



Tendencias en automatización de pozos

Por **Eugenio Ferrigno**
Lufkin Argentina



¿Conoce usted a alguien que sea mayor de edad, económicamente activo y que no tenga al menos un teléfono celular? Recuerdo que hace apenas diez años muchos colegas y allegados negaban esta tecnología y juramentaban nunca enrolarse en la tendencia de adoptarla, pero hoy son los más fervientes defensores. ¿Qué pasó? Fundamentalmente que se quebró la barrera paradigmática que impone cualquier cambio radical como fue el caso del desarrollo explosivo de esta tecnología de comunicación. A esto se le suma el margen de cobertura, minimización de precios y amplio espectro de funcionalidades que se le añadieron al sistema como ser Internet, correo electrónico, mensajería de texto, fotos, videos, agenda, calendario, etcétera.

Lo mismo está sucediendo en el campo de automatización, telesupervisión y control de los dispositivos de la última milla en yacimientos de petróleo y gas. En palabras simples, la tendencia es capturar el proceso en su punto inicial de producción, en la propia boca de pozo y de ser posible en la bomba de profundidad misma.

También motoriza esta tendencia que las ecuaciones económicas actuales impulsen a maximizar la producción de los campos y a extraer todos los pozos, incluso los de bajo volumen antes abandonados.

Esto genera un aumento en la cantidad de locaciones a operar y optimizar, al tiempo de llevar a los pozos y su equipamiento a niveles de máxima exigencia para conse-



guir el desempeño esperado.

El reto que se genera es cómo controlar y optimizar el proceso de producción, el cual está sometido a las fuerzas variables de la naturaleza, mediante una organización que debe atender un número creciente de pozos y exigencias, en un marco donde no hay tiempo que perder ni margen de cometer errores.

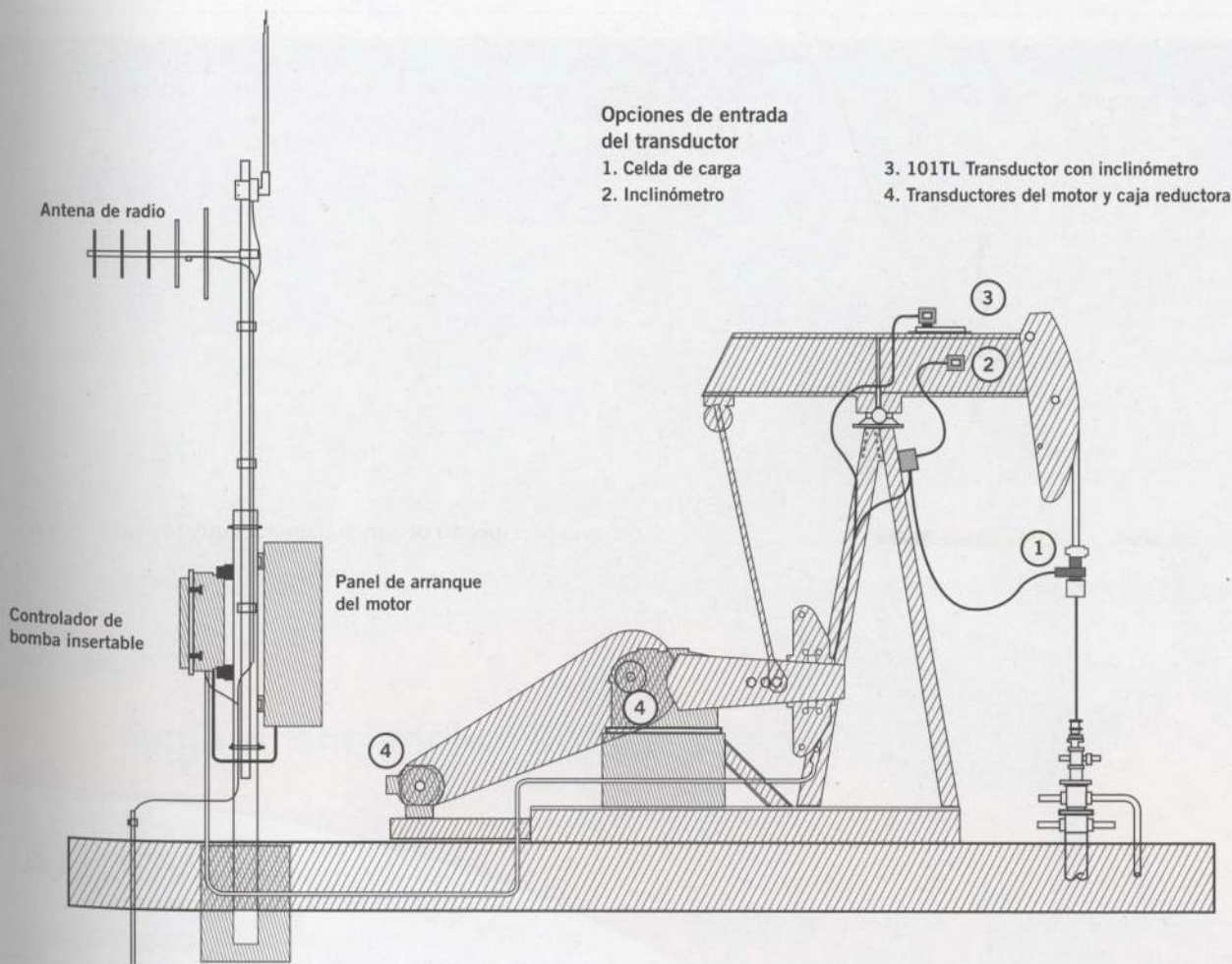
Las soluciones de automatización modernas actúan como herramientas tecnológicas para afrontar profesionalmente estos desafíos, ya que permiten coleccionar y procesar en tiempo real este caudal de información, ejecutando funciones delegadas de control y protección, brindando reportes de resultado de estado de alto valor cualitativo y detalle.

