

El **Benchmarking** y las empresas en Argentina

El **Benchmarking** llegó a la Argentina para quedarse definitivamente.

Con un comienzo incipiente, cada vez son más las empresas que van integrando esa legión de decididos a formar parte de los que hacen mejor o con más eficiencia alguna cosa. Como uno de los panelistas dijo "mejorar viendo por la ventana hacia afuera de nuestra casa".

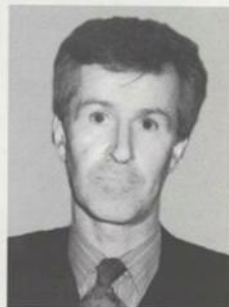
En este sentido, durante la realización de la Argentina Oil & Gas Expo'97 que tuvo lugar en Buenos Aires en octubre del año pasado, se realizó una Mesa Redonda sobre "Costos de Producción. Mejoramiento de procesos empresarios -**Benchmarking**". La Mesa Redonda moderada por el Lic. Eduardo Barreiro y el Ing. Miguel Fryziak estuvo integrada por: Ing. Juan José Güiraldes de Tecpetrol S.A.; Ing. Remigio Giacomel de Amoco Argentina Oil Co (*), actualmente en YPF S.A.; Ing. Güimar Vaca Coca de Chauvco Resources S.A.; Ing. Rubén Dante Patrilli de Astra CAPSA; Contadora Susana Sánchez de Pérez Companc S.A.; Ing. Carlos Bertello de Bidas S. A. (*); Ing. Ricardo Chacra de Roch S.A.; Ing. Bernard Rochet de Total Austral S.A. y el Ing. Marcelo Guiscardo de YPF S.A.

Lo que sigue es una síntesis y adaptación de cada una de las exposiciones.

(*) Hoy Pan American Energy

Una fotografía de la realidad

Juan José Güiraldes



Después de la palabra democracia, **Benchmarking** es la que más se usa en este momento en la República Argentina. ¿Qué es el **Benchmarking**? ¿Por qué estamos permanentemente hablando del **Benchmarking**? Indudablemente es una palabra de moda. Algunos la ven como el elixir del amor, ese fluido que curaba todos los males, el remedio para todas las enfermedades.

El diccionario dice de *benchmark* que es "marca cortada en una roca, concreto o poste, por los investigadores para usarla en la medición de niveles comparativos. Punto de referencia para

hacer comparaciones". Me parece una buena definición.

En general el **Benchmarking** es visto como una comparación con el que hace mejor o más eficientemente alguna cosa.

Hace poco decía que el **Benchmarking** es como un fotografía de la realidad. Cuando uno se ve en una foto o escucha su propia voz o ve su propia imagen, en general dice "¿yo hablo así, soy ese?". Una foto para saber cómo estamos, si somos altos o bajos, gordos o flacos, si corremos rápido o más lento.

El **Benchmarking** es una forma muy útil de "gatillar" un cambio, un "gatillo"

para el cambio, una forma de crear insatisfacción con el statu quo.

El **Benchmarking** genera un análisis del cual parto: siempre va a haber alguien mejor que nosotros y siempre van a existir mejoras posibles.

En particular, esto es especialmente válido cuando vemos la historia del **Benchmarking** que nació en el *upstream* en la Argentina como un intercambio de información operativa entre varias petroleras.

lizar la reacción, nos pareció oportuno hacerlo bajo el paraguas del IAPG ya que le daba una mayor transparencia. En 1996, finalmente, hicimos el primer *Benchmarking* con una consultora. En este primer intento participaron seis empresas: Total, Amoco, Astra, Pluspetrol, Chauvco y Tecpetrol. Se hizo una comparación entre empresas argentinas y con 19 canadienses muy calificadas. El

segundo *Benchmarking* con consultora tuvo lugar en 1997 donde participaron doce empresas y también se compararon con las canadienses.

En 1998 viene una etapa de *Best Practices Session*, es decir abrir la información y buscar el clon. La información en el *Benchmarking* no fue abierta ni siquiera por cuenca. Está cerrada y consta de aproximadamente 180 índices que cubren de

todo. La muestra que nos habían ofrecido era más amplia y la redujimos un poco.

La gran pregunta ahora es ¿qué hacemos con los datos? Sobre la base de dos ejemplos (Fig. 2) entre los 180 índices, la primera conclusión que podemos extraer es que los datos reflejan una gran dispersión entre pares, que convendría analizar. Es la asignatura pendiente que tenemos.

