

2014-12-01

Sistema de monitoreo para el bombeo de pozos petroleros

Jorge Eliécer Rangel Díaz

Universidad de La Salle, Bogotá, jorangel@unisalle.edu.co

Sandra Cristina Prada Rodríguez

ROCATEK, sandra.prada@rocatek.com

Jenniffer Marcela Rodríguez Prada

CAV Ingenieros, jenniffer.rodriguez@cavingenieros.com

Follow this and additional works at: <https://ciencia.lasalle.edu.co/ep>

Citación recomendada

Rangel Díaz, Jorge Eliécer; Prada Rodríguez, Sandra Cristina; and Rodríguez Prada, Jenniffer Marcela (2014) "Sistema de monitoreo para el bombeo de pozos petroleros," *Épsilon*: Iss. 23 , Article 6.

Disponible en:

This Artículos de investigación is brought to you for free and open access by the Revistas descontinuadas at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Épsilon by an authorized editor of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

Sistema de monitoreo para el bombeo de pozos petroleros

JORGE ELIÉCER RANGEL DÍAZ¹

SANDRA CRISTINA PRADA RODRÍGUEZ²

JENNIFFER MARCELA RODRÍGUEZ PRADA³

RESUMEN

El presente artículo está enfocado en el diseño y en la ejecución de un sistema de monitoreo de variables empleadas en el proceso de extracción y bombeo de los pozos petroleros durante la exploración de terrenos que realiza la empresa Drilling and Production Services SAS. Actualmente, los operarios de esta empresa llevan a cabo el monitoreo de las variables de presión y flujo, en tres puntos diferentes de las perforaciones por medio de sensores. Esto se debe a que es importante saber con exactitud la cantidad de petróleo que transita a lo largo del tubo y detectar si existe un problema de fugas en este. Por otro lado, la ubicación de estos sensores ocasiona que el proceso de almacenamiento de datos se vuelva poco preciso y dispendioso para los operarios, debido al desplazamiento que deben realizar de un sitio a otro, y al trabajo de reunir toda la información después de una exploración; por tal razón, se propone un sistema de centralización de la información que permita monitorear y generar los reportes respectivos de cada uno de los procesos que se llevan a cabo.

Palabras clave: sistema de monitoreo, bombeo, centralización de información, variables, presión y flujo.

¹ Ingeniero electrónico. MSc. PhD en Ingeniería Mecánica. Profesor de la Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería en Automatización Universidad de La Salle, Bogotá, Colombia. Correo electrónico: jorangel@unisalle.edu.co.

² Ingeniera de diseño y automatización electrónica. ROCATEK. Correo electrónico: sandra.prada@rocatek.com.

³ Ingeniera de diseño y automatización electrónica. CAV Ingenieros. Correo electrónico: jennifer.rodriguez@cavingenieros.com.

FECHA DE RECEPCIÓN: 3 DE DICIEMBRE DE 2013 • FECHA DE APROBACIÓN: 25 DE MARZO DE 2014

Cómo citar este artículo: Rangel Díaz, J. E., Prada Rodríguez, S. C. y Rodríguez Prada, J. M. (2014). Sistema de monitoreo para el bombeo de pozos petroleros. *Épsilon* (23), 85-103.

ABSTRACT

This article focuses on the design and implementation of a monitoring system of variables used in the extraction and pumping of oil wells during the exploration of land made by Drilling and Production Services SAS. Currently, operators of the company use sensors to perform the monitoring of pressure and flow variables at three different points of the perforations, since it is important to know the exact amount of oil that travels along the tube and to detect any leakage problem. Furthermore, as a result of the location of these sensors the data storage process becomes inaccurate and expensive for operators, due to displacement from one place to another and to the difficulty to gather all the information after an exploration. For this reason, the article proposes a system for the centralization of information which allows to monitor and generate reports of each individual processes carried out.

Keywords: monitoring system, pumping, centralization of information, variables, pressure and flow.

Sistema de monitoramento para o bombeamento de poços petrolíferos

RESUMO

O presente artigo está enfocado ao desenho e à execução de um sistema de monitoramento de variáveis empregadas no processo de extração e bombeamento dos poços petrolíferos durante a exploração de terrenos realizada pela empresa Drilling and Production Services SAS. Atualmente, os operários desta empresa realizam o monitoramento das variáveis de pressão e fluxo, em três pontos diferentes das perfurações por meio de sensores. Isto se deve a que é importante saber com exatidão a quantidade de petróleo que transita ao longo do tubo e detectar se existe um problema de fugas no mesmo. Por outro lado, a localização destes sensores faz com que o processo de armazenamento de dados se torne pouco preciso e dispendioso para os operários, devido ao deslocamento que devem realizar de um lugar a outro, e ao trabalho de reunir toda a informação depois de uma exploração; por essa razão, propõe-se um sistema de centralização da informação que permita monitorar e gerar os relatórios respectivos de cada um dos processos realizados.

Palavras chave: sistema de monitoramento, bombeamento, centralização de informação, variáveis, pressão e fluxo.

