

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

5 SECTOR TECNOLÓGICO

La presente invención se refiere a sistemas y métodos para el gerenciamiento de eventos operacionales que afectan la eficiencia del proceso de extracción de petróleo. Específicamente se enmarca 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. Los eventos operacionales hacen referencia a cualquier condición de operación que se desvía del funcionamiento normal o esperado del equipo de bombeo.

15

RESUMEN DE LA INVENCION

La invención corresponde a 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.

La detección de los eventos operacionales se fundamenta en la obtención de características de los datos operativos por convolución de técnicas estadísticas univariables y multivariables en tiempo y frecuencia. Los resultados de estas técnicas son procesados por algoritmos de inteligencia artificial, previamente entrenados con metamodelos de eventos tipo que permiten diferenciar la severidad del evento. Lo anterior significa que no solo se logra detectar el evento operacional, sino también su evolución temporal (incipiente, crítico o cesante), dando un carácter predictivo a la detección.

ESTADO DEL ARTE

35

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 priorizar alertas de

fallas en sistemas de levantamiento artificial. Se proporciona un análisis de soluciones de levantamiento artificial (ALAS) para visualizar y analizar las tendencias de datos, la predicción de eventos y supervisión de alertas de detección, y diagnosticar las condiciones del sistema para facilitar la optimización de la producción. La predicción de alertas de fallo es generada usando un método de máquina de soporte vectorial, y la detección es generada usando un método de redes bayesianas.

En el documento patente US 8,988,237 se divulga un sistema, método y software de predicción para sistemas de levantamiento artificial para bombeo mecánico y posibilidad de aplicación a los demás sistemas, que incluye la producción del pozo y estado operativo del sistema de levantamiento. Se utiliza minería de datos para predecir la falla en un periodo de tiempo determinado mediante la identificación de una o más características de los datos del sistema

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 equipos de levantamiento artificial. El método extrae una o más características de un conjunto de datos provenientes de sistemas de levantamiento artificial, realizando la identificación de patrones asociados a posibles fallas que son analizadas y clasificadas mediante un modelo de aprendizaje configurado usando la técnica de máquina de soporte vectorial para la predicción.

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. El sistema presenta la definición de dos estados de anomalía operacional representados por conjuntos de datos que son comparados en línea con los datos operacionales provenientes de los equipos de levantamiento artificial asociando la coincidencia como la predicción de una falla. 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.

La patente US2013/0151156 hace referencia al monitoreo de bombas electrosumergibles y la predicción de fallas mediante un análisis del espectro de frecuencia de las variables eléctricas. El análisis contempla la transformada de

Fourier y wavelets que son utilizadas para identificar variaciones con mayor énfasis en la corriente eléctrica que es suministrada al conjunto motor-bomba.

Desde un enfoque comparativo, la invención objeto de este documento presenta los siguientes aspectos diferenciadores respecto a las patentes presentadas anteriormente:

1. El método se conforma por una etapa de transformación y análisis de datos de tipo robusto soportada por conocimiento experto. Combina la aplicación simultanea de un conjunto seleccionado de técnicas estadísticas univariantes y multivariantes en tiempo y frecuencia, donde el resultado de cada técnica contribuye con un atributo particular de la dinámica de las variables logrando una extracción detallada de las características más relevantes del evento operacional. Las demás invenciones comúnmente basan su proceso de transformación en una técnica específica.
2. El método contiene en la etapa de transformación y análisis de datos una sub-etapa de análisis en frecuencia enfocado en revelar las características cíclicas más relevantes que permiten detectar y predecir eventos operacionales de naturaleza oscilante (ej. Acumulación de gas con saturación cíclica, etc), aunque otras invenciones presentan el uso del análisis en frecuencia en las variables de tipo eléctricas, lo diferencial de la invención objeto de este documento es la aplicación de las técnicas incluso a las variables de proceso y su enfoque particular en este tipo de eventos cíclicos.
3. El fortalecimiento del proceso de entrenamiento de la etapa de predicción del método mediante la concepción y desarrollo de un metamodelo por cada evento operacional (ej. Gas, Sólidos, Sobrecarga, etc) que es usado como patrón para la clasificación mediante algoritmos de aprendizaje automático supervisado. La característica diferenciadora se basa en tener cuenta la evolución de la severidad del evento operacional en el tiempo clasificándolo en incipiente (inicio de un posible evento en crecimiento), crítico (manifestación en su mayor magnitud del evento operacional) y cesante (decrecimiento del evento operacional y desaparición) dando un carácter predictivo a la detección. En las patentes estudiadas los inventores se limitan a realizar un entrenamiento para la clasificación utilizando datos operacionales transformados sin tener en cuenta la evolución en el tiempo de la magnitud del evento operacional.