El deseo de mejorar y la voluntad de compartir información

Remigio Giacomel



Si vamos a la literatura, quizás el *Benchmarking* más antiguo que encontremos sea el de Eva, que tomó la manzana del árbol de la ciencia del bien y del mal para ver qué encontraba. Lamentablemente, ese *Benchmarking* no fue bueno porque perdimos el paraíso terrenal.

En realidad, el *Benchmarking* comienza formalmente para la industria del petróleo en Estados Unidos en 1988. Y desde entonces lo han hecho en forma continuada buena parte de los grandes y medianos productores. En Argentina, formalmente comienza en 1996 e informalmente, unos años antes.

Pero, ¿por qué se inició este proceso? Porque teníamos voluntad de compartir información para mejorar. Llevó tiempo y esfuerzo. En realidad, creo que muchos de nosotros inicialmente lo tomamos más como una comparación para ver si éramos los mejores.

En el primer trabajo que hicimos informalmente una vez que nos pusimos de acuerdo, tuvimos que definir qué íbamos a compartir. Lo más fácil de compartir eran los datos de producción. Eramos conscientes de la seguridad y también compartimos la información sobre accidentes.

Al principio, incluimos derrames, pinchaduras, pérdidas en boca de pozo, es decir todo lo que se podía medir. Después nos dimos cuenta que no todas esas cosas se medían o registraban.

Por lo tanto uno de los logros de este

Benchmarking fue que empezaron a medirse cosas que antes no se controlaban. Una de las cosas que no se compartieron fueron costos ya que hace 4 ó 5 años atrás teníamos repulsión a mostrar nuestros costos. Esto ha cambiado mucho y hoy abrimos los libros, intercambiamos información.

Una de las cosas que no se definieron fueron los índices ya que no sabíamos cuáles tomar. Ese fue el gran defecto de ese *Benchmarking*. Cada uno dio información, la tomó y la interpretó como quiso. Lo bueno fue que lo hicimos por fax, no hubo demasiadas reuniones ni preámbulos. Nos juntamos dos o tres, definimos cuáles eran los temas que nos podíamos intercambiar, los enviamos por fax a todos los que tuvieron interés y nos contestaron. Los que tuvieron interés pusieron algunos otros puntos que valían la pena comparar y los agregamos y así cada uno de nosotros pudo seguir la marcha.

Hay que tener en cuenta que se necesita mucho seguimiento para conseguir la información. La gran ventaja de tener un consultor es que uno se despreocupa del tema, le piden una información, le ponen plazos y uno tiene que responder. En nuestro caso era una cooperativa donde algunos contestaban en término, otros no y había que reclamarles por fax. Afortunadamente no lo hicimos complicado y hubo un gran sector que ayudó muchísimo, fueron los niveles gerenciales con poder de decisión los

que quisieron el *Benchmarking*.

Tuvimos algunos problemas de léxico y debimos hacer algunas aclaraciones porque algunos términos que parecían ser perfectamente unívocos no lo eran. Los datos tienen que definirse muy claramente. Quizás porque no tuvimos índices, los resultados se utilizaron poco. Si tenemos alguna empresa que tiene, en condiciones semejantes resultados mejores, lo que uno espera es que alguna de las que tienen peores resultados visite, mire, compare, pregunte, analice procesos. Sin embargo, esto no ocurrió mucho.

Una muestra de la utilidad del *Benchmarking* fue que una compañía operadora vecina nuestra en la Cuenca del Golfo de San Jorge tenía muchos menos roturas de vástagos pulidos que nosotros, a pesar de tener una incidencia de *pulling* más alta. Nuestra gente vio los resultados, fue a visitar a esa empresa vecina y pudieron observar que utilizaban unos espaciadores en los vástagos pulidos, que nosotros no usábamos. Entonces, decidimos instalarlos y bajaron las roturas.

Esa misma empresa observó que nosotros teníamos menos consumo de demulsionantes, y nos visitaron. Hoy ellos también usan menos demulsionantes para deshidratar el crudo.

Estas dos mejoras por sí solas justificarían con creces todo el esfuerzo que requirió el proceso.

Repensar el enfoque de exploración y desarrollo

Güimar Vaca Coca



El crecimiento de Chauvco se produjo por: a) adquisición de propiedades y áreas y b) desarrollo por perforaciones en áreas de exploración y de explotación.