Introducción

En la actualidad los productos refinados deben cumplir con determinadas especificaciones técnicas y por tal exigencia el proceso de exploración y extracción debe realizarse bajo ciertas condiciones de seguridad y de calidad que garanticen un aprovechamiento máximo del petróleo (Decreto 2058 de 1991). Desde las primeras exploraciones de petróleo realizadas alrededor del mundo entero, se han desarrollado tecnologías con las cuales se ha logrado garantizar un proceso planeado, controlado y finalmente supervisado. El monitoreo y la supervisión de cualquier proceso industrial son benéficos para las empresas, debido a que se logran determinar a tiempo situaciones poco favorables para la ejecución de una tarea, y que alteran la normalidad y la efectividad de un sistema, por lo que es posible tomar medidas inmediatas que dan solución al problema.

El monitoreo resulta fundamental debido al interés de las empresas dedicadas a la extracción petrolera, ya que estas buscan garantizar procesos libres de pérdidas y entregar información confiable de cada exploración. Teniendo en cuenta lo anterior, el presente artículo plantea un sistema que permite monitorear, de forma centralizada, las variables de presión y de flujo en diferentes puntos de la tubería por la que fluye el petróleo a la superficie. Por otro lado, un sistema de monitoreo no busca solamente obtener datos del proceso actual, sino también dar la posibilidad de llevar un registro con el que en un futuro se logre determinar el comportamiento del sistema basándose en la información adquirida. Mediante este registro es posible llevar un histórico del comportamiento del proceso, para así proponer una solución a largo plazo que satisfaga por completo las necesidades, anticipándose a posibles errores ocasionados por cambios críticos en el comportamiento de las variables a las que se les haya hecho seguimiento con el sistema de monitoreo.

Debido a que las empresas colombianas están buscando mejorar sus procesos de exploración de terrenos para poder competir con multinacionales presentes en el territorio, se están implementando sistemas de monitoreo que den aviso de cualquier funcionamiento que se encuentre por fuera de los parámetros establecidos inicialmente. Una alarma puede permitir corregir un problema en cuestión de segundos, un registro puede permitir prevenir un problema mayor con anticipación y, finalmente, un monitoreo del sistema en tiempo real puede evitar pérdidas económicas a la compañía y un daño irreversible al medio ambiente.

Por esta razón, el sistema descrito en este artículo busca garantizar que no existan pérdidas de petróleo durante el recorrido de este, y a su vez monitorear el estado de las variables de presión y caudal, por medio de un conjunto, hardware y software, que pretende optimizar el funcionamiento a través de la centralización de la información, reducción en los tiempos de implementación del proceso con una alta precisión a un menor costo. Asimismo se busca evidenciar resultados satisfactorios en la empresa Drilling and Production Services SAS, al confirmar la eficacia en la adquisición de los datos, su versatilidad, el fácil mantenimiento y el uso de recursos técnicos.

Antecedentes

En la actualidad, el petróleo se usa principalmente como combustible y materia prima para una gran variedad de productos derivados, entre los cuales se encuentran: plásticos, aceites, lubricantes, fibras sintéticas, detergentes, productos de limpieza, insecticidas, prótesis de extremidades, implantes y cemento, entre otros. La implementación de sistemas de monitoreo relacionados con el petróleo se da a escala global. Empresas como Schlumberger tienen más de 800 sensores instalados en todo el mundo, junto a sistemas de monitoreo que adquieren inicialmente la señal proveniente de cada uno de los sensores implicados en el proceso, y la representa en forma de estadísticas en un software agradable para el usuario; un sistema completo de monitoreo y comunicación, que maneja diversos sensores para medición de flujo, densidad de flujo, temperatura y presión (Schlumberger, 2011).

En el continente americano, la empresa General Electric implementó un sistema de monitoreo de condición en la refinería de petróleo de la ciudad estadounidense de Bently, Nevada, que consiste en la adquisición de datos relacionados con el funcionamiento y estado de los equipos instalados con el fin de programar mantenimientos preventivos sobre estos, lo cual permite ahorrar tiempo y dinero, al mismo tiempo que se realiza un proceso de refinación adecuado (GE Energy, 2010).

Los sistemas de monitoreo no solo se han relacionado con el petróleo durante su proceso de extracción, sino también con los impactos que la industria petrolera causa en el medio ambiente. Por ejemplo, en la ciudad de Groveton, New Hamp-

shire, Estados Unidos, la empresa Nobis Engineering Inc. ha implementado un sistema de monitoreo de suelo, subsuelo y aguas subterráneas en áreas de influencia petrolera (Garvin, 2010).

En Latinoamérica, dentro de los desarrollos enfocados al monitoreo de la extracción de petróleo, se encuentra el trabajo titulado *Incremento de producción de petróleo aplicando sistema automatizado de control de presión anular en pozos de crudos extrapesado en PDVSA, Distrito San Tome*, llevado a cabo por Brunings, Becerra y Quijada (2011), en el cual se optimizó la eficiencia del bombeo aplicando un sistema automatizado de control y monitoreo de la presión anular del flujo del pozo, trabajo expuesto en el World Heavy Oil Congress, Venezuela, 2009.

En Colombia, el tema de sistemas de monitoreo ha tomado cada vez más fuerza. Tenemos el caso de la empresa H MV Ingenieros que implementó un sistema de monitoreo y supervisión remota mediante sistema SCADA para tres pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) en zonas rurales de Antioquia, cuyos datos se visualizan y se almacenan en una central de Medellín, lo cual permite llevar un registro del funcionamiento de cada una de las PCH (Zapata y Gil, 2011). Por otro lado, empresas como Sincron S. A. han realizado varios desarrollos de monitoreo, control y adquisición enfocados al área de los hidrocarburos en general, entre los cuales se encuentra un “Sistema de monitoreo y control de pozos petroleros en el Huila (Ecopetrol)” (Sincron, 2011).

