantamiento artificial. La cantidad de pozos estaría limitada a la capacidad de memoria y procesamiento del equipo de cómputo donde reside el método (20) y al ancho de banda del medio de comunicación.

El método desarrollado de la presente invención es un sistema modular,
20 compuesto esencialmente por cuatro módulos:

- Módulo de Análisis de Estadístico de Datos (13),
- Módulo de Detección de Sucesos (15),
- Módulo de Priorización y Visualización (16) y
- 25 • Módulo de Acciones y Recomendaciones (17).

El módulo de Análisis Estadístico de Datos (13) ejecuta una serie de técnicas estadísticas univariantes y multivariantes sobre las variables operacionales de entrada provenientes de la instrumentación propia del sistema de levantamiento
30 artificial, transformando los datos de entrada en información relevante para identificar desviaciones que indiquen la presencia de un suceso operacional.

Producto de la convolución de técnicas univariables y multivariables sobre las variables de entrada se obtiene una matriz denominada *matriz de detección* (14), la cual condensa los resultados obtenidos, teniendo en cada ubicación de la matriz un valor numérico que resulta de la aplicación de cada técnica a cada variable de entrada y que brinda información importante para la detección de sucesos, siendo diferente la información contenida en cada una de las posiciones de la matriz y cada una de ellas relevante para la identificación de cada suceso.

Esta *matriz de detección* (14) es construida en cada ciclo de escaneo de datos para cada pozo a analizar, por lo tanto se tienen n matrices para n pozos analizados. Es a partir de la información contenida en esta matriz (14) que se realiza posteriormente el análisis para la detección de sucesos operacionales.

El Módulo de Detección de Sucesos (15) toma la información contenida en cada *matriz de detección* (14) y la lleva a forma vectorial para alimentar un clasificador el cual realiza la identificación de sucesos en cada pozo analizado durante el ciclo de escaneo de datos, realizando el análisis simultáneamente para los n pozos en observación. Dicho clasificador ha sido previamente entrenado para la identificación de patrones que corresponden a cada suceso a detectar.

Una vez se ha realizado la detección de sucesos el Módulo de Priorización y Visualización (16) se encarga de mostrar los pozos en los que se han identificado sucesos de acuerdo a su importancia, desde los más críticos hasta los menos críticos, facilitando la labor de análisis al usuario. Esta priorización se hace teniendo en cuenta ciertos parámetros a los cuales se les ha otorgado un determinado peso o grado de importancia de acuerdo a la operación. Dichos parámetros son producción del pozo, duración del suceso y tiempo del suceso.

El método incluye además un Módulo de Acciones y Recomendaciones (17) el cual contiene una guía de los procedimientos a efectuar cuando es detectado un suceso, el cual ha sido creado con base en el conocimiento experto de personal de campo.

Para una mejor comprensión de cada uno de los módulos que comprenden el método a continuación se realiza una descripción detallada del funcionamiento de cada uno.

5

1. MÓDULO DE ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE DATOS (13). El módulo de análisis estadístico de datos toma como entrada los valores de las variables operacionales provenientes de la instrumentación típica instalada (26), presión succión (PI), presión a la descarga de la bomba (PD), temperatura del motor (TM), vibraciones en fondo en el eje x (VIBX), corriente (I) y frecuencia (ω), y aplica a ellas una serie de técnicas estadísticas simples y multivariantes que permiten identificar desviaciones que caractericen la presencia de un suceso operacional en cada pozo analizado.

10

15 Para cada técnica estadística se realizó un proceso de parametrización y sintonía teniendo en cuenta la dinámica de las variables y las necesidades propias del sistema, permitiendo determinar los límites en cada técnica a partir de los cuales se considera que existe una desviación en la variable analizada. Es así como al aplicar cada técnica estadística a cada variable de entrada se obtiene como resultado un valor numérico el cual es consignado en una matriz llamada *matriz de detección* (14) donde cada posición en la matriz contiene información que indica la desviación de la variable de acuerdo a la técnica aplicada.

