

SISTEMA EMBEBIDO IOT Y MÉTODO PARA LA MEDICIÓN VIRTUAL EN TIEMPO REAL DE LA PRODUCCIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA EN POZOS PETROLEROS CON BOMBAS ELECTRO-SUMERGIBLE

5 RESUMEN

La presente invención hace referencia a un sistema embebido Internet de las cosas (IoT - Internet of Things) de cómputo dedicado para la medición virtual simultánea en tiempo real del flujo de producción, corte de agua, cabeza de la bomba y eficiencia energética en pozos
10 productores de hidrocarburos con sistema de levantamiento artificial (SLA) mediante bombeo electro-sumergible (BES), con capacidades de conectividad con equipos, sensores e instrumentación del sistema de levantamiento artificial del pozo, transmisión y presentación de resultados en la nube computacional mediante gráficos para monitoreo.

15

CAMPO TÉCNICO DE LA INVENCION

La presente invención se refiere a un sistema y un método para medición y monitoreo en línea de variables operacionales en subsuelo y superficie para pozos de petróleo con levantamiento artificial. Específicamente se enmarca en la técnica conocida como medición
20 virtual que se basa en cálculos computacionales que infieren en tiempo real el flujo de producción, corte de agua y eficiencia energética a partir del procesamiento mediante computación perimetral de las variables operacionales medidas usando la instrumentación instalada en pozos petroleros con bomba electro-sumergible (BES). El sistema embebido IoT para la medición virtual en tiempo real del flujo de producción, corte de agua y eficiencia
25 energética en un pozo productor con sistema de levantamiento artificial por bomba electro-sumergible, emplea capacidades computacionales dedicadas basadas en sistemas embebidos que albergan algoritmos de modelamiento matemático y subrutinas lógicas que procesan en tiempo real la información proveniente de los equipos, sensores e instrumentación del sistema de levantamiento artificial del pozo productor de hidrocarburo
30 con bomba electro-sumergible y publican mediante protocolos de comunicación de internet de las cosas los resultados

ESTADO DE LA TÉCNICA

La medición de flujo, corte de agua y eficiencia energética de los pozos productores en un campo petrolero, es de especial interés dado que facilita la toma de decisiones para control y optimización de la producción, identificación de posibles fallas y cuantificación de volúmenes producidos con una menor incertidumbre. En el mercado existen principalmente dos alternativas convencionales que permiten realizar la medición: 1.) El uso de pruebas de
40 producción mediante un sistema de separación por tanques, y 2.) La instalación de medidores multifásicos (agua, gas, aceite). Sin embargo, estas soluciones presentan

desventajas relacionadas por la baja frecuencia de medición debido a los altos costos que hacen inviable la implementación dedicada por pozo.

En un sistema de medición de flujo de la producción de un pozo por separación en tanques, la medida que se obtiene es un promedio de todas las mediciones puntuales realizadas en el intervalo de tiempo de prueba. Aspectos como la logística y costos operativos hacen que su implementación sea discontinua y puntual, aplicado en un solo pozo o clúster de producción a la vez y durante un tiempo limitado. Dado lo anterior, el flujo medido es extrapolado hasta la próxima oportunidad de medición y penalizado con diferidas estimadas. Otra desventaja de esta tecnología de medición se presenta en crudos pesados, debido a su tendencia a formar espumas y emulsiones que dificultan la separación y medición métrica de las fases.