En cuanto a la plataforma de programación del sistema, el software de diseño LabView fue desarrollado por National Instruments a finales de los setenta, y lanzado al mercado en 1986. Se caracteriza por utilizar lenguaje G (gráfico) y por ser una herramienta ampliamente utilizada por científicos e ingenieros para el diseño, el desarrollo y la implementación de aplicaciones de monitoreo y control. LabView ha demostrado ser capaz de brindar las herramientas necesarias para el monitoreo de equipos relacionados con la industria de petróleo y gas, facilitando el proceso de programación del sistema. Se tiene el caso del sistema de “Monitoreo y análisis de bombas de fractura de petróleo” implementado por la empresa Supreme Electrical Services Inc., cuya tarea es la de monitorear el desempeño de bombas de servicio en campos petroleros que facilite la detección de fallas (National Instruments, 2012).

Diseño del sistema

Descripción general

El sistema de monitoreo implementado (figura 1) está diseñado para realizar la adquisición de información de tres sensores de presión con salida 4-20 mA y tres sensores de flujo de reluctancia variable, por medio de los equipos de National Instruments. Así mismo, realiza el envío de dicha información por medio de una Red LAN a un computador principal equipado con tres tarjetas de video y tres monitores, para permitir la visualización del sistema de monitoreo y la publicación de la información adquirida.

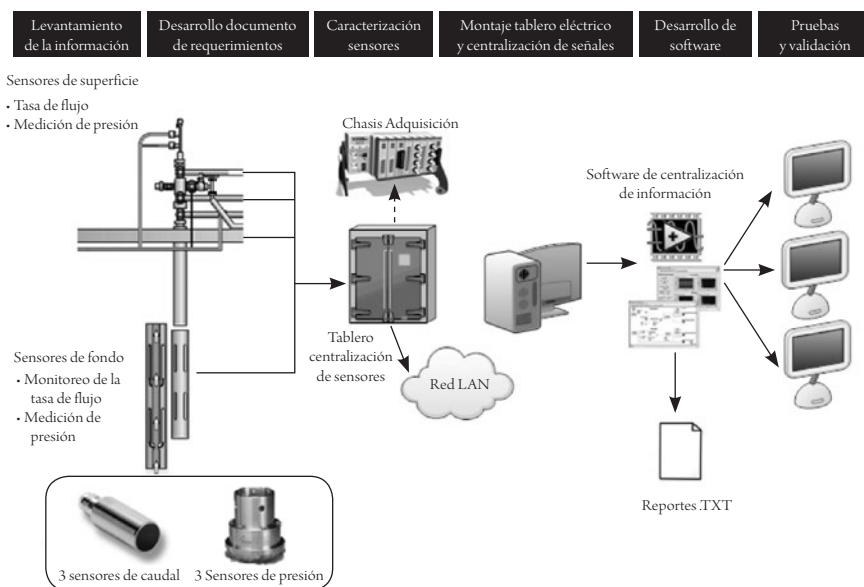


Figura 1. Esquema general y procedimental

Fuente: elaboración propia.

Este sistema (figura 1) le proporciona al usuario una comunicación transparente con los equipos de National Instruments, donde se están adquiriendo y enviando los datos de presión y flujo en la tubería. Es importante resaltar que las operaciones realizadas en este software solo son de adquisición y están sujetas a la información que puedan compartir los sensores.

Instrumentación

El sistema de monitoreo planteado en este artículo posee una fase de caracterización de los instrumentos utilizados dentro del proceso con el objetivo de saber su comportamiento y su funcionalidad. La centralización de la información incluye la utilización de sensores de flujo y sensores de presión con comportamientos completamente diferentes. El sensor de flujo es un sensor de reluctancia variable, genera una señal variable en frecuencia de 0 a 15 kHz y en amplitud de 8 a 190 VP-P; por tal motivo, fue necesaria la implementación de un transductor FDC (Frequency to DC convertors) para linealizar la señal, y así obtener una salida de voltaje directamente proporcional a la frecuencia otorgada por el sensor. La función del transductor es transformar la señal de forma sinusoidal proveniente del sensor, en una señal lineal de frecuencia *vs.* voltaje, en la que la frecuencia de entrada está dada entre 0 y 3000 Hz, y el voltaje de salida está dado entre 0 y 10 V. Por otro lado, el sensor de presión arroja una señal lineal con la que se puede trabajar directamente sin la necesidad de implementar un transductor. En la figura 2 se muestra el comportamiento experimental del transductor, y se puede ver cómo hay una etapa de acondicionamiento de la señal previa al comportamiento lineal que le otorga el transductor al sensor de flujo. Por esta razón, las características se hallan teniendo en cuenta el rango del comportamiento lineal de la señal.

Para el caso del sensor de presión, el comportamiento del sensor es lineal, siguiendo el comportamiento ideal y proporcional que se esperaría para un sensor ideal (figura 3).

