



Más allá de la sala de control

Por **Jonas Berge**, Emerson Process Management

Este trabajo explica cómo se puede integrar la información captada por los sensores inalámbricos al resto de la industria, con el fin de dar soporte al personal de la planta, más allá de la sala de control.

En la industria del petróleo y del gas, la instrumentación actual ha facilitado mediciones de procesos críticos cada vez mejores para un control seguro de las plantas de producción. Numerosas plantas ya están siendo modernizadas con una segunda capa de automatización, para conseguir una visión más completa de los procesos, con el fin de llegar a ser plantas inteligentes.

Así se desprende del artículo “*Second Layer of Automation*”, publicado en la edición marzo-abril 2014 de *Control Engineering Asia*.



En suma, se cuenta cómo a través del desarrollo de un gran número de sensores inalámbricos, muchos de los cuales no son invasivos, para cubrir mediciones faltantes, se ha logrado que las plantas sean más confiables, más amigables con el medio ambiente, que consuman energía más eficientemente y sean un lugar más seguro para trabajar.

Algunas de esas mediciones, obtenidas por medio de una visión más completa del proceso, llegan a los operadores en la sala de control con el fin de incrementar la conciencia si-

tucional; sin embargo, la mayoría de la información es enviada al personal más allá de la sala de control, pues es dirigida a las oficinas de las divisiones responsables de la confiabilidad y mantenimiento, eficiencia energética y salud, seguridad y medio ambiente (*HS&E* en inglés).

Integración del software operacional de la planta

El *gateway* de la red del sensor inalámbrico se puede integrar a otros sistemas múltiples al mismo tiempo. De-

bido a esto, los transmisores inalámbricos en la misma red pueden enviar los datos tanto al sistema de control como a un segundo sistema independiente; por ejemplo, a aplicaciones de *software* como el Asset Management System (AMS), o a un *software* operacional de la planta (conocido como *historian* en inglés). Las aplicaciones AMS se pueden integrar utilizando el protocolo Modbus/RTU en vez del RS485, o el protocolo Modbus/TCP en lugar de Ethernet. En muchas compañías, se elige el protocolo Modbus/RTU para una integración al DCS (Sistema de control distribuido), con el fin de evitar preocupaciones relacionadas con la ciberseguridad al utilizar un protocolo TCP/IP proveniente del departamento de IT.

El *software* operacional de la planta, también conocido como *Plant Information Management System (PIMS)*, se integra a redes de sensores inalámbricos múltiples en todas las áreas de la planta, así como al sistema de control, sistema de seguridad, sistema de medición y unidades de paquetes, así como a otros sistemas provenientes de diferentes fabricantes para recolectar la información de todas estas fuentes. Debido a que el *gateway* inalámbrico soporta el protocolo OPC por medio de un proxy, los datos del sensor se pueden integrar a casi cualquier *software* operacional de la planta de cualquier fabricante, viejo o nuevo, ya que la mayoría, si no es que todos los *softwares* operacionales de la plantas, soportan OPC. Por esta razón, es posible modernizar las plantas con una tecnología que permita una visión más completa de los procesos. El *software* operacional de la planta se selecciona usualmente independiente al DCS, porque dicho *software* se utiliza para todas las funciones de la planta. El *software* operacional puede dar soporte a plantas múltiples que compañías multinacionales tienen alrededor del mundo, y que a la vez tienen un sistema de control diferente, de muchas generaciones inclusive. Las compañías globales pueden tener acceso a nivel comercial a los datos de cada sistema de control en cada planta alrededor del mundo por medio del *software* operacional que se ajusta por zona horaria, con el fin de comparar el desempeño de las plantas, identificando de esta forma métodos de mejores prácticas.



Los datos del *software* operacional de la planta llegan a cada jugador del equipo para lograr una conciencia situacional adecuada.

Muchos tipos de *software* para aplicaciones de procesos soportan el protocolo OPC y pueden, como resultado, integrarse de forma alterna y directa al *gateway* inalámbrico a través del servidor OPC.

El servidor del *software* operacional de la planta almacena todos los datos en tiempo real, incluyendo millones de etiquetas durante décadas. Con el pasar del tiempo, esto añade grandes cantidades de información, comúnmente denominado "Big Data".

