



## Mesa redonda: Desarrollo de *Clusters* No Convencionales II

# Tecnologías de superficie para optimizar la producción

En esta mesa, los expertos en aplicaciones de automatización y control se refirieron a las tecnologías que se han utilizado en los países con amplia experiencia en la producción de *shale gas*.

### Larry Irving

*VP para la industria del petróleo y del gas en Emerson*

*En su conferencia, bajo el lema "First oil first", se refirió a la importancia de un sistema de mediciones y control para poder prevenir los problemas y ahorrar en tiempo y costos.*

"Desde nuestra experiencia, y según lo que creemos que va a poder ser aplicado en la Argentina en cuanto a *shale gas*, sabemos muy bien que nuestro país es conocido por la producción convencional. Existen similitudes con los Estados Unidos, en la medida en que allí se producen *shale oil* y *shale gas*; sin embargo, hay diferencias importantes que vamos a remarcar hoy".

"En primer lugar, en un reservorio convencional tenemos un yacimiento con una geología única, con tiempo de

espera, mucha planificación por anticipado, caracterizada por un gran pozo productor que produce una gran cantidad de petróleo y gas durante un período prolongado de tiempo con una tasa de agotamiento lenta año tras año, contrastando con lo que vemos en la producción de *shale*, donde ya se va de una ingeniería alta, hacia un entorno de desarrollo e investigación, porque el agotamiento de estos pozos es muy rápido”.

“En América del Norte vi pozos de estas características, casi un 70% de agotamiento del primero al segundo año. ¿Qué implica eso para nosotros en el mundo del *shale*? Que para mantener la producción, vamos a tener que seguir extrayendo rápidamente en un lugar que ya perdió producción, lo que repite un entorno de fabricación altamente replicable. Por ejemplo, en los Estados Unidos, durante los primeros años, a medida que la industria aprendía a producir *shale* a través de la perforación y de la producción, nos llevamos 30 días completar y llevar un pozo a producción”.

“Hoy, con los mejores de su clase, para producirlos nos lleva 7 u 8 días; eso significa que hay una gran mejora en la eficiencia en la medida en que aprendemos a perforar y hacer una terminación, en la medida en que tenemos más experiencia, más conocimiento y que comprendemos mejor la Geología. Esto ya se convierte casi en un entorno, en un proceso de fabricación para nosotros. Tenemos un gran riesgo en lo que es la parte de convencional, pero en *shale* no tenemos mucho riesgo: normalmente no tenemos pozos secos”.

“En general, cuando vemos la diferencia entre convencional y no convencional, se trata de bajar el costo para mejorar la eficiencia en el aspecto económico, para que la producción sea viable desde el punto de vista económico a futuro. En la medida en que se ven los desafíos comerciales para la industria, no tiene diferencias: se busca confiabilidad para tener en funcionamiento los pozos y los resultados financieros asociados a sacar la primera gota de petróleo y mantenerlo en forma segura y eficaz. Esto pone una gran limitación en el personal, tanto calificado como no calificado, ya que desarrollamos miles y miles de pozos necesarios para aumentar la producción y sostenidamente en los próximos 10 o 20 años”.

“Por un lado, tenemos a los jugadores claves, a las partes interesadas, con sus desafíos, que tienen conexión con el *manager*, que está interesado en reducir el costo operativo alto, la rentabilidad, tener mejores rendimientos y luego mejorar el agotamiento años tras año. Luego, tenemos al gerente de operaciones y al de producción, y los técnicos que tienen la mayor carga laboral a medida que agregan nuevos pozos y mantienen la producción de cientos de pozos. Y muchas veces no contamos con la suficiente mano de obra calificada para una producción esparcida de los pozos, y se dificulta encontrar un técnico para enviar a hacer el mantenimiento”.

“Al intentar producir el gas o el petróleo rápido, hemos visto grandes mejoras en las áreas en las que hemos combinado la arquitectura de mantenimiento, consistente en tener las tecnologías conectadas como para poder autoreconocer los dispositivos y realizarlo en días en vez de en semanas, lo que nos permite bajar el costo relativo y concentrarnos en mejorar cómo conseguir realmente ese petróleo y gas que necesitamos”.