No es suficiente tan sólo conocer si un pozo está bombeando o parado, o si el caudal de producción/inyección está dentro de los parámetros estándares medidos en un colector o planta. Tampoco alcanza con tener reportes relevados en campo cada 24 horas. El nivel de exigencia actual y la necesidad de control de los procesos demandan respuestas en tiempo real, al tiempo de disponer de información fiable de valores en superficie y de bomba/subsuelo.

Éste es el ABC del nuevo enfoque de optimización de la producción, ya que el nivel de las decisiones y tiempos de acción dependen de la calidad de la información recibida y las funciones de control delegadas.

La respuesta de la industria a estas necesidades se ve plasmada en el desarrollo e implementación de una nueva generación de instrumental, controladores de pozos (o RTU), sistemas de comunicación y software Scada.

Lo antes expresado no es sólo una disertación teórica si no que representa el espíritu de los proyectos que están actualmente operando en la región. A continuación se dará detalle de algunos de estos sistemas.



Pozos productores por bombeo mecánico

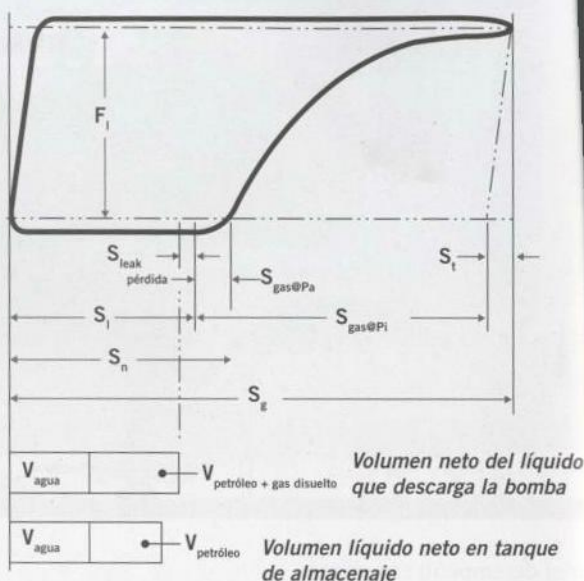
Los pozos de bombeo mecánico representan el método de elevación artificial más difundido ya que es un medio eficiente de producción, en el orden superior al 50% promedio en relación con la potencia hidráulica desplazada versus el consumo energético en superficie, de gran flexibilidad para adecuarse a las condiciones extractivas mediante ajuste de parámetros en superficie, y larga vida útil lo cual le da una excelente relación precio-beneficio.