Para hacer que el Big Data sea más manejable, los datos pueden ser organizados por cada recurso como intercambiadores de calor o bombas, y estructurarlo jerárquicamente de acuer-

do con la organización de la planta, haciendo más fácil para el personal de diferentes divisiones el extraer la información correcta.

Las capacidades de análisis del *software* operacional incluyen promediar, totalizar, realizar ecuaciones con base en cálculos, e incluir sistemas computarizados avanzados, alarmas y métodos de calidad como el *Statistical Quality Control (SQC)*, para convertir los datos sin procesar en datos accionables y notificaciones. Los datos de múltiples fuentes, como variables de procesos del sistema de control y mediciones de equipos por sensores en la red inalámbrica, pueden ser analizados conjuntamente, así como com-

parados y correlacionados. Esto representa que las mediciones de sensores múltiples pueden ser agregadas como un indicador clave de desempeño (*KPI* en inglés).

Las aplicaciones especializadas de terceros fabricantes, como un *software* de manejo de energía, pueden tener acceso a los datos de todas fuentes subyacentes, como el sistema de control y redes de sensores inalámbricos a través del *software* operacional de la planta en tiempo real, o como datos históricos. Esta capacidad de integración es ideal para el manejo de energía.

El *software* operacional lleva la información más allá de la sala de control, mientras que el servidor del *software* es accesible desde las computadoras de los clientes en la red corporativa, habilitando a las divisiones responsables del mantenimiento, fiabilidad, manejo energético y *HS&E* a tener acceso a los datos requeridos desde su estación de trabajo. Tener acceso a los datos es otorgado basándose en los requerimientos de las funciones de los encargados.

Los datos obtenidos de los sensores nuevos se hacen disponibles en el *software* operacional de la planta, donde pueden ser visualizados en la pantalla de cualquier monitor. Las compañías pueden construir un centro corporativo de operaciones, en donde los datos de cualquier planta dentro de las zonas horarias puedan ser observados. Esta acción permite la estandarización de aspectos como mantenimiento, fiabilidad, eficiencia energética y desempeño entre las distintas plantas a nivel global, además de contar con un experto en la materia, conocido como el *Subject Matter Expert (SME)*, quien puede tener acceso a la información y compartir su conocimiento con las plantas en cualquier punto para resolver problemas con las bombas, intercambiadores de calor y otros activos.

Los datos obtenidos desde el DCS, *gateways* inalámbricos y otras fuentes de datos están disponibles en la aplicación de reporte del *software*, el cual, utilizando el programa de MS-Excel y un servidor web, pueden publicar reportes basados en funciones a manera de cuadro de hoja de cálculo o tabla pívot; también como paneles de instrumentos incluyendo calibradores de gráficos o tendencias, o como una planilla de anotaciones. Los datos

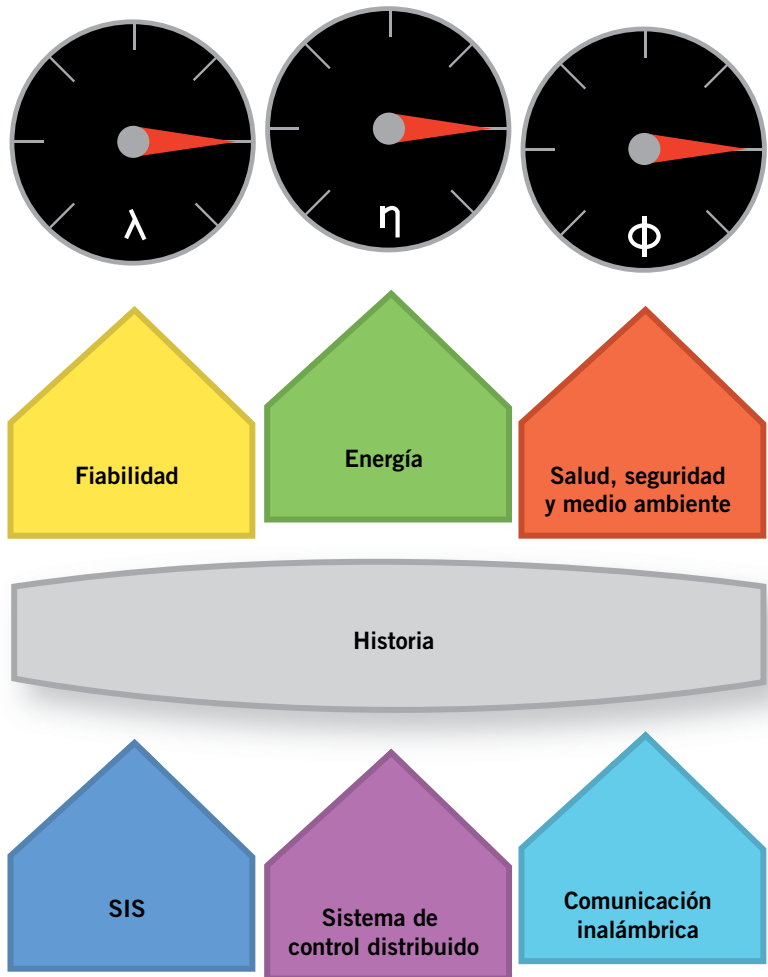
también se pueden poner a disposición como páginas web dentro del negocio a través de un portal web ideal para participación de las diferentes divisiones más allá de la sala de control.