“Me referiré a los factores principales para ser eficientes en esta industria de *shale gas* y *shale oil* y sacar el *First*

*oil, first* (la “primera extracción de petróleo, primero”). Por experiencia, muchas empresas en Estados Unidos a las que tradicionalmente les llevaba muchos días o meses para tener *online* las plantas o las operaciones, gracias a estas tecnologías pudieron reducir el tiempo y el costo como para sacar la primera gota de petróleo un 60% más rápido a veces. Lo que se requiere es un diagnóstico sólido de las variables de caudal, de medición, de niveles, presiones que me van a garantizar la producción de *shale oil* y *shale gas*. Se necesitan variables del proceso precisas y lo hacemos con la adaptación de las tecnologías por un diagnóstico que nos ayude a aprender y que nos permitan algo saludable, para que no solo funcionen bien, sino que funcionen en el futuro. Y que si a futuro surgen problemas, que por lo menos se tenga una advertencia de qué puede pasar. Si realmente las mediciones base son correctas, si las entendemos, podemos utilizarlas para mantener las instalaciones *on demand*, a medida que surge el problema y se van necesitando, en vez de arreglar visitas rutinarias a cada uno de estos sitios”.

### Wireless

“Desde el punto de vista *wireless*, es importante tener una red auto-organizable, que cubra cientos y cientos de pozos en producción. Luego, tenemos una red muy confiable que se auto-soluciona si uno pierde un dispositivo que nos ayuda con este proceso seguro, de multiniveles, dando señales que siempre estarán presentes cuando sean necesarias”.

“Y hay un portfolio creciente en el mercado: productos que no solamente miden presión y temperatura sino dispositivos que miden sensores de vibración, por ejemplo, interfaces de puertas múltiples, videos que te dan la garantía de ver lo que está pasando tanto en el sitio como en el pozo... Un portfolio de productos creciente de arquitecturas inalámbricas que nos permite adaptarnos rápidamente como para poner en funcionamiento el pozo y agregar instrumentos en la medida en que decidimos cambiar, según la vida útil del pozo. Esto es una arquitectura breve de dispositivos inalámbricos, todos conectados a través de un *gateway*, por ejemplo a través de una terminal mediante el sistema de *hosting* de *Scada* y a través de las oficinas de los operadores que nos permiten no solamente operar las instalaciones sino también ver cuál es el diagnóstico para comprobar la confiabilidad de los dispositivos, para tener un control remoto y local a la vez. Para los operadores norteamericanos, esto ha sido muy importante en la medida en que tratan de manejar miles de pozos, no solo unos pocos pozos convencionales. Entonces aprendemos de esa experiencia. Lo importante es comprender todo el diagnóstico, la capacidad, y esta red nos permite esta evaluación del operador y brindarle asistencia y alertarlo desde el departamento de mantenimiento para ver qué está pasando en el yacimiento”.

“La forma de lograrlo es que cada uno de los dispositivos tenga el diagnóstico integrado central, dentro del dispositivo, para poder mandar ese diagnóstico a través del sistema de *host*, a un registro de datos donde el departamento de mantenimiento pueda ver cuál es el problema, y luego se mantiene una base de datos de manera de poder comprender qué le pasa a la bomba, al nivel de cavitación, a los compresores... y así con diferentes unidades de asis-



tencia que nos permiten mantener una actividad y el tiempo de funcionamiento de la mejor manera”.

“Como ejemplo, podemos tener un ensayo de pozo automático, para poder iniciar remotamente el ensayo del pozo y a su vez comprender el desempeño y rendimiento e integrar los datos y retroalimentarlo a una operación en el sistema del departamento de reservorios, dándole una introspección, un *feedback* del rendimiento, para comprender lo que necesita hacer de acá en adelante”.