20

Las siguientes son las técnicas estadísticas utilizadas en este módulo para realizar análisis en el corto, mediano y largo plazo:

25

TIPOS DE TÉCNICAS UNIVARIABLES

OSCILACIONES (27). La función de esta técnica es determinar el nivel de oscilación de las señales, para lo cual se trabajan tres niveles de oscilación: oscilación leve o nula, oscilación media y oscilación fuerte. Esta técnica es usada para el análisis a corto plazo.

30

Para determinar el nivel de oscilación se hace la relación entre la desviación de la población muestral (de 5 a 10 datos escaneados) y la media poblacional (de 20 a 50 datos escaneados), denominada pro-razón. A este valor se le calcula a su vez un valor promedio en una ventana de tiempo poblacional el cual se compara con los límites fijos establecidos para cada variable. Estos límites han sido establecidos en relación a la data empírica estudiada determinando un típico de oscilación para cada suceso.

- 10 **CAMBIOS ($\bar{X}$) (28).** Mediante esta técnica se determina si la variable presenta cambios súbitos en el mediano plazo.

TENDENCIA (REGRESIÓN) (29). Mediante esta técnica se determina a largo plazo si una variable tiende a subir, tiende a bajar o se mantiene estable.

15

MEDIA MÓVIL PONDERADA (EWMA) (30). Esta técnica de medias móviles ponderadas exponencialmente (exponentially weighted moving average) acumula en cada periodo los valores de observaciones pasadas. La variable que se representa en cada periodo es un promedio de la observación presente y las observaciones anteriores, donde se da más peso a las observaciones más recientes. Los gráficos EWMA utilizan una forma muy concreta de hacer media móvil que consiste en dar un peso a las informaciones históricas que decae exponencialmente con el tiempo. Esta media móvil la denotaremos por y_i y se define como:

25

$$y_i = \lambda x_i + (1 - \lambda) y_{i-1}$$

(Ecuación 1)

Los límites de control para el EWMA están dados por:

30

$$LSC = \mu_0 \pm L\sigma\sqrt{\frac{\lambda}{2-\lambda}}$$

(Ecuación 2)

$$\sigma = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

5 (Ecuación 3)

Donde,

L : número de veces a multiplicar la desviación, valor recomendado 3.

$\bar{x}_i$: Media muestral

10 σ : es la desviación estándar poblacional.

n : número de muestras.

λ : Es un valor entre 0 – 1; se recomienda 0,2 para análisis rápido y 0,4 para análisis lento. Los valores de L y λ fueron optimizados como sintonía de la técnica para afinar la detección de los casos de observación analizados.

15

CARTA DE CONTROL DE SUMAS ACUMULADAS (CUSUM) (31). Este método de suma acumulativa es una técnica estadística de análisis secuencial de datos, basada en la representación de la acumulación de las desviaciones de cada observación respecto a un valor de referencia. Dentro de las principales ventajas de esta técnica de control estadístico están, su fortaleza para detectar cambios transitorios en las tendencias, la continuidad del análisis en el tiempo y la posibilidad de realizar una evaluación rápida de los datos e identificación rápida de tendencias. Para construir el gráfico es preciso fijar los parámetros de suma acumulativa de errores o desviaciones positivas y negativas para cada muestra:

$$C_i^+ = \max\left[0, x_i - (\mu_0 + K) + C_{i-1}^+\right]$$

(Ecuación 4)

$$C_i^- = \max[0, (\mu_0 - K) - x_i + C_{i-1}^-]$$

(Ecuación 5)

- 5 Donde, C_i^+ es la suma acumulada de los errores positivos para la muestra i ; C_i^- es la suma acumulada de los errores negativos para la muestra i ; $K=k*\sigma$, donde k es una constante y σ es la desviación estándar poblacional. Los autores recomiendan usar $k=0.5$, por lo cual K sería la mitad de la desviación estándar.
- 10 Para determinar si el proceso se encuentra fuera de control se determinan unos límites H y $-H$ determinados por: $H=h*\sigma$; donde h es una constante, los autores recomiendan $h=5$.