Las adquisiciones de áreas se produjo en la siguiente secuencia: el crecimiento del número de propiedades fue acelerado ya que entre 1993 y 1994, en un período de 18 meses, se completaron 9 adquisiciones.

La distribución de los bloques hoy en día, después de renunciar a uno de ellos, está en 3 de las 5 cuencas productivas argentinas. De sur a norte en la Cuenca Austral, tenemos los bloques que componen la UTE Tierra del Fuego con 35% de participación, lo mismo que el bloque "Los Chorrillos" incorporado a la UTE Tierra del Fuego. Lago Fuego con el 50% de interés y Río Grande Sur con el 100%.

En la Cuenca del Golfo de San Jorge, tenemos el bloque Meseta Sirven con 100% de interés. Y en la Cuenca Neuquina, 7 bloques con altos porcentajes de participación: Dadín, NI/Loma Negra, AND y Aguada Villanueva con el 100%, Meseta Buena Esperanza y La Calera con 75% y Lago Pellegrini Este con el 50%.

Hay 7 bloques con yacimientos con hidrocarburos en producción, algunos con buen potencial y otros semidepletados.

Los bloques sin producción comercial tienen pozos perforados que ensayaron la presencia de hidrocarburos. Sólo dos de los 17 bloques en los que participó Chauvco no tenían pozos con hidrocarburos: Santa Rosa, ya devuelto y Río Grande Sur, hoy con hidrocarburos en nuevos pozos perforados.

El desarrollo de las áreas por perforación de pozos de exploración y explotación estuvo regulada por el alto tiempo requerido para conseguir la información técnica básica para luego completarla con trabajos adicionales de recolección de los datos necesarios para iniciar programas de reactivación en campos viejos, exploración en áreas nuevas o en áreas con campos viejos.

En este proceso fue fundamental el estudio de la información geológica y sísmica y el desarrollo de un nuevo modelo geológico en las áreas de Neuquén, que se convirtió en el foco de actividades de perforación y desarrollo.

Las actividades de perforación tienen el siguiente historial:

En 1994 se perforaron 14 pozos y 9, en 1995. Básicamente, estos pozos se hicieron buscando reactivar campos viejos de gas y petróleo, y sirvieron para comprender la geología regional y los problemas técnicos y operativos de la Cuenca Neuquina.

Una vez que se comprendió y confirmó el potencial geológico de las áreas, se hizo un programa de perforación inicial de exploración/explotación de 19 pozos para el año 1996 que daría lugar al programa de perforación inicial de 65 pozos para el año 1997, luego se expandió a más de 80 pozos en los bloques Al Norte de la Dorsal, Dadín y NI/Loma Negra solamente.

El notable éxito geológico conseguido desde el principio, no pudo aprovecharse en un desarrollo económico porque los costos de perforación y terminación de los pozos eran excesivamente altos.

Los costos de perforación, terminación y equipamiento y conexión de la producción de los pozos del área promediaban 955 mil dólares. Este promedio también reflejaba los costos históricos de anteriores operadores en las áreas.

Los pozos en los campos productivos de la zona tenían producciones acumuladas de aproximadamente 25 mil metros cúbicos por pozo (157 mil Bbls/pozo).

El costo de desarrollo sin procesamiento resultó de 6 dólares por barril de crudo. Si se agregaba el costo de descubrimiento e instalaciones de procesamiento, el costo de descubrir y desarrollar se estimaba en 8/9 dólares por barril o sea demasiado alto para ser económico.

Con este panorama se planteó el proceso de repensar el enfoque de exploración y desarrollo orientándolo inicial-

mente a áreas con menos riesgo y más productividad con un análisis de ingeniería de perforación y desarrollo profundo que pudiera cambiar los resultados.

Se inició un esfuerzo total de optimización global de costos de perforación que incluía a ejecutivos, técnicos y operadores de campo que debían conocer en detalle los programas que permitían a todos entender la distribución de costos, el uso concentrado de tecnología y reducción de tareas y costos no indispensables.