Fiabilidad y mantenimiento

Los ingenieros en fiabilidad y supervisores de mantenimiento en la mayoría de las plantas no tienen acceso a una gran parte de la información que necesitan para planificar un horario diario de mantenimiento, y establecer tiempos para dichas labores en el equipo del proceso, como lo son bombas, intercambiadores de calor y compresores, porque esos activos no están instrumentados o conectados a un *software*. Algunos de los datos son recolectados manualmente por medio de inspecciones en el campo con una pizarra utilizando un probador vibratorio portátil, un medidor de temperatura o tomando las lecturas directamente de los calibradores, visores de nivel o medidores de caudal variables, y escribiéndolas en cuadernos de bitácora. Muchos de los puntos simplemente no se revisan del todo. Entonces, los datos son señalados en hojas de cálculo para calcular el desempeño del equipo. Sin embargo, estas evaluaciones son usualmente menos frecuentes, consumen más tiempo y son propensas a errores producto de puntos de temperatura diferencial que no se ejemplificaron a la vez, datos ilegibles u hojas perdidas.

Actualmente, las plantas se modernizan con transmisores inalámbricos por vibración, temperatura y presión, montados sobre el equipo del proceso para medir los indicadores más destacados de fallos, y alimentando el *software* operacional de la planta con los datos obtenidos. Estas mediciones siguen faltando hasta hoy. El componente de análisis en tiempo real del *software* operacional de la planta se usa para computarizar las condiciones del equipo a partir de los datos sin procesar obtenidos de los sensores instalados en el equipo y las variables de los procesos desde el sistema de control. Se utilizan algoritmos de *software* específicos creados para cada tipo de equipo de proceso como bombas, intercambiadores de calor y compresores, etcétera.

Por ejemplo, se puede calcular la cantidad de calor requerida en cada

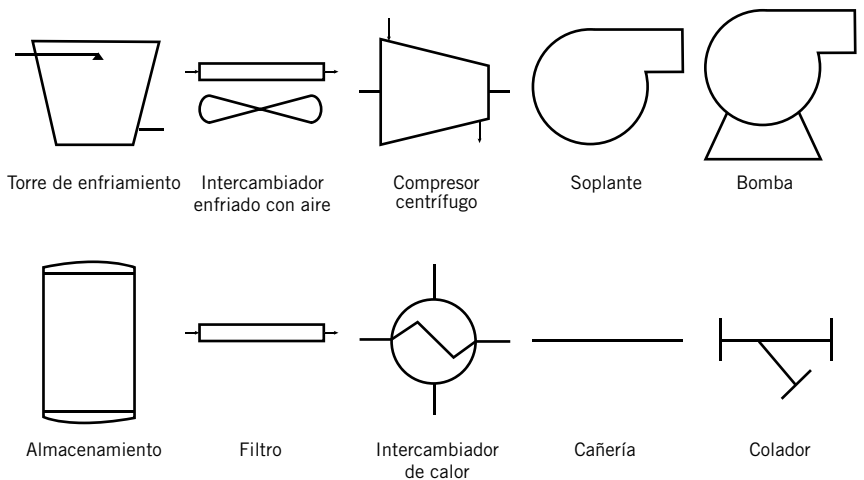


El *software* operacional de la planta recolecta los datos de fuentes múltiples con el fin de extraer información para usuarios múltiples.