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, de acuerdo con la presente invención, el cual incluye el completamiento de un pozo productor, 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 de acuerdo con la presente invención, el cual describe el flujo de información entre los etapas que lo componen.
- La **Figura 3** ilustra el diagrama de la etapa 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 de la etapa de detección de eventos 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.
- 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.
- La **Figura 7** ilustra el diagrama de la etapa de priorización y visualización que describe las entradas, salidas y pasos lógicos de ejecución de acuerdo con la presente invención.
- La **Figura 8** muestra el diagrama del procedimiento a realizar según la etapa de acciones y recomendaciones para evento 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 un pozo productor ejemplo.

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INVENCION

5

La invención presenta un sistema y método para la predicción y gerenciamiento de eventos operacionales en el proceso de extracción de hidrocarburos basado en algoritmos matemáticos de inteligencia artificial de la técnica de aprendizaje automático supervisado en donde se combinan técnicas estadísticas univariables y multivariables, análisis en tiempo y frecuencia, modelamiento basado en datos y clasificación de eventos mediante detección temprana de patrones de comportamiento, priorización, visualización de resultados, recomendaciones y acciones, ejecutados en un ambiente de monitoreo, procesamiento computacional y base de datos.

15

El sistema comprende la adquisición e integración de los valores de las variables operacionales provenientes de instrumentación instalada en los equipos de subsuelo y superficie de los sistemas de extracción de hidrocarburos, que son transmitidas por cualquiera que sea el medio ingresando a un ambiente computacional donde se ejecutan los algoritmos del método para la predicción en línea y gerenciamiento de eventos operacionales.

20

El método comprende de forma general las siguientes etapas: transformación y análisis estadístico de datos univariable y multivariable (en tiempo y frecuencia) para el corto, mediano y largo plazo, detección de eventos, priorización, visualización de resultados, y recomendaciones y acciones que permiten la predicción en línea, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales, usando como entradas los valores de las variables en línea provenientes de la instrumentación instalada.

25

30

El método se implementa en equipo de cómputo mediante algoritmos matemáticos de la rama del aprendizaje automático supervisado conocida como “Deep Learning”, el cual realiza la convolución de variables en etapas secuenciales, modelamiento basado en datos, clasificación de eventos mediante detección temprana de patrones de comportamiento, priorización y visualización, de manera multipozo.

35

El procesamiento se enfoca en la detección temprana, gerenciamiento y mitigación de eventos 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 petroleros. Los eventos analizados entre otros son: gasificación, precipitación de sólidos, sobrecarga, cambios de composición en el fluido, bloqueos y arranque ineficiente del sistema de levantamiento artificial.

El método permite un procesamiento en línea con adquisición simultánea en tiempo real de las variables operacionales medidas en los sistemas de levantamiento artificial por pozo para un número de pozos (n), y ejecuta secuencialmente los algoritmos de convolución, modelamiento, clasificación y detección temprana, priorización y visualización de eventos operacionales.

Las funcionalidades del sistema y método objeto de la presente invención permite realizar un procesamiento sistematizado de los datos y un análisis operacional eficiente para la toma de decisiones oportuna que contribuya al incremento de la eficiencia operacional del proceso de extracción de hidrocarburos.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

El sistema comprende la adquisición de los valores en línea de las variables operacionales provenientes de la instrumentación instalada en subsuelo (06 a 10), la instrumentación instalada en superficie (05) y la instrumentación instalada (02, 03 y 04) en el variador de velocidad (01). La instrumentación de los equipos de subsuelo comprende, presión de succión (PI) (10), presión de descarga (PD) (06), temperatura de succión (TI) (26) y vibraciones en fondo en el eje x (VIBX) (08). La instrumentación de superficie comprende, presión de cabeza (THP) (05) y temperatura de cabeza (THT) (05). La instrumentación del variador (01) comprende la corriente (I) (02), el voltaje (V) (03) y la frecuencia eléctrica (we) (04).