Las áreas en las que se trabajó incluyeron entre otras, las siguientes:

Supervisión

- Planeamiento, concentración, entrenamiento, optimización del tiempo y servicios
- Reconocimiento de prioridades
- Trabajo en equipo, reuniones pre y post perforación

Compras

- Compras integradas con vigilancia y mejora constante
- Control de calidad detallado

Compañías de Servicio

- Selección y trabajo de detalle para optimizar equipos de perforación
- Metodologías operativas para reducir tiempos muertos
- Optimización de soportes y servicios auxiliares
- Contratos con compañías de perforación con prácticas IADC (bajó costos en un 15%)
- Personal, mejora y entrenamiento
- Metodología, prioridades, coordinación

Fluidos de Perforación

- Estudios, investigación, soporte técnico, alternativas

Hidráulica y mecánica de perforación

- Tecnología y prácticas

Prácticas de perforación

- Estudio y mejora del calibre de los pozos
- Trépanos, hidráulica, lodo y operaciones
- Desviación de pozos, prácticas y tecnología

Cementación

- Revisión histórica y presente
- Cementos, alternativas, ingeniería y prácticas
- Personal y equipamiento

Terminación de pozos

- Planeamiento, ingeniería y prácticas
- Nuevos métodos, equipos y herramientas
- Personal, prácticas y comunicaciones varias
- Caminos, explanadas, agua y servicios de transporte, etcétera.

En el análisis, estudio y planeamiento integral entre perforadores, geólogos, gerentes, compradores, administrativos, etc., todos adquirieron la profunda conciencia de responder con su participación para bajar los costos a ~ **680 mil pesos/pozo** para hacer económicamente atractivo este proyecto.

En 1996 se perforaron 19 pozos a un costo prometido de 690 mil pesos/pozo equivalente a 4,4 pesos/bbl. Si agregamos 2/3 pesos/bbl por costos de descubrimiento e instalaciones de producción, el costo de D + D = 6,4 - 7,4 pesos/bbl se convirtió en aceptable económicamente para continuar los programas de desarrollo.

Para 1997 se programaron 65 pozos profundizando los programas de optimización global de costos.

Los resultados obtenidos fueron consistentemente mejorados y muy alentadores en los costos de perforación.

Algunos costos sectoriales subieron para mejorar los costos globales.

Los costos totales de perforación y terminación más equipamiento y conexión de los pozos, se iniciaron a algo



más de 600 mil pesos/pozo y al presente ya están en alrededor de 400/420 mil pesos/pozo.

El historial de costos de perforación bajó sustancialmente de 1994/95 al presente en más del 50%.

Debido a que en el primer semestre de 1997 se obtuvieron mejores resultados que lo esperado en dos yacimientos viejos y en un nuevo descubrimiento hecho con el primer pozo de 1997 en Puesto Espinosa se incrementó el número de pozos a más de 80. Hoy tenemos perforados 65 pozos a un costo promedio de 530 mil pesos por pozo equivalente a 3,4 pesos por barril, más los costos por descubrimiento e instalaciones de procesamiento, tenemos un costo de D + D = 5,4/6,4 pesos por barril.

Los costos ya al presente están cerca de 400 mil pesos/pozo equivalentes a 2,5 pesos por barril.

El *Benchmarking* de Costo de Reposición de reservas promedio para descubrir y desarrollar petróleo en el mundo es de alrededor de 10 dólares por barril. Los costos de incorporación de reservas de Chauvco están 50% más abajo que el promedio.

Si comparamos con Canadá, con compañías de tamaños equivalentes a Chauvco donde el costo total de reposición de reservas en un estudio de

Benchmarking de 3 años, es de 7,25 pesos C/Bbl promedio, nuestro costo en Neuquén hoy es de 5,85 pesos C/Bbl o sea 19% más bajo. El *Benchmarking* de Chauvco es el N° 16 de 28 compañías similares

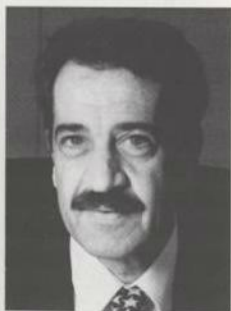
Estos resultados permitieron que la producción total de Chauvco en Argentina se incremente en 1997 a 21.500 barriles de petróleo equivalente (6 mil CF = 1 Bbl) por día y los programas de perforación se extiendan a un programa de 280 pozos en tres años a 80 pozos/año.

Esto nos permitirá tener un alza de producción en 1998 de hasta 27.500 barriles de petróleo equivalente por día.

Así, el historial de producción de Chauvco en Argentina es el siguiente:

- Desde 1992 incrementamos más del 500% hasta 1997.
- Las reservas que inicialmente (en 1992) fueron de 65 millones de barriles, subieron en 1997 a 118 millones de barriles.
- El flujo de caja inicial de 10 millones de dólares canadienses subió a 80 millones estimados para 1997 o sea un incremento de 800% en cinco años.
- Las ganancias se incrementaron sostenidamente y llegaron a 643% en cinco años.