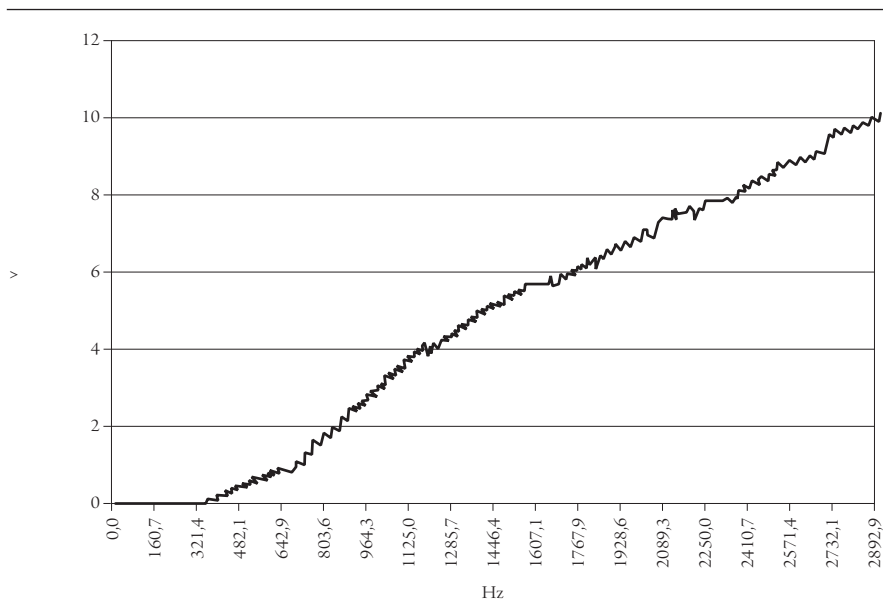


Figura 2. Comportamiento experimental del transductor

Fuente: elaboración propia.

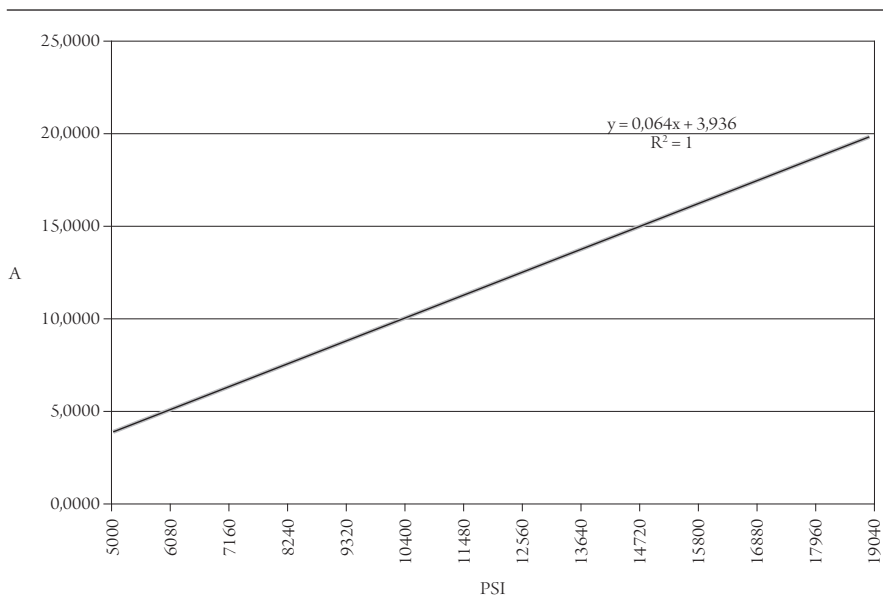


Figura 3. Comportamiento experimental del sensor de presión

Fuente: elaboración propia.

En la tabla 1 se muestran las características obtenidas experimentalmente para cada uno de los sensores. Con las características halladas de estos sensores, se procedió a realizar el software para determinar el comportamiento de los sensores y así poder establecer los parámetros de calibración de estos.

Tabla 1. Características experimentales de los sensores

CARACTERÍSTICA	SENSOR DE FLUJO	SENSOR DE PRESIÓN
Linealidad (ecuación característica)	$y = 0,0194x$	$y = 0,064x + 3,936$
Sensibilidad	0,0194	0,064
Exactitud	0,0919 v	0,0024 mA
Precisión	0,33 %	0,29 %
Repetibilidad	0,0930 v	0,0037 mA
Campo de medida	0-10 v	4 mA-20 mA
Histéresis	0,05 %	0,02 %
Resolución	29,8 Hz	5060 Psi
Tiempo de respuesta	160 ms	< 2,5 ms

Fuente: elaboración propia.

Descripción de la aplicación

El software se desarrolló partiendo de un conjunto de requerimientos definidos al principio del proyecto (figura 4). Para tal fin se determinó su ciclo de vida y se describió su funcionalidad mediante el Lenguaje Unificado de Modelado (UML) con el que se definió y documentó cada uno de los procesos que se programaron en LabView, como herramienta de programación escogida. De acuerdo con la figura 4, se desarrolló un software en LabView que se encarga de la comunicación con el sistema COMPACTDAQ, para la adquisición de la información y el envío de esta al computador para su posterior almacenamiento. Este software se encuentra desarrollado para ser implementado de dos formas diferentes:

1. Fijo: en el que se pueden visualizar las pantallas de adquisición en un PC hasta con cuatro monitores diferentes.
2. Portátil: en el cual el sistema se puede visualizar todo en un PC portátil.