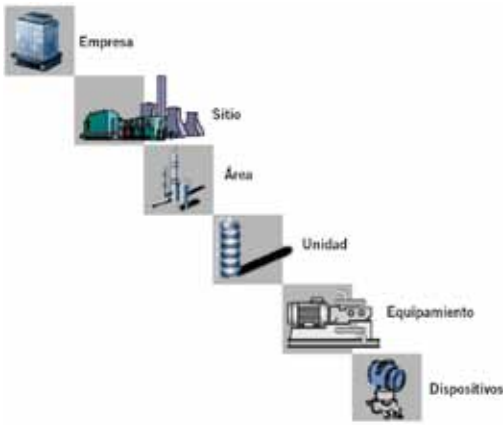
uno de los intercambiadores de calor y disparar una notificación cuando esté muy alta. Otros equipos, como ventiladores/sopladores, intercambiadores de aire frío, torres de enfriamiento, agitadores y cintas transpor-

tadoras, tienen otro tipo de métricas de desempeño.

Los diagnósticos transforman el nivel de los equipos pasándolos de "tontos" a "equipos inteligentes". La información se ingresa en reportes



El análisis en tiempo real para medir el desempeño del equipo conduce a mejores condiciones de fiabilidad y mantenimiento.



El *software* operacional de la planta brinda información adicional, así como la habilidad de "penetrar" en los datos sin procesar.

diarios, semanales y mensuales de mantenimiento y fiabilidad en el monitor de una computadora, y pueden ser visualizados en tiempo real.

Los ingenieros en fiabilidad y los supervisores de mantenimiento obtienen sus reportes y la capacidad de verificar las condiciones actuales de cada pieza del equipo en la planta a partir del *software* operacional del cliente desde su propia oficina, o a través de un portal web para determinar en cualquier momento si es requerido realizar actividades como limpieza, inspección detallada, servicio u otra acción correctiva, de forma que puedan establecer un horario de mantenimiento conforme a esto, asegurando que el equipo se mantenga en buenas condiciones.

Antes de un tiempo de mantenimiento, la condición de todo el equipo debe ser verificada para determinar cuáles partes requieren de algún ajuste o reparación y cuáles no. De esta forma, se minimiza la duración de la suspensión mientras que, al mismo tiempo, no se pasa por alto el equipo que realmente requiere de servicio. Aun es posible posponer el mantenimiento para más adelante. Es un paradigma de mantenimiento centralizado en un *software*. Los procedimientos de las labores deben ser escritos de forma que cada problema que el procedimiento analítico es capaz de descubrir tenga una acción recomendada para su solución.

A nivel de sitio, el mantenimiento y la fiabilidad de la información para los tipos de equipo de servicio similares se pueden comparar con las diferentes unidades de plantas para identificar mejores prácticas. A nivel comercial, los datos de fiabilidad pueden ser comparados entre sitios. Los

SMEs en el centro corporativo de operación tienen la capacidad de monitorear remotamente los activos de los sitios con un mínimo de personal, o sin experiencia local, pero se encuentran en mejor posición para brindar consejo, pues ellos mismos tienen acceso a la información directamente.

El *software* operacional de la planta no considera al *software* que realiza la monitorización de la salud de la maquinaria como parte del sistema de manejo de activos que es utilizado por los expertos para crear un espectro vibratorio y análisis de ondas.

Eficiencia energética

Los supervisores que manejan el consumo de energía en la mayoría de los sitios no tienen acceso a la información que necesitan para dirigir una reducción en el gasto energético, porque el consumo no se mide con una granularidad relativa a la unidad y no está conectada al *software*. Estas medidas de energía se pierden. Cualquier pequeña parte de la información disponible se registra en la hoja de cálculo manualmente.

Además, las fallas en las trampas de vapor y las válvulas de alivio dañadas no se detectan porque no son dispositivos instrumentados o conectados al *software*.