Mejorar viendo por la ventana hacia afuera de nuestra casa



Rubén Dante Patrìtti

El *Benchmarking* llega a la Argentina como una necesidad ya que es muy grande la aceleración en el proceso de adquisición de conocimiento. Las empresas buscan nuevas formas de gestión para mantenerse en la competencia. La cantidad to-

tal de conocimiento del que disponía la humanidad en la época de Cristo fue duplicada en 1950. Hoy estamos duplicando la cantidad de conocimiento cada 5 años y con esa misma tendencia, que no tiene por qué cambiar, dentro de unos pocos años

más, estaremos duplicando la cantidad de conocimientos que tiene la humanidad cada año.

En la antigüedad, el brujo de la tribu era suficiente para tener todos los conocimientos que la tribu necesitaba para subsistir. Desde que la cantidad de conocimiento fue aumentando, aparecie-

ron los especialistas: algunos en la construcción, otros en la guerra, otros en la medicina. Lo mismo ocurría en las empresas con los especialistas, y después de éstos se pasó a los equipos multidisciplinarios, que estuvieron muy de moda en los últimos años. Pero no fue suficiente porque esto ocurría solamente dentro de las empresas, es decir, uno se medía con uno mismo y al medirse con uno mismo no sabía si estaba bien o estaba mal. A partir de entonces, fue necesario pasar al exterior a través del proceso de *Benchmarking*, apoyado con congresos donde cada uno no tiene que tener temor a expresar sus cosas internas porque si todos actuamos igual, lo que estamos haciendo es empezar a mejorar viendo por la ventana hacia afuera de nuestra casa: a través de los *Scout meetings*, que se hacen en las distintas áreas de la industria, o a través de las alianzas con las empresas que nos proveen servicios y que en cierta forma representan los primeros pasos de esta herramienta.

¿Qué hicimos en Astra en Exploración y Producción? Lo que hicimos fundamentalmente al principio fue atacar el problema en forma drástica, haciendo una racionalización de yacimientos y una reestructuración y consolidación administrativa y financiera. Estas reingenierías drásticas traen realmente problemas serios porque el estrés que provocan en la gente que está por irse —porque en realidad terminan despidiendo gente— es casi similar al de la gente que se queda adentro de la organización, porque el que se queda dentro seguramente estará en un escritorio distinto, en una posición distinta; se queda con un sector del área que tenía o con una adicional. Como consecuencia de este tipo de reingenierías aplicadas de golpe, si bien tienen un efecto drástico de reducción de costos, generan dentro de la organización otra serie de inconvenientes no deseables.

Por esta razón, pasamos de este sistema a uno que estamos llevando adelante que llamamos Programa Integrado de Cambio, donde las cosas se van haciendo prácticamente todos los días o todas las semanas.

El otro tema que se tomó en cuenta a partir de 1996 para lograr este proceso

de bajas de costos fue la unitización operativa de yacimientos. En aquellos que están cercanos tratábamos de tomar en principio los mismos oleoductos, la misma red eléctrica o las cosas que fueran posible; avanzábamos todo lo que podíamos sobre lo existente. El otro punto importante fue la alianza con los proveedores.

Evolución del sistema de control de costos

Empezamos en 1979. Se hacía procesamiento de la información en lotes con formularios. Esos formularios venían a una central y de ahí entraban a un sistema y los resultados se obtenían después de haber cerrado el mes, es decir, prácticamente un mes o mes y medio después de que las cosas habían ocurrido, nos enterábamos de cómo habíamos estado. En el año 1985 se empezó a trabajar en costos por actividad, donde había interface con los yacimientos, es decir, la documentación trabajada por las procesadoras centrales tenían interfaces con los yacimientos. Y esto mejoró algo porque la información se ingresaba directamente en el campo y los controles presupuestarios podían obtenerse parcialmente sin tener que esperar al cierre del mes, aunque también había que esperar un largo listado de computadora, hecho por el contratista que atendía todo el sistema de computación.

En la actualidad, tenemos todos los yacimientos conectados vía satélite, la información es ingresada en el campo y procesada *on line*. El usuario que quiere saber sobre sus costos puede obtener la información procesada en la forma que quiera.

Está incorporado todo el sistema de control de inversiones, y para algunos rubros, hay distribución automática de gastos, como por ejemplo la inyección de agua.