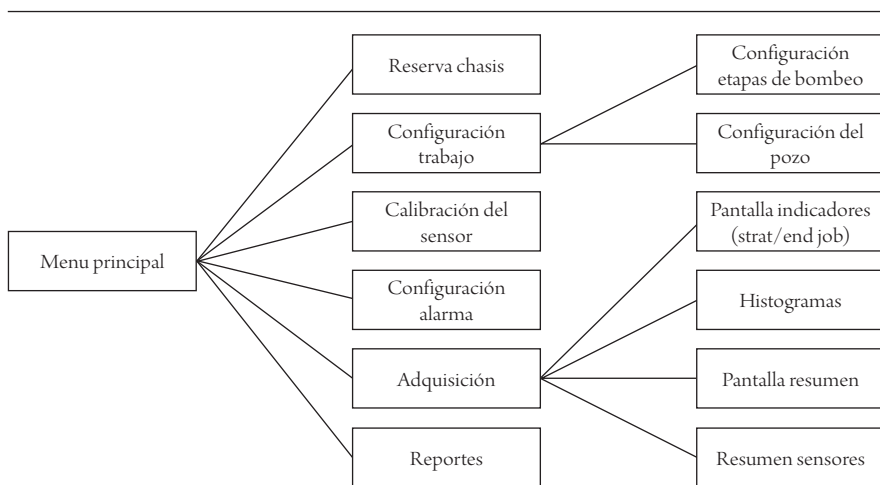


Figura 4. Mapa de navegación

Fuente: elaboración propia.

Las funciones del software son (figura 4):

Reservar chasis. Al ingresar a la aplicación, para poder acceder a cualquiera de las opciones del programa, este solicita realizar la reserva del chasis con el fin de realizar la identificación de los módulos integrados al chasis y poder acceder a la adquisición.

Configuración del trabajo. Esta pantalla se encuentra compuesta por dos etapas: primero, la información relacionada con el nombre de la empresa, del pozo, cantidad de *tubings* y de etapas durante el bombeo. Además en esta pantalla se encuentra un “Table Control”, en el que se deben definir las densidades de cada etapa para los posteriores cálculos y además ingresar una descripción por cada etapa. En la segunda etapa se ingresa, se calcula y se genera el primer documento de texto con la información de configuración del bombeo. La información relacionada con el pozo que se puede encontrar en esa pantalla es:

- Tamaño de la tubería (pulgadas-in).
- Longitud de la tubería (Pies-Ft).
- Longitud de la cubierta (Casing) del pozo (Pulgadas-in).

- Dimensiones de la perforación (Pies-Ft).
- Tipo de empaque.
- Capacidad de la tubería (Barriles y Galones-BBL y Gal).
- Capacidad de la perforación (Barriles y Galones-BBL y Gal).
- Profundidad promedio (Pies-Ft).

Además de la información del fluido como:

- Densidad del fluido (del 1er Stage).
- Presión hidrostática (PSI).

Calibración de sensores. En esta pantalla se pueden calibrar los sensores de presión y de caudal; para el sensor de presión se deben tomar dos rangos para su calibración, mientras que para el de caudal solamente se establece un factor de calibración (pulsos/galón). Por otro lado, en esta pantalla el usuario podrá asignar el canal en el cual conecta los respectivos sensores; además, el usuario podrá ir a la pantalla de resumen de sensores, para su posterior verificación.

Configuración alarmas. En esta pantalla el usuario podrá especificar los umbrales máximos de las alarmas de los sensores que se hayan calibrado. Los sensores calibrados de presión o caudal serán los que se listarán para su posterior configuración. El usuario podrá registrar todos los datos y guardar los cambios al final. Si el usuario desea sobrescribir algún dato podrá hacerlo hasta antes de iniciar el bombeo. Una vez iniciado el bombeo esta ventana quedará inhabilitada para posteriores cambios durante la operación.

Adquisición. En esta opción el usuario ingresa a un submenú, en el que se podrá acceder a las diferentes pantallas relacionadas con la visualización y demás tareas de la adquisición durante el bombeo.

Iniciar/cambiar etapa (pantalla principal de adquisición). En esta pantalla el usuario podrá inicializar o finalizar el trabajo de bombeo, cambiar de *stage*, e ir al submenú

principal. También podrá encontrar las presiones, los volúmenes, los caudales, la densidad, la presión de fondo y las alarmas del sistema (las alarmas corresponden a los sensores; estas se activarán si ha sobrepasado el umbral establecido por encima o por debajo o en caso de falla de algún sensor; se aclara que estas alarmas son solo de tipo informativo, no presentan ninguna acción correctiva o preventiva, y el motivo de la alarma solo se podrá saber en el archivo de texto correspondiente a la adquisición del bombeo).

Histograma. En esta pantalla el usuario podrá visualizar en tiempo real el comportamiento de algunas variables. Cada variable cuenta con su propio dominio y en el eje x se mostrará el tiempo transcurrido de la adquisición. Es importante tener en cuenta que esta pantalla es solo de visualización y el usuario solo podrá efectuar operaciones relacionadas con esta, como por ejemplo:

- Habilitar y deshabilitar variables.
- Realizar zoom (acercar o alejar).
- Cambiar colores, forma, estilo y ancho de las líneas de los indicadores.