“Otro ejemplo es controlar la cabeza de pozo, brindando tecnologías inalámbricas como para ver cuáles son las líneas de temperatura, de *casing*, de estado de las válvulas, la configuración estranguladora, y algunas pérdidas que podamos tener en la instalación. Toda esa información se puede tener de forma remota. En una cabeza de pozo monitoreada con la tecnología *wireless*, se pueden llegar a ver oportunidades de optimización de pozos, una llegada de un *plunger*, *casing*, *tubing*, posición de las válvulas... son oportunidades de control donde tomamos las mediciones necesarias y las retroalimentamos al centro de operaciones para manejarlas de forma remota, hacer mejoras o intervenir y comprender a distancia, lo que es necesario para hacer una mejor tarea cuando visitamos el sitio”.

“La ventaja es que nos facilita la falta de tanta mano de obra calificada y no calificada en un sitio distante, ya que todo este equipo ayuda a prevenir y hace que no necesitemos tanta; pasa en Estados Unidos y vemos que también aquí en la Argentina”.

“Tenemos el ejemplo de una operadora grande multinacional que un día decidió instalar la tecnología inalámbrica, y en seis días prepararon todo: aplicaron esta tecnología de medición especialmente en los tanques y un instrumental inalámbrico que emita la señal desde la cabeza de pozo. Según pudo saberse, redujeron el costo de puesta en marcha en 80 sitios. Ya pasaron de seis días -que era muy bueno- a tres, en la puesta en marcha de los instru-

mentos. Otros también experimentaron mejoras tangibles: de 14 días bajaron a dos, especialmente en la terminación del pozo, y lo ponen en producción para tener visibilidad y empezar a fluir petróleo y gas; lo hacen todo en dos días. Todo esto está teniendo mucha importancia. Y pasa a ser como un producto de factoría, en serie. No podemos hacer ingeniería de cada pozo, pero podemos empezar en uno, lograr que se pueda replicar en todos los pozos y que sea todo básicamente similar”.

“Acerca de cómo aprovechar las nuevas tecnologías de automatización para las operaciones remotas, tenemos que ser capaces de desarrollar una base para aprovechar la capacidad de optimización, esto comienza con tener la instrumentación correcta dentro del yacimiento, así como también en un control local apropiado, capaz de optimizar en el sitio y en definitiva poder administrar a nivel de campo o yacimiento que tenemos estos fundamentos con controles avanzados vigentes y con motores de optimización para poder impulsar y administrar no solamente un pozo sino todo el yacimiento. Y ver todo lo que es el proceso, la instalación de gas y el punto final de destino”.

“Consultado acerca de la ciberseguridad, si por ejemplo alguien quisiera hackear el sistema, nosotros estamos trabajando en una tecnología capaz de hacer segura la transferencia de datos, y que queremos que sea un estándar en industria, tanto para nuestros competidores como para los usuarios”.

### Monitoreo

“En cuanto a qué soluciones tenemos para la integración para la *artificial lift* en los sistemas de monitoreo de pozos, especialmente con el sistema de monitoreo real y el de control, estamos totalmente integrados a la automatización, donde podemos llegar a brindar arquitectura a nivel de campo y llevarlo a las salas de controles o a la parte analítica del yacimiento o a la *RTU* (unidad de transmisión remota, por su sigla en inglés), con ingeniería y diseño como para integrarla en el sistema *Scada* y conectarse con el sistema de control de distribución y con el operador en la planta de gas. De manera que tenemos una integración de ingeniería que reduce riesgos, como cuando no tenemos un mapeo de protocolo apropiado que nos requiera un gran desafío. Tenemos que reconocer dónde están las variables del proceso y depositar todo el diagnóstico en la misma base de datos para que pueda operarse en forma remota, de modo que haya una ingeniería que pueda integrar algo en forma estándar o que utiliza esta filosofía que reduce el riesgo de puesta en marcha que tenemos, y no estar limitados a un diagnóstico que nos llega tarde”.