Lo complejo del sistema radica en la gran cantidad de parámetros a controlar, entre los cuales se destacan: carga del motor, patinamiento de correas, torque en caja reductora, carga estructural de la unidad de bombeo, tensiones en las varillas a lo largo de todas sus secciones, esfuerzos en la bomba y condiciones operativas de ésta.

Históricamente, estos controles se llevaban a partir de análisis dinamométricos manuales en el pozo cada treinta a sesenta días promedio, y en el mejor de los casos complementados con algún sistema de telesupervisión que indicase si el pozo estaba detenido o en marcha.

Con la aplicación de los controladores de última generación se permite la lectura de todos estos parámetros en forma continua. Mediante sensores de carga, velocidad de motor y giro de manivela es posible tener un control pleno del comportamiento de la unidad en superficie.

Dado que el propio equipo infiere el comportamiento



de la bomba a partir de la resolución de la ecuación de onda en *todos* los ciclos de bombeo, también se calcula el comportamiento en la varilla y bomba de profundidad. Esta matemática permite obtener resultados de alta precisión prescindiendo de la instalación de sensores de profundidad de alto costo.

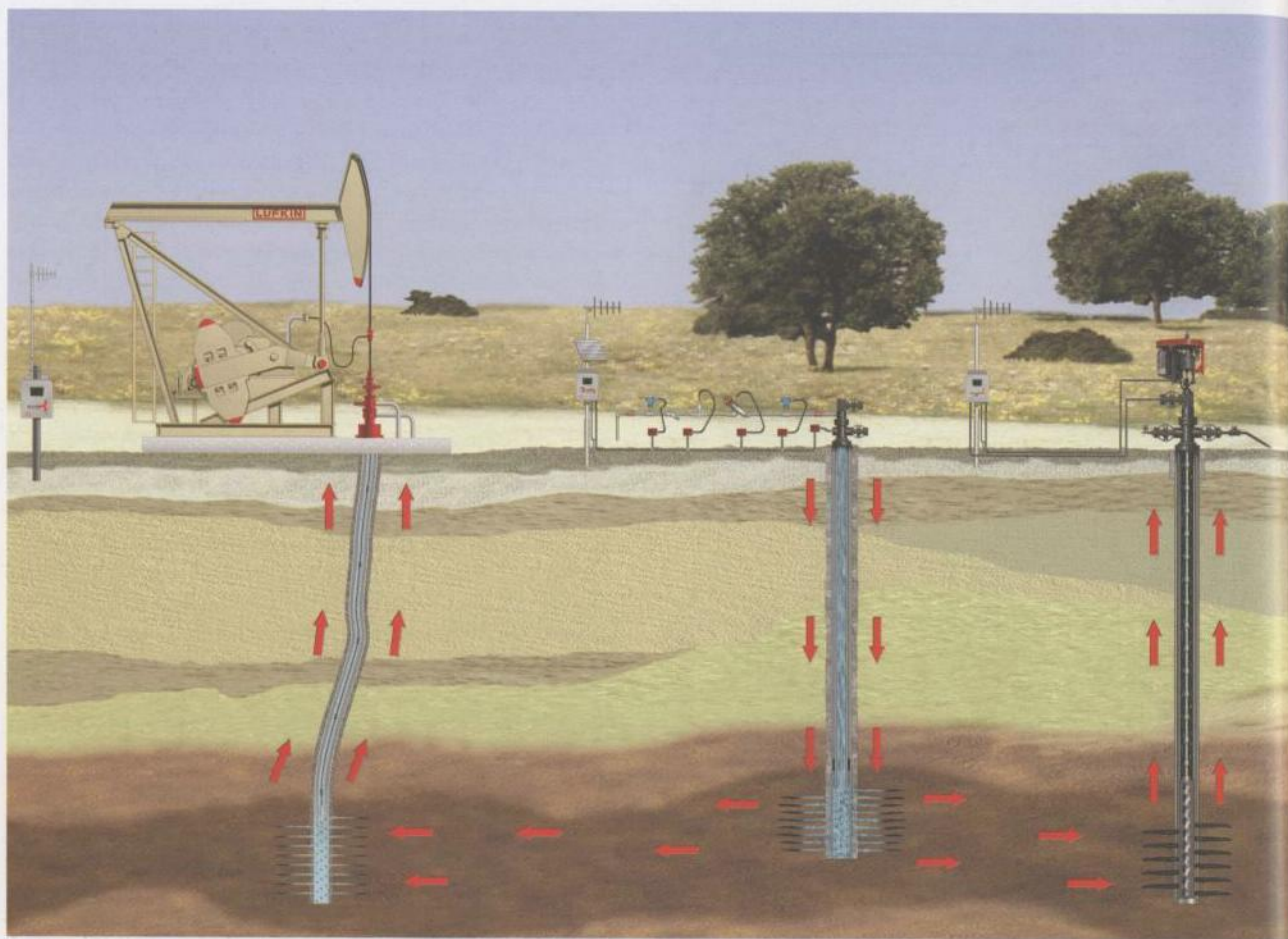


VWSA S.A. Herrera 2121 . C1295ACO
Buenos Aires . Argentina . Tel: (5411) 4302-7181
vwsa@veoliawater.com

■ Sistemas de Tratamiento de Agua



Solutions & Technologies



Distintos sistemas de extracción

Con los datos de bomba se ejecutan los algoritmos de control y protección en la propia RTU en forma autónoma. Una de las opciones es adecuar automáticamente la velocidad de bombeo a partir del llenado de la bomba procurando mantener el máximo llenado con la menor sumergencia posible calculada a partir de la presión de entrada a la bomba (PIP). Otra opción de control es acondicionar la cantidad de ciclos diarios de bombeo mediante el arranque y paro de la unidad de bombeo, pero manteniendo la velocidad constante de bombeo (también conocido como control por *Pump-Off*).