Entre otras opciones que se listan, el usuario podrá exportar la información o la gráfica a Excel. Es importante tener en cuenta que:

- Los rangos de y son autoajustables según la adquisición.
- La gráfica se actualiza segundo a segundo.
- La capacidad máxima de visualización de la gráfica es de 5 min (eje x).

Pantalla resumen indicadores. Esta pantalla muestra el resumen de las principales variables durante el bombeo. En esta pantalla, además de la información que se muestra en la gráfica, en la parte izquierda superior se visualizará el nombre del pozo (dato ingresado por el usuario). Al igual que la pantalla de histograma, esta pantalla es solo de visualización y no se podrá efectuar ningún tipo de acción sobre esta.

Reportes. Como se ha mencionado anteriormente, el software genera dos archivos de texto:

1. Configuración del bombeo.

2. Adquisición.

El archivo de adquisición contiene la información de todas las variables que intervienen en este proceso:

- Hora (H:M:S)
- Etapa.
- Sensor de Presión <Pressure Sensor (PSI)> (Sensor de reserva de presión).
- Sensor Presión Anular <Annulues Pressure (PSI)>.
- Sensor Presión de Tubería <Tubing Pressure (PSI)>.
- Sensor Caudal 1 <Sensor Q1 (BMP)>.
- Sensor Caudal 2 <Sensor Q2 (BMP)>.
- Sensor Caudal 3 <Sensor Q3 (BMP)>.
- Taza de Mezcla <Slurry Rate>.
- Volumen por Etapa <Volume Stage>.
- Volumen Total Bombeo <Total Volume>.
- Presión de fondo <Hole Pressure>.
- Seis alarmas, una por cada sensor.

Las alarmas se marcan como:

- Alta (High).

- Baja (Low).
- No hay alarma (--).

Los reportes que se generan en esta pantalla dependen del usuario. En esta pantalla el usuario una vez haya terminado la adquisición podrá generar un reporte con la información que desee, seleccionando dichas variables. A su vez, podrá seleccionar por defecto la última adquisición o seleccionar un archivo de extracciones anteriores.

Arquitectura de programación

A continuación se describe el modelo de la arquitectura implementado en el desarrollo del software del “Sistema de monitoreo de pozos petroleros”. Se podrán evidenciar dos máquinas de estados principales; se describe el comportamiento de cada una de las funciones (salidas), según los parámetros de entrada. Cabe resaltar que cada estado ejecuta un código y determina la transición al siguiente estado.

Dentro de las ventajas de un desarrollo de software por medio de este tipo de arquitectura se resaltan la transición de un estado a otro dependiendo de los eventos de los usuarios o del estado de algunas variables de entrada y la fácil modificación y depuración sobre este. Cabe aclarar que en caso de ocurrir dos eventos simultáneos, el programador es quien determina la prioridad de un evento o estado.

Menú principal. Esta arquitectura se controla a través de una estructura de eventos de usuario, diseño que está pendiente de lo que ocurre en la interfaz gráfica en la que el código se ejecuta en respuesta a las acciones del usuario. Algunos ejemplos de eventos de LabView son Presionar el ratón, Presionar una tecla o Interacción del usuario con la pantalla principal. Como se puede observar en la figura 5, el estado actual permanecerá “dormido” (*timeout* – Evento usuario <Estado de transición>) hasta ocurrir un evento, garantizando una captación de todos los eventos y una ejecución de estos en el orden que ocurren sin cargar el procesador y sin realizar ciclos implícitos. Esta máquina de estados describe el funcionamiento principal del software a través de la descripción del menú principal, permitiendo el acceso a cada una de las funciones del software. En la figura 5 se puede visualizar que para poder acceder a algunos estados se requiere que se cumplan ciertos requerimientos (estado de algunas variables).

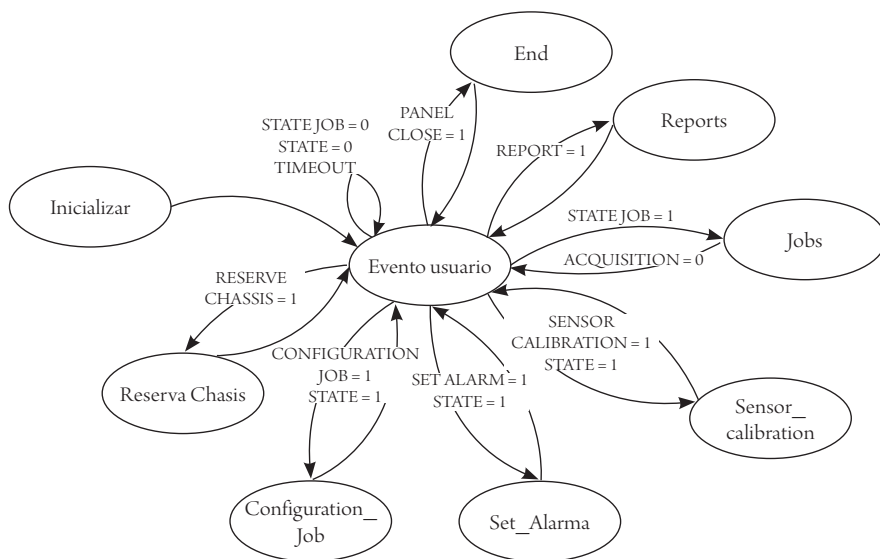


Figura 5. Diagrama máquina de estado menú principal

Fuente: elaboración propia.