En un sistema de medición de flujo por medidores multifásicos se proporciona información de flujo de forma continua y en línea mediante medición de propiedades físicas del fluido, tales como: electromagnéticas (capacitancia, conductancia, microondas), espectroscopia (microondas, infrarrojo, Gamma-Ray), diferencias de presión (turbinas, coriolis, Venturi), acústicas (ultrasonido). Sin embargo, esta tecnología requiere calibración frecuente y mantenimiento dedicado para garantizar su confiabilidad, elevando el costo operativo. Es por esto que los medidores multifásicos son generalmente instalados en clúster (conjunto de pozos) o pozos de muy alta producción o en totalizadores a la entrada de plantas del campo, aumentando la incertidumbre en la medición y dificultando el monitoreo de la eficiencia de cada pozo productor de petróleo. Adicionalmente, este método de medición de flujo, presenta problemas en crudos pesados, en los cuales su aplicación se ve afectada por cambios de continuidad y distribución en las fases; así como la gran contaminación del fluido (azufre, sales, metales) y alta viscosidad.

Considerando las desventajas de los medidores multifásicos y de los sistemas de separación por tanques, en el estado del arte se reportan soluciones de medición virtual (medición no física) que corresponde a inferencias o cálculos computacionales basada en modelos y algoritmos. Así, basado en el uso de leyes fundamentales, modelos de flujo y/o ecuaciones estadísticas o no paramétricas e información proveniente de los sensores e instrumentación de fondo y superficie del pozo productor, se realiza una medición virtual del flujo en cada pozo productor. A continuación se citan las publicaciones y patentes más relevantes halladas específicamente para sistemas de medición virtual:

Dellarole [1] presenta la aplicación de medidores virtuales con el propósito de obtener la estimación de petróleo, agua y gas para un pozo productivo. Su desarrollo se enfoca en la realización de los modelos matemáticos que permiten inferir los valores de flujo de producción en un pozo. El desarrollo se enfoca en los modelos dinámicos relativos al flujo de las válvulas de pozo (Modelo Choke) y el transporte multifase (Modelo Well); a partir de

estos modelos se genera una herramienta de cómputo que permite inferir las medidas de flujo multifásico, mediante el caudal de masa total, valores de tanques, GOR y corte de agua del pozo de producción objetivo.

- 5 Amin [2] realiza la documentación de un método para mejorar el proceso de medición de flujo multifase, mediante la implementación de un modelo predictivo para el escenario de un pozo de producción submarino. Para ello su estudio se centra en la evaluación y desempeño de cinco productos de software de medición virtual de flujo (VFM) comerciales. Su estudio concluye que cada producto VFM que se encuentra comercialmente, presenta
10 en sus algoritmos y estructura de programación diferentes técnicas de modelado para la estimación de flujo, cuyos resultados proporcionan una estimación robusta de la tasa de flujo durante períodos de tiempo prolongados, siendo una constante de cambio, el ajuste y sintonización de los parámetros de los modelos de VFM, en función de los tipos de fluidos, regímenes de producción y condiciones presentes en el sistema de levantamiento artificial
15 del pozo.

- Pavlov [3] presenta el desarrollo de un método basado en medidores virtuales de flujo (VFM) aplicado a un pozo de producción con bomba electro sumergible, el cual permite
20 estimar el caudal, el índice de productividad, y la viscosidad del fluido obtenido para el pozo productor. La solución se fundamenta en un método de optimización para estimaciones no lineales conocido como "Moving Horizon Estimator (MHE)" el cual es aplicado al modelo estimador de pozo llamado "ESP-lifted", desarrollado por Statoil [4]. A partir del modelo "ESP-lifted", los algoritmos computacionales para el modelo estimador son generados mediante la herramienta ACADO (Automatic Control And Dynamic Optimization toolkit), el
25 cual realiza la exportación y la optimización en código para la ejecución de los cálculos en una estación de cómputo de manera eficiente.