Los valores de k y h fueron optimizados como sintonía de la técnica para afinar la

15 detección de los casos de observación analizados.

En la adaptación de esta técnica se logró identificar que la *suma de las áreas positivas* (desviaciones hacia arriba) entre las curvas C_i^+ y H y las *áreas negativas* (desviaciones hacia abajo) entre C_i^- y $-H$, pueden determinar la variación en la

20 tendencia de una variable tanto en corto como mediano plazo, de acuerdo a los tamaños de muestra definidos para cada ventana de tiempo. Esta acumulación se define como:

$$Area_Total = \sum Area(C_i^+ \text{ y } H) - Area(C_i^- \text{ y } -H) \quad (\text{Ecuación 6})$$

25

ANÁLISIS FRECUENCIAL (32). El análisis frecuencial se orientó hacia la determinación de comportamientos repetitivos y periodicos en los sucesos de estudio. Para determinar alguna posible frecuencia de oscilación se hace uso de la

30 Transformada Rápida de Fourier, que descompone la señal en sus espectros de frecuencia donde se puede analizar la influencia que tiene cada una de las componentes sobre la potencia total de la señal en un periodo analizado.

Para este fin se debe tomar una ventana de tiempo en donde se garantice que se tiene por lo menos un ciclo completo del patrón repetitivo para cumplir con el teorema de Nyquist, por lo que la ventana deberá ser lo suficientemente amplia para los eventos más lentos. Esta ventana deberá ser preferiblemente un número de muestras potencia de dos, para que la transformada arroje mejores resultados.

Antes del realizar la transformada de fourier sobre los datos seleccionados, se inicia haciendo una evaluación del peso de la potencia que tienen los componentes oscilantes de la señal en relación a su media de operación, con el fin de determinar qué tan influyentes son los cambios respecto a la media. Para esto se normalizan los datos y se calcula el valor de la potencia “rms” de los datos normalizados y de la media asumida como valor promedio de operación (outset). El valor en porcentaje de la relación de los dos, deberá ser superior a un límite en función de un sintoma operacional con incidencia en el proceso, para asumir que existe un comportamiento ciclico oscilatorio.

TECNICAS MULTIVARIABLES

T² DE HOTELLING (33 y 34). El gráfico de control estadístico T2 de Hotelling es una extensión al caso multivariante del gráfico de control de Shewart univariante. Utiliza un estadístico que combina la información para la dispersión y la media de las variables que se están analizando.

La construcción de la gráfica de Hotelling se basa en el cálculo de la cantidad T2, que en su versión poblacional se puede definir como: siendo X_i un vector aleatorio de una población normal *p-variada*, con vector de medias μ y matriz de covarianzas $\Sigma > 0$, la variable aleatoria T2 de Hotelling, se expresa como:

$$T^2 = n(X - \mu)' \Sigma^{-1} (X - \mu)$$

(Ecuación 7)

Cuando μ y Σ son conocidos, se puede demostrar (Johnson et al., 1998) que T^2 se distribuye como una X^2 cuadrada con p grados de libertad. Cuando, como generalmente ocurre, μ y Σ son los parámetros desconocidos de una población normal p -variada con media μ y matriz de covarianzas Σ , estos son estimados por $\bar{X}$ y S respectivamente. La variable aleatoria T^2 de Hotelling muestral, se expresa como:

$$T^2 = n(X - \bar{X})' S^{-1} (X - \bar{X})$$

(Ecuación 8)

10

En este caso se tiene que:

$$T^2 \approx \left[\frac{p(n+1)(n-1)}{n(n-p)} \right] F_{(p, n-p)}$$

(Ecuación 9)