“Nos han preguntado si para establecer la automatización en los procesos avanzados de control y monitoreo se necesita un mínimo de pozos para instalar el producto, o si hay un rango de precio por pozo y si se necesita un mínimo de pozos para integrarla. Sobre el número de pozos: si se tiene un solo pozo, quizás no se necesite tanta automatización; en la medida en que uno tiene decenas de pozos, quizás sea más aplicable. En función del costo por pozo, el costo reside en un *hardware* y el *software* básico es bastante mínimo. No me quiero arriesgar con un número pero obviamente, si el primero cuesta mil, el quinto o el sexto van a costar menos de la mitad en la medida que tengamos una economía de escala...”.

## Frank Whitsura

VP & General Manager, Process & Automation Solutions, Honeywell

“Nuestra idea es establecer un escenario para la industria del *shale gas* a medida que se desarrolla en todo el mundo. Como se ha dicho, tiene similitudes con la producción convencional y, a la vez, también tiene diferencias. Las reservas no convencionales se desarrollan en todo el mundo, por ejemplo en Estados Unidos, Canadá (el CBM también es un recurso no convencional) y Australia, China y Gran Bretaña también quieren desarrollar *shale gas*, ya que brinda una buena fuente de energía, de garantía de energía, y también tiene sus propios desafíos”.

“La Argentina tiene las reservas probadas más grandes del mundo, y tenemos la ventaja de que podemos aprender de los más de diez años de desarrollo en Estados Unidos, Canadá y Australia. Por eso, me gustaría hablar sobre cómo adaptamos una industria aparentemente nueva en Argentina, aprovechando las experiencias de los otros”.

“Sobre todo, hay un par de cosas que no debemos perder de vista con el *shale gas*, y es el respeto a la protección del impacto del medio ambiente, los empleados y la gente que nos rodea, y muchos aspectos de seguridad que buscamos mitigar. Los problemas de seguridad en el ámbito no convencional se explican por sí solos, no son muy diferen-



tes de los de un pozo convencional, pero como se dice que en el desarrollo de *shale* vamos a tener cientos de pozos sumados a un proceso troncal, entonces tendremos más puntos de contacto; son preocupaciones ambientales manejables y administrables, los desafíos provendrán entonces de la cantidad de pozos de *shale*, pero no porque los pozos se perforen y queden en producción por veinte años, sino por una evolución de perforación constante, hay declive en la producción, agotamiento y luego tenemos que manejar la tasa de producción en forma constante...”

“Al perforar muchos pozos, son necesarios muchos equipos para monitorearlos; en operaciones altamente distribuidas de *shale gas* vemos una necesidad para tener un monitoreo de pozos y también un monitoreo de desempeño, la tecnología necesaria para bajar el costo de mano de obra al ser capaz de llevar el trabajo a la gente en vez de llevar a la gente al trabajo. La confiabilidad está centrada en el mantenimiento para extender la vida útil de cada activo fijo o bien de uso, y un monitoreo de impacto ambiental que garantice la sustentabilidad de la región”.

“La industria de *shale gas* no difiere de muchas partes del mundo; en el tema de refinerías, esto que pasa ahora es similar a lo que vimos 30 años atrás con el *downstream*: en realidad, no había mucha automatización en las refinerías y operaban a una capacidad muy baja y era aceptable. Pero en los últimos 30 años, con la automatización tuvimos un cambio sustancial de la producción en las instalaciones *downstream*. ¿Cómo lo hicimos? Mediante la integración de unidades que operan entre ellas para hacer un moni-

toreo desde un lugar central, en vez del monitoreo sobre el campo; esto nos dio una mayor capacidad de operar de las plantas”.

“La situación argentina es comparable a los principios de operaciones en otras partes del mundo; son los que tuvimos en Estados Unidos, Canadá y otros lugares. Siempre hay escasez inicial de inversión de capital porque hay necesidades, y además hay otras opciones de inversión. Y hay una necesidad también de contratar lo local, impulsado por regulaciones, leyes y a veces por ser prácticos; por ejemplo, según el número de pozos, se exige que el trabajo sea local, y obviamente a veces hace falta mano de obra calificada porque es una nueva industria, que tengan experiencia, entonces esto impulsa a que se tenga una mayor automatización remota y manejo de activos”.