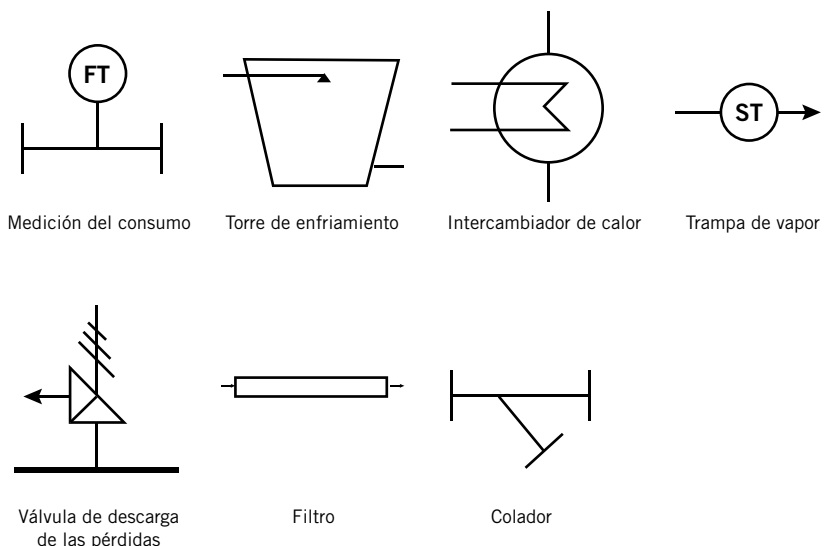
Los transmisores inalámbricos que se utilizan para medir el consumo de energía de procesos como vapor, aire comprimido, combustibles y agua, se distribuyen en toda la planta alimen-

tando el *software* operacional de la planta con los datos sin procesar obtenidos. El consumo de electricidad también se mide. Un componente de análisis en el sistema de manejo de energía a tiempo real integrado con el *software* operacional de la planta se utiliza para llevar los datos sin procesar de medición del sistema de control y red de sensores inalámbricos para almacenar el consumo según unidades en centros de cuenta de energía. La información se ingresa en reportes de energía diarios, semanales y mensuales, que se ven reflejados en la computadora del supervisor encargado. La meta de energía a consumir se calcula dinámicamente en tiempo real, basada sobre la producción y condiciones ambientales, utilizando los datos del historial o los algoritmos de primer principio. Las notificaciones de desempeño se envían cuando el consumo sobrepasa la meta establecida.

Los transmisores acústicos, que también miden la temperatura, se colocan en trampas de vapor y válvulas de alivio. Un resumen de la condición de las válvulas de alivio que presentan fugas también se incluye en los reportes de energía diarios, semanales y mensuales generados por el *software* operacional de la planta, de manera que pueden ser visualizados en tiempo real.

El componente de análisis a tiempo real del *software* puede ser utilizado para computarizar las pérdidas en las válvulas de alivio.

El supervisor encargado puede identificar el lugar y la cantidad de



La recolección y análisis de datos en tiempo real conduce a mejores medidas de ahorro de energía.



Esquema ilustrativo de un informe de análisis de energía del *software* operacional de la planta facilita una monitorización del consumo de energía a tiempo real.

energía que está siendo consumida en toda la planta, además de calcular los gastos de dicho consumo. El componente de análisis del sistema de manejo de energía identifica cuándo y dónde el consumo sobrepasa la meta establecida, permitiendo que el desperdicio de energía sea identificado y reducido. A su vez, el supervisor puede entender los períodos de mejor desempeño y tomar acciones repetidamente. A nivel de sitio, se puede hacer un comparativo del consumo de energía entre plantas de unidades similares para identificar un método de mejores prácticas. A nivel comercial, el desempeño puede ser comparado en ambos sitios.

Las válvulas de alivio que presentan fugas son identificadas de forma que ajustes o reparaciones en la válvula puedan ser programados para detener el desperdicio del producto de valor. Los reportes de fallas en las trampas de vapor se pueden enviar a compañías de

servicio externas encargadas de reemplazar las trampas de vapor para asegurar que estas sean sustituidas lo más pronto posible para detener el escape de vapor, lo cual implica un costo en la producción. Es importante entender que el costo de la monitorización de las trampas de vapor no debe compararse con el costo de la trampa de vapor como tal, sino con el costo del vapor perdido. Una trampa de vapor puede funcionar sin problemas por muchos años, pero cuando falla puede tomar hasta un año completo antes de que sea revisada la próxima vez, lo que representa que el valor del vapor perdido durante ese período es de varios miles de dólares por cada año que falló la trampa de vapor. La cantidad de dinero que se puede ahorrar al detectar las fallas de la trampa de vapor de forma inmediata es mayor en consideración al costo de la solución.