- Paez [5] presenta una descripción del uso de modelos multifásicos para la determinación del GOR (relación entre petróleo y gas) y corte de agua (WC), además presenta el uso de
30 modelos de índice de producción del pozo para lograr determinar el valor de flujo, también utiliza la curva de desempeño de la bomba para verificar la condición de flujo ya establecida. Esta información es utilizada con el propósito de monitorear y optimizar los puntos de operación del sistema. El trabajo presentado por Caicedo [6] implementa un procedimiento similar, analizando únicamente las caídas de presión a través de la bomba y la curva de desempeño de la misma. Mediante los datos experimentales obtenidos por la presencia de
35 fluidos viscosos y con gas libre, y desfases del proceso, se ajusta la curva de la bomba. El autor Crossley [7] propone el uso conjunto de correlaciones de flujo multifásicas y modelamiento matemático de la bomba para inferir un dato no medido del sistema, flujo, torque u otra propiedad del fluido.

Mokhtari [8] presenta la revisión y evaluación del desempeño y rendimiento de las diversas técnicas de medición virtual de flujo, así como una revisión de los programas y aplicaciones de medición virtual, los cuales son referidos como programas de simuladores multifase. Su estudio se enfoca principalmente en el software simulador multifase "PIPESIM" desarrollado por la empresa "Schlumberger". Su conclusión se basa en que los sistemas de medición virtual de flujo pueden presentar buenos resultados, en la medida en que el modelo matemático de estimación para los valores GOR y WC (corte de agua) se encuentren dentro de un rango de sintonización aceptable, con lo cual permitirá disminuir los errores en el proceso de dichas medidas. Establece además que el sistema de medición virtual (VFM) pueden ser utilizado como una alternativa de respaldo para medidores de flujo multifase o monofásico instalados en el pozo productivo o línea de flujo, ya que un mal funcionamiento en el medidor o sistema puede ser identificado ágilmente. El estudio experimental realizado por Varón [9], presenta un método de inferencia de flujo mediante un modelo en el que se incluye la curva de desempeño de la bomba y motor del sistema de levantamiento mediante bomba electro-sumergible (BES). En este caso analiza la incertidumbre de flujo estimado por la curva calibrada, para situaciones de flujo viscoso y con presencia de gas, estableciendo una comparativa con el error máximo permitido para las curvas del fabricante, de acuerdo a la norma API-RP1 1S2-2008 (5% cabeza-caudal, 8% potencia-caudal).

Anderson [10] de forma similar a Camilleri [11], describe un método para determinar el caudal de salida de una bomba centrífuga sumergible durante su operación. En este trabajo se realiza el cálculo del deslizamiento del motor, el torque y la velocidad mecánica de giro a partir de un modelo de motor dinámico. Propone la estimación del flujo usando directamente la potencia mecánica calculada de la curva BHP y la cabeza de presión desarrollada en la curva de desempeño de la bomba, esto con el fin de eliminar la necesidad de los sensores de fondo de la bomba. Estos métodos se basan en el concepto de que todo el cambio en el flujo desarrollado por la bomba estará relacionado necesariamente con un cambio de la carga exigida al motor. Sin embargo en la práctica es posible que no se generen variaciones en la carga exigida al motor, ya sea por algunas fuentes de variación del desempeño de la bomba o también del desempeño del influjo de fluido al pozo, aunque sí podría modificar el flujo desarrollado por la bomba. Además el desempeño de la bomba depende de los fenómenos de degradación relacionados a la composición del fluido (presencia de gas libre en la succión de la bomba por posibles variaciones en la presión de succión o la alta viscosidad) con lo cual no es acertado afirmar que los cambios de la carga exigida al motor reflejen el flujo desarrollado por el sistema de levantamiento BES. Finalmente, el cálculo del deslizamiento realizado a partir del modelo dinámico del motor, exige una frecuencia de muestreo que logre garantizar el criterio de Nyquist (en el orden de milisegundos), para esto se requiere de implementar hardware adicional o acceso al bus de procesamiento del variador de velocidad (VSD), tal que permita lograr una alta frecuencia de muestreo, restringiendo el uso del método a aplicaciones locales como el control de pozos.