“En los Estados Unidos hubo mucho desarrollo durante los últimos cinco a siete años, y mucho se ha desarrollado no por ensayo y error, sino por aprendizaje. Hay muchos involucrados en el avance del *shale gas*, lo cual genera competencia entre empresas, y uno trata de brindar mejores servicios; para ello tenemos distintos niveles de regulaciones, muchas tienen que ver con las normas de calidad y seguridad. Allí, la extracción de no convencionales creció mucho, si en el año 2000 teníamos un 1%, hoy tenemos un 23% (y se espera el 50% para 2030)”.

“La naturaleza de los pozos tal y como ha sido mencionada es que tal vez tengamos 100 pozos o más esparcidos en algunos kilómetros; vemos que la producción inicial es relativamente alta, pero como se ha dicho, en el primer

año hay un agotamiento de casi el 70%, y algunos siguen produciendo; entonces, tenemos que saber dónde está el suministro y hacia dónde va la demanda como para poder manejar la cadena de suministros”.

“Lo que pasó en los últimos siete años es que hay grandes empresas con gran producción de *shale* porque compraron empresas chicas, porque tenemos economías a escala con operaciones consolidadas, y entonces vamos a hablar del concepto de operaciones y controles remotos y que a veces no es factible sacar a la gente de un sitio para hacer las tareas de mantenimiento”.

“Nuestra visión del futuro es lo que llegó ahora: ver dónde tenemos las operaciones integradas. En la refinería (*downstream*) no hay una instalación que planea su producción desde la obtención de la materia prima hasta el producto terminado. Y en la producción del gas natural estamos en la misma situación, con la salvedad de que comienza con productores, procesadores de gas y usuarios finales. El desafío del gas es que es muy difícil de almacenar, por lo que los clientes necesitan manejar el suministro desde la cabeza de pozo hasta las plantas de procesamiento de gas, y lo resolvemos con la automatización en la boca de pozo, monitoreo en base a un propósito, para manejar las plantas desde un lugar central”.

“Las unidades de transmisión remotas tienen una aplicabilidad muy variada y son útiles por ejemplo a las condiciones desfavorables de un sitio que puede llegar a variar; hemos implementado varias en Canadá, donde el clima

es muy frío, o en Oriente, donde hace mucho calor. Tiene integrado un cálculo de flujo poderoso, muy útil para poder manejar los niveles desde un lugar central y permite realizar el monitoreo de producción de forma remota; a diario vemos operaciones remotas que evolucionan constantemente, y en nuestra industria de hecho hemos automatizado casi toda una planta a miles de kilómetros de distancia, y junto con este monitoreo y control remoto, hemos integrado la seguridad”.

“¿Y para qué queremos integrar todo esto? Porque si se detecta una intrusión en un sitio, con la capacidad remota uno puede observar rápidamente y el operador puede verificar si hay una amenaza potencial -y que tal vez sea un animal, por ejemplo una vaca-, y si no es una amenaza, al hacer una vigilancia remota podemos tomar una acción correctiva inmediata para proteger el pozo y el medio ambiente. El sistema *Scada* existe desde hace muchos años para control de supervisión y adquisición de datos. Lo que difiere en Estados Unidos es que estos pozos son como factoría: miles de ellos, entonces el sistema de *Scada* incluye la capacidad de tener plantillas de modelos de pozos que se pueden replicar, es decir un operador tiene la capacidad de replicarlo en varios yacimientos con varios km<sup>2</sup>, con un *software* para monitorear circunstancias atípicas en un pozo donde podemos advertirle al operador”.