El *software* operacional de la planta no toma el lugar del *software* de mo-

nitización de la trampa de vapor. Dicho *software* es aun requerido para diagnosticar la trampa de vapor, basado en la lectura de ruido y temperatura del transmisor acústico. Sin embargo, el *software* de monitorización de la trampa de vapor puede integrarse al *software* operacional de la planta utilizando especificaciones OPC-A&E, permitiendo que las fallas de la trampa de vapor sean incluidas en los reportes de energía. El componente de análisis a tiempo real del *software* operacional de la planta puede usarse para computarizar las pérdidas de la trampa de vapor.

Salud, seguridad y medio ambiente

Los operadores de la consola DCS necesitan ser notificados si una válvula bypass o una válvula dyke queda abierta después de una prueba de muestra, para que puedan enviar a alguien a cerrarla. O, en el caso de una ducha de seguridad o lavado de ojos, para que puedan enviar personal a asistir al empleado afectado; asimismo, cuando una válvula de alivio se libera de forma que puedan corregir el problema en el proceso. A su vez, el oficial de HS&E también necesita saber si alguna válvula bypass o dyke queda abierta luego de una prueba de muestra, o si una ducha de seguridad o lavado de ojos es activado para que el incidente quede registrado. La liberación de una válvula de alivio se descubre únicamente la próxima vez que dicha válvula es inspeccionada, lo que puede suceder muchos días después. Cuando no se conoce el momento

Desarrollo de Yacimientos de Gas y Petróleo | Exploración | Análisis de Economía y Riesgos | Evaluación, Auditoría y Certificación de Reservas y Recursos



El mejor asesoramiento para sus proyectos y negocios de E&P

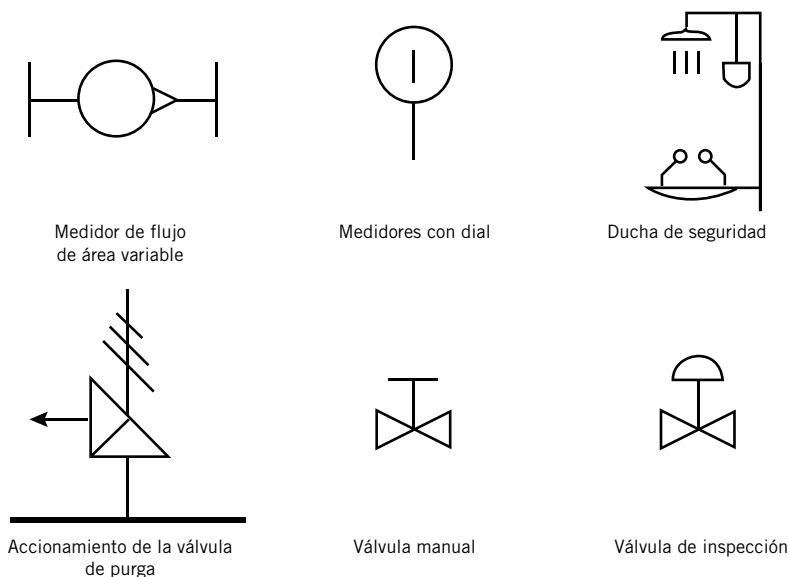
Oficina
San Martín 793, Piso 2º "B" C1004AAO Bs. As., Argentina

Teléfono
(54-11) 5352-7777

Fax
(54-11) 5256-6319

website
www.vyp.com.ar

email
info@vyp.com.ar



La recolección de datos a tiempo real conduce a una reducción de riesgo en términos de HS&E y cumplimiento.

exacto en el que la válvula se liberó y cuánto tiempo tardó, la cantidad liberada no puede estimarse correctamente. Las fugas de hidrocarburo alrededor de los tanques o en techos suspendidos pueden pasar inadvertidos, llegando a ser un peligro de incendio. Por último, muchas de las plantas confían en las custodias operativas realizadas en el campo, donde se registran las lecturas de los calibradores, visores de nivel, medidores de área variable y medidores de nivel a través de una varilla o tomando muestras de producto.