Con esto se consigue maximizar la productividad del pozo mediante el bombeo a régimen óptimo (carta llena – máxima eficiencia) pero en el punto de mínima presión de entrada a la bomba asegurándose la máxima producción. El constante monitoreo de los parámetros operativos del sistema aseguran proteger a la instalación y alertar tempranamente de fallas, como ser una rotura en las varillas o simplemente patinamiento de correas.

La supervisión del sistema y las acciones de control predictivas, como ser limitar los valores de carga del sistema o torque en la caja reductora, posibilita la minimización de las tareas de mantenimiento correctivo, reduciendo costos y su penalización en pérdidas de producción.

Experiencias en campos en Chubut sobre más de mil pozos han demostrado que el tiempo improductivo por fallas se reduce en dos tercios con la aplicación de estas tecnologías (para más referencias ver paper SPE 95046).

El control continuo de la producción ejecutado en el

controlador a partir de la carta de bomba posibilita el cómputo de la producción sin necesidad de contar con caudalímetros. Esta tecnología de producción inferida integra el volumen bruto desplazado por la bomba en cada ciclo de bombeo y discrimina el gas (libre y en solución) que pasa por la misma, el petróleo y agua.

Este método de mensura de producción puede ser activado en modalidades básica o avanzada, que demanda el ingreso de mayor cantidad de parámetros, y permite conseguir niveles elevados de precisión al punto de que en países como Canadá y Rusia ya ha sido actualmente aceptado como método fiscal de medición de producción en sustituto de los ensayos tradicionales a tanques.

Hoy en día en la Argentina ya son casi 3000 los pozos de bombeo mecánico automatizados con estas tecnologías, teniendo alta difusión en las principales operadoras. En Sudamérica la situación es análoga en Brasil, Colombia, Perú y Venezuela, donde las tendencias de implementación de estas herramientas tecnológicas han tomado inercia en sus proyectos en los últimos tres años.

Pozos productores por PCP/ESP

Estos sistemas de elevación cuentan con herramientas tecnológicas de automatización que en muchos casos son nativas de origen. Es decir que el sistema ya cuenta con algún nivel de automatización provisto por el fabricante.