La información de los valores de las variables operacionales provenientes de la instrumentación instalada en subsuelo (06 y 10), la instrumentación instalada en superficie (05) y la instrumentación instalada (02, 03 y 04) en el variador de velocidad (01) es transmitida hacia, e integrada en el variador (01) por medio de un dispositivo lógico programable (PLC). Una configuración alternativa puede ser

usada, transmitiendo de forma individual la información de cada fuente (01, 05, 06 y 10) sin requerir una integración en el VSD (01). Sin embargo un dispositivo de comunicación Tx/Rx (11) por cada fuente (01, 05, 06 y 10) será requerido.

5 En la figura 1 se presenta a manera de ejemplo un pozo productor con levantamiento artificial por bombeo electrosumergible para extracción de hidrocarburo del yacimiento (23), que comprende un motor electrosumergible (09), una bomba electrosumergible (07), una tubería de producción (22), un variador de velocidad (01) con sensores de voltaje (02), corriente (03) y frecuencia
10 eléctrica (04), un sensor de fondo (10), cable eléctrico de suministro de energía al motor de fondo (25), un sensor de superficie (05), un protocolo y medio de comunicaciones (11 y 12), un sistema de supervisión, adquisición y control de datos (18), una base de datos en tiempo real (19) y un computador con la aplicación instalada del método programado (20).

15

Las magnitudes de 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.

20

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
25 cada uno de los pozos objeto de la aplicación del método.

La información 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
30 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 operacionales de cada uno de los
35 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.

En cada tiempo de muestreo los datos de las variables son transformados de una forma sistemática por el **método**, que a su vez evalúa las condiciones operacionales del pozo detectando, si es el caso, la posible presencia de algún evento 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.

Dentro de los eventos más comunes en los procesos de levantamiento artificial están gasificación, precipitación de sólidos, sobrecarga, cambios de composición en el fluido, bloqueos y arranque ineficiente del sistema, entre otros.

El método desarrollado de la presente invención es un sistema compuesto esencialmente por cuatro etapas:

- Etapa de Transformación y Análisis de Estadístico de Datos (13).
- Etapa de Predicción de Eventos (15).
- Etapa de Priorización y Visualización (16).
- Etapa de Recomendaciones y Acciones (17).

La etapa Transformación y Análisis Estadístico de Datos (13) realiza una convolución de técnicas univariables y multivariables en tiempo y frecuencia sobre las variables de entrada, de donde se obtiene una matriz denominada *matriz de operación* (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 representa un atributo particular de la dinámica de las variables para la detección de los eventos.

Esta *matriz de operación* (14) es construida en cada ciclo de escaneo de datos para cada uno de los pozos, con esto se tienen n matrices, una para cada pozo analizado. Estas matrices son la entrada de la etapa de predicción.

La Etapa de Predicción de Eventos (15) toma la información contenida en cada *matriz de operación* (14) y la transforma en un vector para alimentar un clasificador el cual realiza la identificación de patrones de eventos por pozo durante el ciclo de escaneo de datos, realizando el análisis simultáneamente para los n pozos en observación. Dicho clasificador ha sido previamente entrenado en forma supervisada mediante la alimentación de metamodelos para la creación de patrones que corresponden a cada evento operacional a analizar.

Una vez se ha realizado la detección de eventos **la Etapa de Priorización y Visualización** (16) se encarga de mostrar los pozos en los que se han identificado eventos de acuerdo a su importancia y criticidad facilitando el análisis multipozo.

- 5 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 los objetivos de la operación, tales como parámetros de producción del pozo, duración del evento y tiempo del evento, entre otros.
- 10 El método incluye además la **Etapa de Recomendaciones y Acciones** (17) el cual contiene una guía de los procedimientos a efectuar cuando es detectado un evento, el cual ha sido creado con base en el conocimiento experto y especializado.
- 15 Para una mejor comprensión de cada uno de las etapas que comprenden el método a continuación se realiza una descripción detallada del funcionamiento de cada uno.