El autor Crossley establece que los modelos de inferencia basados en redes neuronales pueden ser utilizados para inferir el flujo en diversas partes del sistema BES; su implementación aplicada consistió en 3 redes neuronales aplicadas a la inferencia de flujo de distintas partes del sistema BES (Tubería, Bomba y Fondo). Los datos de entrenamiento para cada red neuronal corresponden a datos tomados de los sensores físicos del sistema BES y posibles escenarios de operación, así como simulaciones computacionales del yacimiento [12]. Al-Qutami presenta el desarrollo de una aplicación computacional de medición virtual de flujo (VFM), cuyo aporte tecnológico se concentra en la realización de un modelo de inferencia de flujo multifase, mediante la inclusión de la metodología computacional de redes neuronales. Su trabajo se centra en el proceso de desarrollo y entrenamiento de la red neuronal, a partir del volumen de datos tomados mediante los sensores e instrumentos del sistema de levantamiento del pozo productivo. El autor concluye que un sistema de medición virtual soportado por algoritmos basados en modelos de redes neuronales, presenta unos resultados de inferencia de flujo para líquido y gas del pozo productor dentro de un rango de error bajo, a su vez establece la inclusión de redes neuronales en la construcción de los modelos de inferencia como un método ágil de desarrollar y mantener, ya que solo se requiere de datos y mediciones del pozo para el entrenamiento del modelo que lo soporta, a su vez presenta una opción de estimación para situaciones en las que los datos de prueba del pozo productor son limitados [13].

Al-Jasmi y otros anexan a los datos históricos de pruebas de producción información proveniente de un modelo de análisis nodal del sistema para realizar el entrenamiento de una red neuronal para la medición de flujo y corte de agua [14]. Una metodología similar es propuesta por Pulisse [15] y otros autores. Para los modelos de redes neuronales se efectúa el uso de los simuladores como una fuente de datos operacionales, esto se debe a que en el proceso de entrenamiento se requiere de una mayor cantidad de datos y casos posibles de operación. Por último, una serie de parámetros son ajustados mediante "Back Propagation" a fin de lograr minimizar el error entre los datos simulados por las redes y los valores de producción reales.

Ternyic [16] y Al-Shammari [17] proponen un método para la estimación de caída de presión en pozos inclinados bajo condiciones multifásicas utilizando redes neuronales y lógica difusa, para posteriormente ser utilizado de forma inversa para inferir el flujo del pozo.

Fox [18] propone un método para determinar el flujo a través de una bomba electrosumergible (BES) basado en la relación incremental de las presiones en las diferentes etapas de la bomba. El método permite determinar la gravedad específica o la viscosidad del fluido y la presión de cabeza. El método y dispositivo para inferir flujo y densidad del fluido, no tiene en cuenta el balance de pérdidas eléctricas por transformación y transporte

en el variador de velocidad VSD, transformador, cable y motor, y la frecuencia real de giro de la bomba.

Atherton [19] propone un balance de energía neta entregada al fluido desde el VSD hasta la descarga de la bomba BES, en la que el cambio de temperatura entre la entrada y la descarga de la bomba debe ser medido para obtener una inferencia del flujo a través de la bomba en el sistema. Sin embargo el completamiento BES generalmente no dispone de un sensor de temperatura a la descarga de la bomba lo que dificulta la implementación de esta estrategia.

Parolini et.al [20] describen un modelado para la medición virtual de flujo (VFM) basado en la fusión de múltiples fuentes de información usando algoritmos de filtrado para la estimación de estados. El valor del flujo másico se obtiene al procesar el vector de medida (presión, temperatura) y una o más pseudo-mediciones correspondientes a las restricciones físicas en la red de recolección de fluido. El método presentado en la invención está enfocada para redes que recolectan fluido de múltiples nodos y no se basa en los datos de las BES.