15

Siendo, $F_{(p, n-p)}$ distribución F con p y $(n - p)$ grados de libertad. Esta función de probabilidad está en función de α con la que queramos trabajar el sistema multivariable. El límite de control se puede estimar con la siguiente expresión:

20

$$UCL = d(n, p) F_{(p, n-p)}.$$

(Ecuación 10)

Cuando mencionemos T^2 nos referiremos al estadístico en donde los parámetros $\bar{X}$ y S son el vector medio y matriz de covarianzas respectivamente de la distribución de referencia. La gráfica T^2 controla cambios en el vector de medias, suponiendo que la matriz de covarianzas del proceso es igual a la matriz de covarianzas de la distribución de referencia.

COMBINACIÓN DE LAS TÉCNICAS T^2 HOTELLING –EWMA Y T^2 HOTELLING-CUSUM. Para evaluar la potencialidad de la combinación de las técnicas EWMA, CUSUM y T^2 , se asumió como entrada a las cartas de control de

CUSUM y EWMA el valor del estadístico de T2 Hotelling, tomando esta como una relación multivariable en función del nivel de covarianza de las tres variables de interés del sistema de levantamiento artificial (33), corriente del variador (I), presión de entrada (PI) y presión de descarga de la bomba (PD), así como para las 6 variables trabajadas (34), las cuales son, además de las anteriores, temperatura de motor (TM), frecuencia (ω_e) y vibración (VIBX). Así mismo se trabaja la combinación del estadístico con las técnicas de CuSum (35 y 36) y EWMA (37 y 38) para cada una de ellas.

- Una vez se han aplicado estas técnicas a las variables de entrada, los resultados son almacenados en la *matriz de detección* (14), la cual relaciona las variables empleadas y las técnicas estadísticas aplicadas, en donde cada posición obedece a una salida numérica que muestra los resultados obtenidos (si hay desviación o no en la señal de entrada) de forma abreviada, clara y rápida, condensando gran cantidad de información relevante para la detección de sucesos en el Módulo de Detección de sucesos. Al ser una herramienta multipozo, se tienen tantas matrices de detección como pozos se estén analizando.

- 2. MÓDULO DE DETECCIÓN DE SUCESOS (15).** El Módulo de Detección de Sucesos toma la información contenida en la *matriz de detección* (14), y la convierte en un vector (39) que alimenta al clasificador de sucesos (40) por medio del cual se identifican los sucesos operacionales que obedecen a un patrón previamente determinado y contenido en un metamodelo (44).

- El clasificador (40) es previamente entrenado de la siguiente manera:

La primera etapa consiste en la identificación y desarrollo de un esquema estándar mediante entrenamiento supervisado que denominamos metamodelos (44).

- Los metamodelos (44) son patrones tridimensionales (cubo de información) generados a partir de data operacional histórica de sucesos comprobados, conformados por matrices de detección de entrenamiento (relación de técnicas

estadísticas y variables) y un elemento de temporalidad que indica el estado de desarrollo del suceso, que puede ser incipiente, crítico o cesante, lo cual permite al clasificador realizar una detección temprana de los sucesos operacionales brindando la característica de predicción.

5

Para la generación de los Metamodelos se cuenta con un algoritmo cuyo diagrama de flujo se observa en la Figura 5, el cual inicialmente captura la data histórica operacional de las variables de entrada (41) y sobre cada una de ellas se corren las técnicas estadísticas (42).

10

Los resultados se guardan ciclo a ciclo en los vectores (43) creados para cada variable con cada técnica, y concluido el análisis de todos los datos se organiza una matriz (44) que contiene los resultados para el caso de observación, la cual conformará el metamodelo de suceso en estudio y es almacenada en la ubicación requerida con el nombre del suceso de estudio.