Éste es el caso fundamentalmente de las bombas elec-

trosumergibles (ESP o BES). En su mayoría cuentan con un tablero que dispone de un controlador que monitorea y toma acciones de control para proteger la unidad. Los sistemas con variadores de velocidad integrados proveen aún un mayor grado de información y posibilidades de control.

El uso de instrumental de subsuelo para medir parámetros tales como presión de entrada a la bomba (PIP) y temperatura en el motor, por ejemplo, posibilita ampliar las acciones de control y optimización a partir de adecuar el régimen productivo acorde con estos valores.

La desventaja y limitación de esta tecnología de transmisores de fondo está dada por su alto costo y duración ya que en ciertas condiciones de presión y temperatura su desempeño es limitado.

La señal de estos sensores es transmitida en las bombas electrosumergibles por medio del mismo cable de potencia de la bomba, como una señal montada sobre la portadora. En el caso de las bombas de cavidad progresiva (PCP) y al no contarse con cable de potencia en la instalación de subsuelo ya que el motor está emplazado en la superficie, debe recurrirse a la instalación de un cable exclusivo para el sensor de fondo, lo cual incrementa aún más los costos de esta tecnología.

Como alternativa y complemento a la utilización de transmisores de fondo surgen los sistemas de control de superficie pero con inferencia de parámetros de subsuelo. Estos sistemas consisten en la modelización matemática del proceso de elevación y su control mediante un algoritmo que lo recrea a partir de parámetros medidos en superficie.

Éste es el caso de los controladores para bombas PCP que mediante el monitoreo del caudal y las revoluciones de las varillas en superficie computan el rendimiento volumétrico de la bomba, que al ser de desplazamiento positivo es proporcional a su velocidad de rotación, y lo comparan con el rendimiento teórico. Con éstos se obtiene la eficiencia de la bomba, la cual se usa como punto de control. El algoritmo del controlador permite actuar sobre la velocidad de bombeo y analizar la respuesta instantánea de la bomba y compararla con las estadísticas. Esta metodología de aprendizaje del sistema resulta en la autodeterminación del punto óptimo de la bomba donde su eficiencia volumétrica es máxima, lo cual equivale al punto de mínima presión de entrada a la bomba donde la bomba es eficiente.

Estos dispositivos monitorean otros parámetros de protección y actúan mediante eventos como ser

variaciones imprevistas del caudal producido, sobretorques en las varillas o motor, aprisionamientos por arena, roturas de varilla, y daños en la bomba, entre otros.

Con esto se consiguen los objetivos de minimización de fallas y optimización del sistema productivo con su consecuente mejora del balance económico del costo operativo de elevación.

Pozos inyectores

Otra fuerte tendencia es la telesupervisión y control de pozos inyectores de agua y CO₂.



Primeros en obtener la certificación IRAM para productos de protección ocular.



MSA de Argentina es la empresa número uno en protección ocular, y como tal, nos enorgullece ser la primera empresa argentina en obtener la certificación **IRAM** para todos nuestros anteojos y antiparras de seguridad. De esta forma, además del cumplimiento con las normas EN166 y ANSI Z87, la mencionada certificación nos permite avanzar hacia la evolución y mejora de los estándares de calidad que aseguren la salud de nuestros usuarios. Los anteojos de seguridad **MSA** son, ahora más que nunca, sinónimo de **calidad certificada**.

Compañía MSA de Argentina SA
Belgrano 2470 - B1611DVQ Don Torcuato
Provincia de Buenos Aires - Argentina
Tel: (5411) 4727-4600 / Fax: (5411) 4727-4500
ventas.argentina@msanet.com
www.msanet.com.ar

MSA
The Safety Company

Las necesidades de maximización de producción conducen a la potenciación de los proyectos de recuperación secundaria imponiendo el reto de presurizar los reservorios a su máxima capacidad para extraerle todo su potencial.

Esta práctica obliga a transitar un camino donde las fallas puedan derivar en daños a las formaciones o incidentes ecológicos severos, por lo que las herramientas de control dedicadas al proceso posibilitan conseguir el rendimiento esperado del sistema minimizando fallas.