Fjalestad [21] describe un método para determinar un caudal estimado de flujo de fluido en una bomba mediante el procesamiento de mediciones de la presión y la temperatura del fluido en el intake de la bomba, la presión y la temperatura del fluido en la descarga de la bomba y la potencia eléctrica suministrada a la bomba. El método determina los valores que representan la densidad del fluido y la capacidad calorífica específica del fluido, o la entalpía del fluido específico basada en mediciones y / o datos históricos, y calcula una eficiencia estimada de la bomba y un caudal estimado del fluido en función de la potencia eléctrica medida. El método se puede usar para estimar las tasas de flujo para fluidos multifásicos.

En la Tabla 1, se presenta un cuadro de las soluciones desarrolladas por empresas del sector petrolero para la inferencia de flujo en un pozo productor de petróleo. En la Tabla 1 se describe las principales técnicas utilizadas y sus aplicaciones, así como requerimientos identificados.

Tabla 1. Modelos desarrollados por empresas del sector petrolero para la inferencia de flujo y otras variables basado en ecuaciones fenomenológicas.

Modelos basado en ecuaciones fenomenológicas para sistemas de levantamiento artificial			
Descripción del modelo	Empresa/Compañía	Aplicación	Observaciones

Modelo mixto de reconciliación de datos, redes neuronales y basados en ecuaciones.	SCHLUMBERGER	GAS Lift – Flujo	- No se tiene en cuenta la dinámica de producción. - Requiere de mayor número de sensores en superficie.
Modelos de flujo multifásico y modelos composicionales basados en ecuaciones de estado, aplicados en fenómenos de flujo a través de secciones especiales como dispositivos Venturis o Chokes.	ABB SPT GROUP PETRO TECH FMC KC MLTIPHASE SLN IRIS TNO	GAS Lift – Flujo, GOR y WC	- Requiere de un mayor número de sensores en superficie. - Requiere de secciones especiales de flujo.
Modelo de transferencia de calor en el tubing que incluyen efecto de expansión y contracción “Joule-Thompson”	CHEVRON U. DAKOTA NORTH	General – Flujo, GOR y WC	Requiere de información relacionada al perfil geotérmico y parámetros de transporte de calor del pozo.

De la revisión presentada en la tabla 1, se concluye que la implementación de métodos basado en ecuaciones fenomenológicas para la inferencia de flujo en pozos productores, requiere la instalación de un número significativo de sensores para obtener información

5

10

15

En la Tabla 2, se presenta un cuadro que resume los modelos desarrollados por empresas del sector petrolero para la estimación de flujo en un pozo productor de petróleo, basado en modelos de redes neuronales. Estos modelos son comúnmente llamados modelos caja negra, desarrollados a partir de datos operacionales históricos de las variables de entrada y las variables que se desean inferir, por lo tanto su desempeño depende de la cantidad y calidad de los datos históricos, lo que conlleva a tiempos largos de entrenamiento e implementación haciendo inviable una masificación oportuna .

Tabla 2. Modelos desarrollados por empresas del sector petrolero para inferencia de flujo basado en datos y redes neuronales.

Modelos basados en datos de redes neuronales para sistemas de levantamiento artificial			
Descripción del modelo	Empresa/Compañía	Aplicación	Desventaja
Modelo de Red Neuronal entrenada a partir de modelos de pozo y yacimiento	PETROBRAS SHELL	GAS Lift – Flujo, GOR y WC	- Requiere de gran cantidad de datos para entrenamiento. - No se presentan buenos resultados en casos donde la red neuronal no ha sido lo suficientemente entrenada
Modelo de Red Neuronal entrenada mediante análisis nodal	HALLIBURTON	BES – Flujo y WC	
Modelo de Red Neuronal entrenada mediante información de pozo	U. VIRGINIA WEST	SLA – Presión de fondo	El entrenamiento requiere de personal altamente especializado y su implementación consume tiempos largos inviabilizando la masificación oportuna.

