

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo caracterizado porque comprende:

 - a) Instrumentación a nivel de subsuelo, superficie y variador de velocidad (VSD) en distintos pozos que comprenden un campo petrolero;
 - 10 b) Uno o más VSD (01);
 - c) Un subsistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) (18);
 - d) Uno o más BDTR (19) que almacenan los valores de las variables operacionales de cada uno de los pozos del campo petrolero; y
 - 15 e) Un centro de cómputo (20);

- 20 2. 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 la instrumentación a nivel de subsuelo comprende presión de succión (PI) (10), presión a la descarga de la bomba (PD) (6), temperatura del motor (TM) (09), temperatura de entrada a la bomba (TI) (26) y vibraciones en fondo en el eje x (VIBX) (08) y la instrumentación (02), (03) y (04) ubicados entre el variador (01) comprende corrientes (I), voltajes (V) y frecuencia (ω_e) y caracterizado por que la

25 instrumentación en cabeza de pozo comprende la temperatura de cabeza (THT) y la presión de cabeza (THP) mediante instrumentación ubicada en superficie (05) en la cabeza del pozo.

- 30 3. Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo de acuerdo con la reivindicación 1 ó 2 caracterizado porque la comunicación entre el subsistema (SCADA) (18) y el VSD (01) es mediante dispositivos Tx/RX (11) y Rx/Tx (12) y en cualquier protocolo de comunicación.

35

4. Un sistema para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operaciones en campos de extracción de hidrocarburo de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 3 caracterizado porque el centro de cómputo (20) comprende etapas de transformación y análisis estadístico de

datos univariable y multivariable en tiempo y frecuencia (13); etapas de predicción de eventos (15); etapas de priorización y visualización (16) y etapas de recomendaciones y acciones (17).

- 5 5. Un método para la predicción, gerenciamiento y mitigación de eventos operacionales en campos de extracción de hidrocarburo caracterizado porque comprende los siguientes pasos:
 - 10 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;
 - 15 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);
 - 20 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;
 - 25 e) Ejecutar técnicas estadísticas univariantes y multivariantes 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;
 - 30 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);
 - 35 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;

- 5 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.
- 10 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 como una sugerencia para el diagnóstico, mitigación o eliminación de eventos;
- 15
- 20 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 univariantes 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) enfocado en revelar las características cíclicas más relevantes que permiten detectar y predecir eventos operacionales de naturaleza oscilante;
- 25
- 30
- 35 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 multivariantes 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;

- 5 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 univariantes de acuerdo con la reivindicación 6 y multivariantes en tiempo y frecuencia de acuerdo con la reivindicación 7, 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.
- 10 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);
- 15 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 aprendizaje automático supervisado que transforma un espacio de funciones en un espacio hiperdimensional, para lograr una separación óptima del conjunto de datos transformados; y
- 20 25 30 35

en donde en la sub-etapa de entrenamiento contenida en la etapa de predicción realiza un primer filtro (47) que garantiza la no repetición de matrices de operación (14) en un mismo metamodelo (44) para un evento operacional patrón 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;

5

10