1. ETAPA DE TRASFORMACIÓN Y ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE DATOS (13).

- 20 La etapa de transformación y análisis estadístico de datos toma como entrada los valores de las variables operacionales provenientes de la instrumentación 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), frecuencia (ω_e), presión (THP) y temperatura (THT) en la tubería de producción, y
- 25 aplica a ellas una serie de técnicas estadísticas univariable y multivariable que permiten identificar desviaciones que caractericen la presencia de un evento operacional en cada pozo analizado.

- Las técnicas estadísticas son parametrizadas teniendo en cuenta la dinámica de
- 30 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 operación* (14) donde cada posición
 - 35 en la matriz contiene información que indica la desviación de la variable de acuerdo a la técnica aplicada.

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

5 TECNICAS DE CONTROL ESTADISTICO UNIVARIABLES

PRO-RAZÓN (OSCILACIONES) (27). Esta es una técnica propia usada para determinar el nivel de oscilación de las variables, para lo cual se trabajan tres niveles de oscilación: oscilación leve o nula, oscilación media y oscilación fuerte.

10 Esta técnica es usada para el análisis a corto plazo.

Para determinar el nivel de oscilación se realiza una relación de la desviación de una muestra y la media poblacional. A esta relación se le calcula a su vez un valor promedio en la ventana de tiempo poblacional y 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 evento.

15

MEDIA, RANGO Y VARIANZA (X, R, S) (28). Mediante estas técnicas se determina si la variable presenta cambios súbitos, basado en la desviación de una muestra sobre su media, la variabilidad del rango de una muestra y la dispersión de las muestras medida por su varianza.

20

TENDENCIA (REGRESIÓN) (29). Mediante esta técnica se determina a largo plazo la tendencia ascendente o descendente de las variables usando mínimos cuadrados perfectos.

25

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. Esta técnica se puede configurar para análisis de cambios rápidos o lentos.

30

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

35

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 de los datos e identificación rápida de tendencias.

- 5 **ANÁLISIS FRECUENCIAL (32).** El análisis frecuencial se orientó hacia la detección y cuantificación de comportamientos repetitivos y periodicos en los eventos de estudio. Para determinar alguna posible frecuencia de oscilación se hace uso de la Transformada Rápida de Fourier, que descompone la señal en sus espectros de frecuencia donde se puede analizar la influencia que tiene cada una
- 10 de las componentes sobre la potencia total de la señal en un periodo analizado.

TECNICAS DE CONTROL ESTADISTICO MULTIVARIABLES

- 15 **T² DE HOTELLING (33 y 34).** El estadístico T2 de Hotelling es una extensión al caso multivariable del gráfico de control de Shewart univariable. Utiliza un estadístico que combina la información para la dispersión y la media de las variables que se están analizando. Al ser un estadístico multivariable permite establecer patrones específicos en función de sus componentes principales
- 20 (variables del proceso).

- CONVOLUCION DE LAS TÉCNICAS T2 HOTELLING-EWMA Y T2 HOTELLING-CUSUM.** La convolución de las técnicas EWMA, CUSUM y T2, asume como entrada a las técnicas CUSUM y EWMA el valor del estadístico de T2 Hotelling,
- 25 tomando esta como una relación multivariable en función del nivel de covarianza de las tres variables de interés en el proceso.

- El potencial de la convolución de las técnicas T2-CUSUM (35 y 36) radica en una alta sensibilidad a cambios pequeños en la tendencia de cambio del estadístico
- 30 T2, y detección de patrones oscilatorios rápidos y uniformes, mientras la convolución de las técnicas T2-EWMA (37 y 38) evidencia gran potencial en la detección de patrones oscilatorios multivariables lentos y poco uniformes.

35 **2. ETAPA DE PREDICCIÓN DE EVENTOS (15).**

La etapa de predicción se conforma de dos sub-etapas: sub-etapa de entrenamiento y sub-etapa de predicción.

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

5

Los metamodelos (44) son patrones tridimensionales que representan los eventos operacionales tipo (cubo de información) generados por algoritmos de aprendizaje automático supervisado a partir de data operacional histórica de eventos operacionales comprobados. Estos son conformados por matrices de operación de

entrenamiento (14) (convolución de técnicas) y un elemento de temporalidad que indica el estado de desarrollo del evento, que puede ser incipiente, crítico o cesante, permitiendo al clasificador realizar una detección temprana de los eventos operacionales, brindando la característica de predicción.