A partir de la revisión presentada en la tabla 2, se concluye que para la inferencia del flujo en pozos productores basado en modelamiento de redes neuronales se requiere gran cantidad de mediciones y datos operacionales históricos para garantizar la precisión. Asimismo, dichos modelos solo son aplicables bajo las condiciones operacionales para los que fueron construidos. No obstante, permiten estimar parámetros de flujo como el GOR y WC (corte de agua) con resultados aceptables. De manera general, los modelos de inferencia basados en el uso de redes neuronales e inteligencia artificial, son métodos efectivos y de buena precisión, en la medida en que los datos y casos sean lo suficiente en cantidad y calidad para que la red neuronal pueda entrenarse correctamente y pueda estar ajustada a todos los posibles casos y situaciones en que operará el modelo. Sin embargo, estos modelos puede presentar variaciones e incluso llegar a realizar estimaciones erróneas si la red no está entrenada para esa situaciones en especial dentro de la operación, lo cual implica una nueva etapa de entrenamiento y ajuste de los pesos del modelo de red neuronal mediante la inclusión de nuevos datos experimentales relacionados a esa operación. Adicionalmente los datos obtenidos a partir de las plataformas de simulación presentan el inconveniente de introducir datos y casos no reales de respuesta para un escenario. Una posible desventaja adicional de su implementación radica en una menor capacidad de respuesta y sensibilidad a los estados transitorios que pueda presentar

el sistema BES, ya sea por cambios en la frecuencia, apertura del choque, presión de fondo, composición del fluido, entre otros.

5 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INVENCION

La presente invención presenta un método y sistema embebido Internet de las cosas (IoT - Internet of Things) de cómputo dedicado para la medición virtual en tiempo real del flujo de producción, corte de agua, cabeza de la bomba y eficiencia energética del pozo productor en pozos productores de hidrocarburos con sistema de levantamiento artificial (SLA) mediante bombeo electro-sumergible (BES), que se conecta con equipos, sensores e instrumentación del sistema de levantamiento artificial de uno o varios pozos productores, transmite y presenta los resultados en gráficos de operación en una pantalla local y en la nube computacional.

El sistema embebido Internet de las cosas - IoT de medición virtual en tiempo real se presenta en la figura 1. Uno de los componentes principales del sistema corresponde al dispositivo (17) de adquisición de señales, repositorio en base de datos en tiempo real, procesamiento, calculo, transmisión y presentación de resultados para la medición virtual en tiempo real, el cual está conformado por cinco módulos interconectados, que son: módulo internet de las cosas - IoT encargado de la gestión, transmisión y recepción de datos interna y externa del sistema de medición virtual en tiempo real y del pozo productor, módulo de procesamiento encargado de efectuar las tareas de cómputo y procesamiento dedicado para el cálculo del flujo, corte de agua, cabeza de la bomba y eficiencia energética del pozo productor, módulo de entradas y salidas analógicas y digitales I/O (módulo I/O) encargado de realizar la lectura y escritura de señales eléctricas con instrumentación del campo de producción, módulo de potencia encargado del suministro, regulación y protecciones de la energía eléctrica que alimenta los módulos del sistema de medición virtual en tiempo real y módulo de interfaz hombre-máquina - HMI encargado de presentar y recibir comandos del usuario y presentar resultados del sistema.

La presente invención se conforma e integra los modelos y algoritmos matemáticos que representan cada uno de los equipos principales de subsuelo (motor, separador de gas, bomba y tubería de producción), modelo de transferencia de calor del motor-fluido, modelo de eficiencia energética del pozo y el modelo de comportamiento del fluido, y los algoritmos de solución e interacción entre estos modelos. Usando como entradas los valores de las variables en línea proveniente de los sensores e instrumentación asociada al sistema de levantamiento artificial del pozo productor. El método realiza la medición virtual simultánea y en tiempo real del flujo, corte de agua, cabeza de la bomba y eficiencia energética de uno o varios pozos productores en simultáneo. Además el método tiene en cuenta fenómenos que influyen sensiblemente en el flujo desarrollado por el completamiento BES