La práctica de medición de caudales y presiones solamente en los colectores (o manifold de distribución) o plantas está siendo superada por la tendencia de instalación de controladores en la propia boca de pozo, brindando precisión sobre el proceso y mayor capacidad de control.

También permite simplificar la operación en pozos con inyección dual de agua y CO_2 , en donde usualmente se inyecta por separado y no simultáneamente el agua y el CO_2 , donde es vital mantener preciso control de cada uno de estos procesos para determinar la estrategia óptima de selección de la vía y tiempo de inyección, caudal y presión de cada una de ellas.

Ya sea el puente de inyección simple, agua o CO_2 , o dual el equipamiento de automatización de superficie, usualmente está compuesto por: caudalímetro, presión de boca de pozo, presión de anular (o casing), presión de camisa protectora (o subcasing), presión de filtro, y control de válvula de inyección.

En esencia el algoritmo de control se ocupa de actuar una válvula modulante en el puente para automáticamente fijar la presión y/o caudal deseado de inyección, al tiempo de ejecutar rutinas de monitoreo y protección del sistema.

De igual manera que se ha mencionado para los pozos productores, esta información colectada en superficie es analizada para recrear el proceso en el fondo del pozo.

Como se ha visto para los otros ejemplos, mediante el control y monitoreo de los parámetros de superficie y profundidad del pozo *in situ* es posible lograr la maximización de rendimiento operativo del sistema.

Sistemas de comunicación y software Scada

¿Sabe usted cuál es la mayor de las ventajas que tienen los controladores de pozos de nueva generación? ¿Y cuál es su punto más débil? Ambas preguntas concuerdan en la respuesta: el volumen de información que genera el dispositivo. Es como el ejemplo de alguien que cuando gana la lotería le dicen que se puede hacer de la recompensa de US\$ 1.000.000 pero que se le pagará en monedas de 10 centavos y hasta no contar el total de la suma no puede retirarlo. Sin tecnología para la gestión de información el premio se convierte en un castigo.

Los controladores de pozo modernos generan docenas de miles de registros de información correspondientes a variables de estado, curvas del proceso (como ser cartas dinámicas), históricos, logs de alarmas, registros de funcionamiento, áreas de configuración y otros datos que pueden saturar al mejor de los sistemas de comunicación y gestión de la información.

Este reto, por algunos subestimado, define la piedra angular sobre la que se sostiene toda la estructura de optimización del sistema en su conjunto. Si la información generada no llega al usuario en tiempo y forma, entonces da igual prescindir de ella y la solución carece de valor por completo.

Las tendencias son utilizar sistemas de comunicación en plataformas IP (Protocolo Internet) que optimizan las comunicaciones. No se trata sólo de ancho de banda sino de la posibilidad de gestión sobre el canal de datos permitiendo interrogaciones simultáneas a locaciones y utilizar las infraestructuras de redes disponibles (LAN/WAN) para darle solidez a la capa de transporte. Esto redundo no sólo en robustez sino también en minimización de costos. Antes, cuando se debía establecer una red de comunicaciones para datos de telemetría en campo, se debía generar una red de radios, por ejemplo, exclusiva para este canal. Si se añadía otra aplicación no siempre era de utilidad esta vía de datos disponible y frecuentemente debía reinvertirse en una nueva capa de transporte.

Ahora y mediante redes IP se combinan los datos imprimiéndoles los niveles de seguridad requeridos, incluso aislando en redes virtuales (VLAN) las capas de datos administrativos, por ejemplo donde viajan los datos entre PC y correo electrónico, respecto a las de telemetría formando una sola entidad. En otras palabras, obtener mayor provecho de los recursos existentes y potenciar las redes de Telemetría a partir de estos troncales.

Una vez disponible la información en el servidor, comienza la tarea de alimentar las bases de datos (BD). La tendencia hoy es utilizar bases de datos estándares y abiertas, principalmente SQL y Oracle. Las opciones de software con bases de datos propietarias están cayendo en desuso ya que los sistemas tienen a convivir sinérgicamente entre ellos para lo cual es fundamental que puedan compartir dinámicamente la información.