15

El metamodelo de cada suceso (44) se transforma en un vector con el cual se entrenará el clasificador (40), el cual consiste en un sistema de aprendizaje que se fundamenta en utilizar un espacio de hipótesis de funciones lineales en un espacio de mayor dimensión generado por un Kernel o función núcleo. Lo que hace este sistema es encontrar un hiperplano que logra hacer una buena separación del conjunto de datos de entrada según la clase a la que pertenecen. Los datos que son utilizados para encontrar el hiperplano, son los vectores que conforman cada metamodelo los cuales constituyen los vectores de entrenamiento (45). A partir de estos vectores se construyen los modelos en los que se basa el clasificador para catalogar los nuevos datos que se le ingresen.

20

25

El algoritmo para la generación del clasificador cataloga los vectores de metamodelos (45) para cada uno de los sucesos encontrados en sus dos modos: comprobado y no comprobado (46). A estos vectores de metamodelos se les realiza un primer filtrado (47), que verifica si ya existe el metamodelo en la estructura del grupo de metamodelos del mismo suceso y si es así lo elimina, esto

30

con el fin de no tener metamodelos repetidos dentro de un mismo suceso. Así mismo se realiza un segundo filtrado (48) para verificar que no se repita un metamodelo en el grupo de metamodelos de los otros sucesos, en caso de que exista se elimina del grupo de metamodelos de comparación y retorna una estructura la cual contiene solo los metamodelos que no existen en la estructura de comparación. Por último se adiciona (49) al metamodelo de un suceso los metamodelos de los otros sucesos en el grupo de detección nula, es decir en el grupo donde no encuentra el suceso, esto con el fin de facilitarle la detección del no suceso al clasificador.

10

Finalizado este proceso se tiene el clasificador creado y entrenado para la detección de sucesos (40).

Teniendo ya creado y entrenado el clasificador, y regresando al proceso de detección de sucesos en tiempo real, se toma la *matriz de detección* (14) de cada pozo a analizar, y tomando sus datos en forma de vector (39) se alimenta el clasificador (40) el cual, gracias a su entrenamiento, determina y clasifica la existencia de sucesos operacionales en cada pozo (50).

La clasificación, o en nuestro caso la detección del suceso, se realiza en cada ciclo de cálculo de la herramienta, es decir, cada vez que ingresa un dato de cada una de las variables se realizan los cálculos estadísticos y son guardados en un vector que al ser actualizado ingresa en la función de clasificación que necesita como variables de entrada el vector y la estructura del caso a estudiar para generar un resultado de caso comprobado o no del suceso de estudio.

3. MÓDULOS DE PRIORIZACIÓN Y VISUALIZACIÓN (16). El módulo de priorización y visualización (16) se encarga de organizar de acuerdo a su importancia, los pozos en los cuales se detectaron sucesos operacionales (50) para mostrar al usuario los resultados obtenidos.

La priorización de los sucesos detectados se realiza mediante la ponderación de tres factores en el siguiente orden de importancia: producción del pozo, gravedad del suceso y tiempo de detección del suceso. Los datos de producción del pozo son tomados de los archivos que contiene la información correspondiente a producción mensual del pozo, con lo cual se calcula el índice de producción (51) del pozo teniendo en cuenta el máximo y el mínimo de producción. En cuanto a la gravedad del suceso y tiempo del suceso se han establecido calificaciones para cada uno de los sucesos a detectar para lo cual se cuenta con una tabla de comparación que permite asignar un valor que determina la gravedad de cada suceso (52), dependiendo del tipo de suceso detectado y así mismo se realiza el análisis del tiempo de duración del suceso (53). Teniendo estos datos se realiza la priorización de los pozos con sucesos detectados (54).

De acuerdo al valor ponderado o calificación del suceso se visualiza cada posición con un color determinado, siendo los rojos los que presentan mayor calificación o gravedad, amarilla mediana calificación y azul calificación baja.