10

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 los datos históricos operacionales de las variables de entrada (41) y sobre cada una de ellas se realiza la transformación estadística univariable y multivariable en tiempo y frecuencia (42) los resultados se organizan en Matrices de operación (14) que contienen los

resultados para cada caso de observación, la cual conformará el metamodelo (44) del evento en estudio y es almacenada en la ubicación requerida con el nombre del evento analizado.

20

El metamodelo de cada evento (44) se transforma en un vector con el cual se

debe entrenar el clasificador (40) mediante un sistema de aprendizaje que se fundamenta en transformar un espacio de hipótesis de funciones lineales en un espacio de mayor dimensión, encontrando así una buena separación del conjunto de datos transformados. Los datos que son utilizados para encontrar este espacio de mayor dimensión son los vectores que conforman cada metamodelo, es decir

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.

30

La sub-etapa de entrenamiento realiza el filtrado (47-48) para garantizar la no

repetición de matrices de operación de entrenamiento (14) en un mismo metamodelo (44) para un evento operacional patrón, así como la no repetición de matrices de operación de entrenamiento (14) entre metamodelos de diferentes eventos operacionales.

35

El entrenamiento se realiza con los metamodelos hallados habilitando al clasificador para realizar el proceso de predicción en línea. Este proceso toma la información contenida en la *Matriz de operación* (14), y la convierte en un vector (39) que ingresa al clasificador de eventos (40) catalogando los vectores (45) en dos modos: comprobado y no comprobado asociado a cada metamodelo patrón (44).

10 **3. ETAPAS DE PRIORIZACIÓN Y VISUALIZACIÓN (16).** La etapa de priorización y visualización (16) organiza los pozos en los cuales se detectaron eventos operacionales de acuerdo a su importancia y grado de criticidad (50) para mostrar al usuario los resultados obtenidos.

15 La priorización de los eventos detectados se realiza mediante la ponderación de tres factores en el siguiente orden de importancia: flujo de producción del pozo, gravedad del evento y tiempo desde la detección del evento. 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 evento y tiempo del evento se han establecido calificaciones para cada uno de los eventos a detectar, para lo cual se cuenta con una tabla de comparación que permite asignar un valor que determina la gravedad de cada evento (52) dependiendo del tipo de evento detectado; así mismo se realiza el análisis del tiempo de duración del evento (53). Teniendo estos datos se realiza la priorización de los pozos con eventos detectados (54).

De acuerdo al valor ponderado o calificación del evento se visualiza cada posición con un color determinado, siendo los rojos los que presentan mayor calificación o grado de severidad, amarillos severidad media y azules severidad baja.

Esta etapa permite visualizar la lista de pozos relacionados con los eventos detectados, junto con la hora de inicio y el tiempo de detección del evento (55).

35 **4. ETAPA DE RECOMENDACIONES Y ACCIONES (17).** Comprende una serie de instrucciones sugeridas basada en conocimiento experto para facilitar el diagnóstico y mitigación de eventos presentados en el pozo, disminuir su impacto

en la eficiencia del equipo de levantamiento y optimizar del proceso de extracción en los pozos afectados. Esta guía puede ser consultada en línea.

La figura 8 muestra un ejemplo del procedimiento que esté etapa sugiere para un caso de detección del evento “bloqueo por presencia de gas en bomba”. En esta etapa además de sugerir el procedimiento a realizar, se describen cada una de las acciones mostradas en el procedimiento y se sugiere el rol responsable de cada acción.

EJEMPLO

En la figura 9 se muestra un ejemplo de análisis de detección realizado con la invención para un pozo productor con SLA, donde se presentaron siete bloqueos con un tiempo total de paradas de 121,3 horas (5.1 días) y pérdidas volumétricas de hidrocarburo 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 los equipos de levantamiento de hidrocarburos.

Como se observa en la parte derecha de la figura 9, el sistema y método de acuerdo con la presente invención detectó presencia de gas, evento que a su vez generó una sobrecarga en el SLA, 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).

Tabla 1. Reporte oficial de Pérdidas y Producción de Pozo Productor con SLA

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 presente invención y basados en el etapa de recomendaciones y acciones 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 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 pérdidas.

5

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

- 10 También se logró disminuir la presión de succión de la bomba y mantenerse estable, lo que indica un aumento en la producción en este pozo.