Los sitios están siendo modernizados con transmisores inalámbricos para compensar todas esas mediciones faltantes al transferir los datos sin procesar al sistema de control y al *software* operacional de la planta. La información en el sistema de control es utilizada por los operadores. La información del *software* operacional de la planta se usa para reportes diarios, semanales y mensuales dirigidos al encargado de HS&E.

Una visión completa en combinación con el *software* operacional de la planta ayuda al encargado del HS&E a cumplir con los requerimientos de reporte de emisiones reglamentarias y brinda la capacidad de verificar fácilmente que las válvulas bypass y otras válvulas no se dejen en una posición incorrecta. También, automatiza la documentación de las verificaciones funcionales periódicas de las duchas

de seguridad y estaciones de lavado de ojos.

Al reducir las custodias operativas en el campo donde se registran las lecturas de los calibradores, visores de nivel, medidores de área variable y medidores de nivel a través de una varilla, o tomando muestras de producto, se obtienen dos impactos positivos: el personal pasa menos tiempo expuesto en el campo y tiene más libertad para desempeñarse en tareas de valor agregado. A nivel comercial, los incidentes relacionados con HS&E, así como el cumplimiento en un solo sitio, puede ser comparado con aquellos incidentes en otros sitios.

Operaciones integradas

El concepto de operaciones integradas es primordialmente utilizado en la producción de combustible y gas, pero partes de este concepto también aplican a aguas arriba y otros procesos industriales. Un enlace remoto entre las operaciones corporativas y el centro de ingeniería, junto con los sitios alrededor del mundo, le brindan al SME una visión remota de cualquier activo que requiera de diagnóstico y mantenimiento, etcétera. Esto significa que un SME en un centro local tiene la capacidad de dar soporte a numerosas plantas, las cuales no cuentan con un experto en el sitio. Esto es posible por medio de una conexión a internet de banda ancha

segura para los datos de la planta y para hacer videoconferencias.

Muchas plantas están instalando *gateways* WirelessHART en todas sus unidades, para permitir la utilización de estrategias con una visión completa del proceso. Los datos del sensor inalámbrico se integran a ambos: el sistema de control existente y al *software* operacional de la planta. Los módulos del *software* de la planta para la monitorización de activos y manejo de energía también son requeridos. De manera alternativa, se puede utilizar un sistema nuevo como el Asset Management System, que cuenta con un *software* de monitorización de activos.

La modernización de la planta no requiere de un sistema de migración. El *gateway* inalámbrico se integra con el sistema actual utilizando un TCP/IP o comunicación serial. Se debe destacar que los sensores por sí solos no poseen una dirección IP para que sus datos sean extraídos desde cualquier lugar del mundo, sino que tan solo necesitan una comunicación digital y un identificador único, que es la base para el Internet de las cosas, *Internet of Things* (IoT en inglés). En el futuro, estos datos críticos no procesados podrían ser almacenados en un servidor en la "nube", con accesibilidad desde cualquier punto para aquellos con autorización. Ya que los sensores requeridos para cubrir el amplio espectro de la aplicación para mantenimiento, fiabilidad, eficiencia energética y HS&E están disponibles con la comunicación WirelessHART, tan solo un tipo de *gateway* inalámbrico es requerido en toda la planta. Una vez que dicha estructura ha sido instalada, los datos pueden ser compartidos a todos las divisiones de la planta. ■

El autor es Director de Applied Technology para Emerson Process Management. La primera versión de este artículo ha sido publicado en septiembre de 2014 en Control Engineering Asia, covering control, instrumentation and automation systems.

iAPG

www.iapg.org.ar

A AOG

X ARGENTINA OIL&GAS
EXPO 2015

Exposición Internacional del Petróleo y del Gas



2° CONGRESO
LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE
PERFORACIÓN
TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y SERVICIO DE POZOS

5 – 8.10.2015

La Rural Predio Ferial
Buenos Aires, Argentina

Organiza y Realiza

iAPG

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Comercializa y Realiza: Messe Frankfurt Argentina - Tel.: + 54 11 4514 1400 - e-mail: aog@argentina.messefrankfurt.com



messe frankfurt