“Por eso, cuando se habla de tener un capital limitado, y restricciones y retornos sobre la inversión, prefiero hablar del impacto que puede tener en el bolsillo la implementación de



la automatización de monitoreo en tiempo real. Una vez que se invirtió en los fundamentos subyacentes de la automatización, como para recabar datos y también para manejarlos y almacenarlos, les diría que abre la puerta para utilizar una tecnología que en *downstream* se ha usado por muchos años, en el control de accesos avanzados. Este control funciona sobre las limitaciones, comprendiendo las características de varios parámetros que van a repercutir en la producción del pozo, ya sea el modelo de reservorio, el lugar donde va a estar, si hay un separador de gas y maximiza la rentabilidad basándonos en los requisitos del usuario final...”

“Y una vez que se puso en marcha el control de procesos, si bien la producción baja, lo hace moderadamente; estamos convencidos de que en definitiva esto va a tender al 15% de recuperación mayor en cada pozo. Si uno considera miles de pozos, verá que la inversión inicial se amortizará”.

“Acerca de la ciberseguridad, eso es algo que todos tenemos en cuenta; en el mundo se dieron casos en que intencionalmente ingresaron a las salas de control para conocer los algoritmos y para hacerlos caer. Nosotros nos tomamos muy en serio este riesgo y tenemos un equipo industrial que trabaja de forma estrecha con el Laboratorio Nacional de Los Álamos, para monitorear y verificar la seguridad del *software*. Y a medida que vamos trabajando con el ciberespacio, capacitamos más a la gente para que tomen en cuenta todos los riesgos que ello implica”.

Acerca de cómo aprovechamos las nuevas tecnologías de automatización para las operaciones remotas, lo que vemos en otras industrias y vemos que está presente en *shale gas* es que, al tener la capacidad de recabar datos en tiempo real, en la cabeza de pozo y llevarla a un lugar central, por ejemplo, estamos trabajando con una empresa chilena que tiene su cabeza a miles de kilómetros de la planta en Santiago de Chile, y desde ahí no solo monitoreamos las operaciones cotidianas, sino también cualquier cosa atípica: un equipo que falla, la calidad del producto... Al tener una operación remota donde tenemos los expertos, uno puede aprovechar-

los para que puedan estar en un solo lugar pero con una cobertura mayor. Estos recursos son claves, y mencionemos la escalabilidad de la industria, que es la oportunidad como para mitigar la escasez de mano de obra calificada, al hacer que el trabajo vaya al trabajador y no al revés”.

“Para hablar de los desafíos principales con la administración de la información y la seguridad en las operaciones, hay que considerar que uno de los grandes problemas es cómo administrar volúmenes enormes de datos. Es una inteligencia artificial que busca anomalías en el pozo, en equipos, por lo que la clave probablemente es recabarlos y asimilarlos con una predetección para poder filtrar temas que no son primordiales”.

“Cuando uno puede diagnosticar las anomalías, puede mandarle la información al experto para que lo entienda bien y enviarlo al grupo correcto, ya sea de operaciones, de mantenimiento, en un reservorio, o al gerente que maneja todos los activos. Hay muchas maneras de trabajar esta información para una mayor eficiencia”.

“Tenemos tecnologías propias pero también la capacidad de integrar tecnologías de cualquier proveedor que uno elija para los dispositivos de campo; así como también un *software* de monitoreo de producción que nos permita manejar todo el flujo masivo o de material hasta poder incluir las plantas de procesamiento de gas que pueden venir de otra empresa. Podemos trabajar en una solución punto a punto con el cliente desde el pozo hasta las plantas de limpieza y procesamiento de gas, de manera que podemos manejar el gas final, el resultado, prestando atención a todo lo de la cadena”.

“Acerca de si se tiene un mínimo de pozos para instalar el producto, o hay un rango de precio por pozo y si necesitamos un mínimo de pozos, la automatización suele costar un 2 o un 3% del costo total del pozo; no es mucho respecto del gasto de capital o de inversión. Sin embargo, es necesario resaltar que lo que permite hacer esta herramienta es algo enorme: permite aprovechar al máximo pozos que ya cuestan mucha plata hacerlos”. ■