Adquisición. A continuación se describe la arquitectura implementada para realizar la adquisición de la información durante el bombeo. La figura 6 es un VI que consta de tres ciclos o bucles en paralelo. El primer bucle describe una máquina de estados por evento de usuarios; el segundo, un ciclo productor, y el tercero, un ciclo consumidor. Como la ejecución del ciclo productor depende de las acciones del usuario, se implementó una estructura de eventos dinámicos para controlar tareas diferentes del software de manera simultánea; y por último, el ciclo del consumidor depende directamente de la salida del ciclo productor.

En la arquitectura productor/consumidor (figura 6), el productor es el encargado de generar los datos durante la adquisición. Estos datos son almacenados en una cola como mecanismo para compartir información (esta cola se comporta como una memoria FIFO). Por otro lado, el consumidor se encarga de ir retirando uno a uno los elementos de esa cola y de procesar cada dato. Cabe resaltar que el ciclo consumidor tarda un poco más en ejecutarse (procesar información), que el productor en adquirir la información.

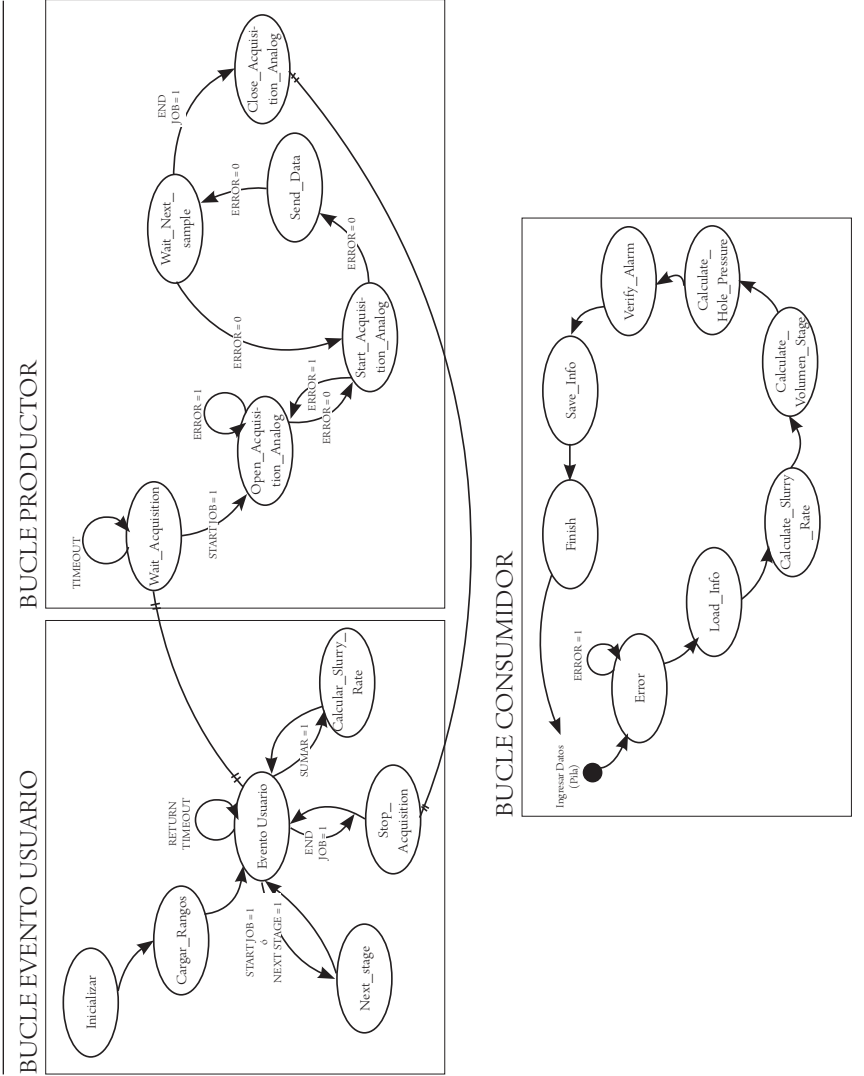


Figura 6. Máquinas de estados de usuario-productor-consumidor

Fuente: elaboración propia.

La transición de cada uno de los estados del productor depende de si existe algún tipo de error en la comunicación con el hardware (cDAQ9188), o si ocurre algún evento definido por el usuario como por ejemplo iniciar adquisición o finalizar adquisición. Por el contrario, el consumidor realiza un ciclo completo por cada dato y la transición de sus estados es independiente de la interacción que el usuario tenga con la interfaz, y solo depende de que no exista una falla en el envío de la información a la cola por parte del productor.

Conclusiones

El desarrollo y puesta a punto del sistema requirió una toma de datos y la extracción de información certera en la etapa inicial de este. Manejar información poco confiable en esta primera etapa pudo generar inconvenientes que se habrían visto reflejados en el incumplimiento de los tiempos de entrega, en la calidad de la aplicación y en el costo del desarrollo del proyecto. Fue completamente relevante invertir tiempo suficiente en el entendimiento del proceso y de la aplicación involucrada en el problema, para dar una solución óptima y eficiente con la que se garantizó un cumplimiento global de todas las necesidades que se identificaron.