Los datos colectados en un sistema de Scada de pozos conviven como cliente y proveedor de otros sistemas de información como ser bases de datos de mantenimiento, conciliación de producción, ensayos de producción de pozos, balance de masas, sistemas de distribución de hidrocarburos y aguas, generación y distribución de energía, gestión de intervención de pozos, bases de datos de mediciones físicas (niveles, dinamometría) y administración en general.

Entonces, los millones de registros de datos unitarios provenientes de los pozos se consolidan dentro del Scada que gestiona con los otros sistemas integrados dando como resultado información resumida y verificada del comportamiento global del proceso. Cuando el usuario lo requiere, se ahonda en la información detallada de respaldo.

Estos esquemas de "Sistemas integrados de gestión" están disponibles en productos estándares ya enlatados, desarrollados a medida, o soluciones resultantes de lo uno y lo otro. Su fortaleza radica en que dan paso a la rápida discriminación de lo importante de lo urgente, asegurándose de que cada cliente reciba la información que le es requerida para su labor en el momento apropiado y por la vía más conveniente, es decir en formato de correo electrónico, mensaje en su celular, reporte Web, o en la pantalla de su aplicación en uso.

Corolario

A la operación y optimización de la producción en campos de petróleo, que siempre fue un reto de por sí, se le suma la exigencia actual de maximizar la producción mediante el incremento del volumen de pozos, proyectos de recuperación secundaria y aplicación de diferentes tecnologías que le imprimen mayor grado aún de dinamismo y un nuevo nivel de dificultad.

En momentos donde la oportunidad del negocio ha motivado establecer nuevas metas operativas que implican someter a los sistemas y personal a sus límites en tiempos record, las nuevas herramientas de automatización ofrecen un camino donde se compatibilizan las crecientes exigencias con la gestión de los recursos limitados.

No existen soluciones mágicas ni automáticas. El factor humano y su resistencia al cambio sigue siendo siempre el reto primo, pero nuevos horizontes se asoman en forma de soluciones integradas de tecnologías amigables que entregan información de superficie/fondo del proceso y son receptáculos de control automatizado en los pozos productores e inyectores.

Lo expresado se respalda en los notorios buenos resultados de todos los campos donde se están implementando estas tecnologías, entre los cuales hay yacimientos muy maduros (de más de 100 años como ser los que están en la zona de Talara en Perú, con centenares de pozos automatizados con producciones promedio inferiores a los 4 barriles día) hasta el desarrollo de áreas y pozos en zonas exploratorias. ■

Eugenio Ferrigno es ingeniero mecánico y se desempeña como gerente de Producto en Lufkin Argentina. Desde 1999 sus actividades se asocian a la línea de productos de automatización y optimización de pozos en Lufkin Automation. Ha liderado el desarrollo y el soporte de proyectos de automatización en Argentina, Brasil, Perú, Colombia y Venezuela.

Tecnocoating S.A.



ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

Tanques de almacenamiento

MFL

Magnetic Flux Leakage
Determinación con precisión de zonas de corrosión con disminución del espesor original de la chapa. Sistema de mapeo. Software cliente de fácil interpretación

Calderas e intercambiadores de Calor

RFET

Remote Field
Electromagnetic Technique
Inspección de Tubos Ferromagnéticos. Escasa preparación de superficie. Información certera y precisa del estado del entubado.

HSECT

High Speed Eddy
Current Technique
Alta velocidad de inspección de Tubos No Ferromagnéticos

IRIS

Internal Rotary
Inspection System
Ultrasonido de alta velocidad en Tubos Ferromagnéticos y No Ferromagnéticos.

LFET

Low Frequency
Electromagnetic Technique
Inspección de tuberías de línea por sistema de mapeo con soporte de ultrasonido. Map Scanning

Tecnocoating S.A.
Olga Cossetini 1170 - Of. 703
Terrazas del Dique (1107)
Puerto Madero - C.A.B.A. - Argentina
Tel/Fax: 54 11 5775 0219
Asistencia Técnica: 11 15 5416 8289
e-mail: tecnocoating@tecnocoating.com.ar
www.tecnocoating.com.ar