Este módulo permite visualizar la lista de pozos relacionados con los sucesos detectados, junto con la hora de inicio y el tiempo de detección del suceso (55).

4. MÓDULO DE ACCIONES Y RECOMENDACIONES (17). Este módulo consiste en una guía que asesora al usuario en cuanto a los procedimientos a efectuar cuando es detectado un suceso. Comprende una serie de instrucciones que deben tomarse como una sugerencia para facilitar el diagnóstico y posible corrección de sucesos presentados en el pozo. Esta guía puede ser consultada por el usuario y en ella encontrará una sugerencia de los pasos a realizar para mitigar cada suceso que es posible con el sistema y método de la presente invención.

La figura 8 muestra un ejemplo del procedimiento que este módulo sugiere para un caso de detección del suceso bloque por presencia de gas en bomba. En este módulo además de sugerir el procedimiento a realizar, se describen cada una de

las acciones mostradas en el procedimiento y se sugiere el personal responsable de cada acción.

EJEMPLOS

5

La invención se implementó en un piloto donde se realizaron pruebas de funcionalidad FAT y SAT, obteniendo resultados satisfactorios en la detección, priorización y visualización de los sucesos configurados en esta versión de prueba.

10

En la Ilustración 1 se muestra un ejemplo de análisis de detección realizado con la invención ECOGEO para el pozo CH37, donde se presentaron siete bloqueos con un tiempo total de paradas de 121,3 horas (5.1 días) y diferidas totales de 1864 barriles. Los bloqueos se pueden evidenciar en la gráfica de la variable corriente en la parte izquierda de la ilustración, donde se muestran las tendencias de las variables más influyentes en el SLA por bombeo electro sumergible.

15

Como se observa en la parte derecha de la figura 9, el sistema y método de acuerdo con la presente invención (ECOGEO) detectó presencia de gas, suceso que a su vez generó una sobrecarga en el sistema de levantamiento, ocasionando los bloqueos secuenciales que afectaron la estabilidad de la operación. Tanto los resultados de detección de gas como el tamaño de las diferidas fueron soportados por las pruebas de pozo consignadas en los reportes oficiales (Tabla 1).

20

25 **Tabla 1.** Reporte oficial de Diferidas y prueba de pozo (Pozo CH-37)

30

BLOQUEO	SARTA	FECHA	HORAS	ACEITE_PERDIDO	ACEITE_PRUEBA	AGUA_PRUEBA	GAS_PRUEBA
1	CHICHIMENE-37:1	04/01/2015	19	291.6	368.34	13.71	10.53
2	CHICHIMENE-37:1	05/01/2015	24	368.34	368.34	13.71	10.53
3	CHICHIMENE-37:1	06/01/2015	11	168.82	368.34	13.71	10.53
4	CHICHIMENE-37:1	18/01/2015	24	368.34	368.34	13.71	10.53
5	CHICHIMENE-37:1	19/01/2015	10	153.48	368.34	13.71	10.53
6	CHICHIMENE-37:1	26/01/2015	14	214.87	368.34	13.71	10.53
7	CHICHIMENE-37:1	27/01/2015	19.5	299.28	368.34	13.71	10.53
		TOTAL POZO	121.5	1864.73			

Con los resultados del análisis del sistema y método de acuerdo con la invención (ECOGEO) y basados en el módulo de acciones y recomendaciones soportado en conocimiento experto, se tomó la decisión junto a los ingenieros de control de la producción de realizar unos ajustes en la frecuencia del variador llevando esta
5 variable de 50Hz a 51Hz. Esta acción originó mitigación del efecto del gas en el sistema, evitando posteriores bloqueos y por ende la generación de diferidas.

Además como se logró disminuir la temperatura del motor, se estabilizaron las variables de corriente y vibraciones, lo que se puede interpretar como una
10 disminución del desgaste de la bomba.

También se logró disminuir la presión de *intake* (y mantenerse estable, lo que indica un aumento en la producción en este pozo.

15