La etapa del diseño de la aplicación solo pudo darse de manera óptima, gracias a que se tuvo la información suficiente del proceso y de la aplicación planteada. En esta etapa se definieron todos los parámetros de desarrollo del proyecto y se dio un orden secuencial a la realización de las tareas, de manera tal que se lograron especificar todos los detalles necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. Gracias al diseño que se llevó a cabo del sistema completo, se pudieron establecer todos los requerimientos tanto del usuario como del desarrollador, para el seguimiento de cada una de las etapas del proyecto.

La utilización de LabView como herramienta de programación permitió realizar un desarrollo gráfico que optimizó la secuencia del programa debido a la arquitectura de programación elegida, las máquinas de estado. Dado que LabView maneja un flujo de datos a través de cables y conexiones entre diferentes funciones, la elección de las máquinas de estado facilitó la escalabilidad del software, ya que en el ámbito industrial la escalabilidad de un desarrollo de software es una de las características más importantes que este debe cumplir, pues permite la evolución y la fácil modificación de los códigos de programación.

La realización del software para el monitoreo de las variables en cuestión requirió una descripción adecuada de cada uno de los procesos que en él se llevaron a cabo. Para cumplir este fin, se utilizó el Lenguaje Unificado de Modelado (UML), por medio del cual se logró definir y documentar detalladamente cada uno de los actores y de los procesos involucrados en el sistema. Es importante resaltar que UML es un lenguaje gráfico que complementa la programación estructurada desarrollada en LabView, en el que se utilizaron las estructuras de secuencia, selección e iteración.

El objetivo del sistema de monitoreo es manejar la información adquirida por los equipos para realizar análisis y estadísticas de los datos obtenidos y así tomar acciones preventivas o correctivas sobre el funcionamiento de los equipos. Debido a que los registros se llevaron a cabo en archivos de extensión .txt y no en bases de datos, el sistema quedó con una configuración abierta y no cerrada, facilitando así la interacción con otros programas de análisis de información, debido a que cada archivo de texto puede ser cargado por otro software, incluso durante el proceso de bombeo de petróleo.

La elección de cada uno de los equipos para el desarrollo completo de la aplicación permitió establecer un fundamento sólido sobre el que se pudo trabajar. Dado que los instrumentos con los que se trabajó fueron suministrados por Drilling and Production Services, la caracterización de cada uno de los sensores fue vital para determinar el comportamiento de estos y así establecer el acondicionamiento de señal necesario para obtener la salida deseada. En otras palabras, en una aplicación de índole industrial las especificaciones técnicas de cada uno de los instrumentos dan las pautas necesarias para el tratamiento adecuado de la señal que se desea medir.

Durante la puesta a punto del sistema completo, se identificaron errores y detalles en la programación, que aunque no alteraron de forma crítica el proceso, se tuvieron en cuenta para la entrega de una solución guiada por los requerimientos establecidos en la etapa de diseño del sistema. Dado que la idea se vendió como una solución llave en mano, la puesta a punto determinó que la solución desarrollada cumplió con las necesidades planteadas por el cliente.

La implementación del sistema de monitoreo para el bombeo de pozos petroleros solucionó la problemática planteada por Drilling and Production Services, al centralizar y permitir un manejo óptimo de la información de manera tal que se pudiera llevar un seguimiento adecuado de cada una de las extracciones de petróleo

realizadas. El trabajo en conjunto entre Control y Automatización Virtual Ltda. y la empresa permitió desarrollar una aplicación completa, escalable y versátil, con la que se mejoraron las condiciones tecnológicas del proceso.

Referencias

- Brunings C., Becerra G. y Quijada W. (2011). *Incremento de producción de petróleo aplicando sistema automatizado de control de presión anular en pozos de crudo extra-pesado en PDVSA. Distrito San Tome*. Paper 20090-0128.
- Decreto 2058 de 1991 (30 de agosto), por el cual se determinan las empresas de servicios de que trata el artículo 16 de Ley 9a. de 1991. *Diario Oficial* 40.006. Bogotá.
- Garvin, P. (2010). *Subsurface investigations and groundwater quality monitoring petroleum AST/UST areas*. Recuperado de <http://www.nccouncil.org/pdf/Subsurface%20Investigationsand%20Groundwater%20Quality%20Monitoring%20Petroleum%20AST%20UST%20Areas%20.pdf>
- GE Energy. (2010). *Petroleum refinery*. Recuperado de http://www.ge-mcs.com/download/appolutions/GEA17985A_8.25x11_LR.pdf
- National Instruments. (2012). *Oil well fracture pump monitoring and analysis using LabVIEW and NI RIO technology*. Recuperado de <http://sine.ni.com/cs/app/doc/p/id/cs-11315>
- Schlumberger. (2011). *Manual de control de pozos*. Recuperado de <http://es.scribd.com/doc/20355397/Manual-de-Control-de-Pozos>.
- Sincrón. (2011). Sistema de monitoreo y control de pozos petroleros en el Huila (Ecopetrol). Recuperado de <http://www.sincron.com.co/catalogo4.htm>
- Zapata, A. y Gil, C. (2011) Monitoreo y supervisión remota mediante sistema SCADA. *Mundo Eléctrico*, 25(84), 17-19.