Este es simplemente un proceso de conocimiento de qué es lo que uno está gastando para poder medir cuáles son los avances en función de las medidas que va tomando.

Otro de los cambios que empezamos a aplicar en 1996 fue la alianza que hicimos con los proveedores de bienes, de materiales o de servicios. Consistió en integrar los recursos de ambas compañías para estudiar y mejorar la per-

formance del sistema de extracción artificial en los yacimientos La Ventana y Vizcacheras, que Astra está operando en la zona de Mendoza, con el propósito de alcanzar las siguientes metas.

En forma inmediata: implementar la Alianza para el sistema de bombeo electrosumergible en ambas áreas, reducir los costos relacionados el 35% en un período de 2 años y mantener niveles óptimos de producción.

A mediano plazo (seis meses/un año) está estipulado incrementar el alcance de la Alianza en Vizcacheras para todo el sistema de extracción artificial, incluyendo el servicio de *pulling*, y analizar e implementar la incorporación de tecnología en la supervisión de los pozos (SCADA).

A largo plazo (1/2 años) está previsto incorporar a la Alianza todo el sistema de extracción artificial de La Ventana y reducir los costos relacionados con todo el sistema de extracción artificial en 20 - 30% por la implementación de tecnología en la supervisión de los pozos.

Para poder medir qué es lo que pasa con una Alianza, es necesario determinar ciertos índices que únicamente se pueden establecer si uno tiene historia suficiente medida como para poder comparar.

Para efectuar el seguimiento, usamos los siguientes indicadores:

- Coeficiente de Servicio: vida media vs. consumo de energía
- Coeficiente de pozo: número de interv. vs. pérdida de producción
- Coeficiente de servicio: aspectos técnicos, económicos y de seguridad y medio ambiente
- Gastos estimados por pozos vs. gasto real

Para poder formular la alianza es importante alinear los objetivos con los del contratista y crear una relación de mutua confianza. El beneficio fundamental de una Alianza es lograr eliminar la supervisión porque la mayor ineficiencia en una organización ocurre cuando la desconfianza hace que el control sobreactúe. Es decir, un supervisor es jefe de supervisores porque uno no confía en los supervisores y los supervisores a su vez supervisan al supervisor del contratista porque tampoco confía en ellos. Eso es ineficiencia. De-

bemos lograr que el otro trabaje sin la presencia de nadie.

Para lograr esto se formó un equipo negociador para establecer las reglas del juego y luego un equipo de trabajo para medir el funcionamiento. Con la Alianza, ambas empresas tienen que ganar.

Es decir que si uno hoy está gastando 100 y después gasta 90, la empresa productora tiene que darle a la otra por lo menos una parte de esa utilidad para que la otra esté motivada en la mejora del rendimiento.

El contratista tiene que ser suficientemente importante en función de lo que uno le va a dar para manejar, no se puede tener un contratista inexperto que no tenga capital por eso es importante la selección de con quién se hace la Alianza.

Una vez que se hacen las reuniones para poder establecer las reglas del juego, se hace una evaluación de las propuestas de los dos, tres o cinco contratistas que uno haya elegido. Después se selecciona el candidato y se fijan las reglas de juego definitivas.

Para la selección se tienen en cuenta una serie de parámetros y cuál será el beneficio esperado para ver si tiene sentido llevar adelante el sistema. Luego se preparan los contratos y se sigue adelante. En todo este sistema hay premios y castigos, es decir, si en la Alianza los costos no mejoran sino que quedan iguales o empeoran, hay un castigo y en caso de una mejora, hay incentivos. Los premios y castigos están establecidos en forma de porcentajes dependiendo de cada uno de los

rubros en que se éste trabajando.

En nuestra experiencia, en cuanto al sistema de bombeo electrosomergible, que es el que más tiempo llevamos realizando, hemos notado una mejor respuesta del proveedor, es decir, hay un entusiasmo del mismo hacia el sistema. Esto a veces es difícil de medir, pero fácil de detectar. Hay un mayor aporte de ingeniería especializada y una disminución de costos.

La segunda Alianza importante que hemos hecho ha sido en el yacimiento Manantiales Behr en Chubut para la parte de perforación de pozos. Hemos seleccionado dos proveedores, que a su vez tienen un conjunto de contratistas de apoyo y les hemos dado 9 ó 10 pozos a cada uno para poder hacer una evaluación más a fondo. Recién hemos terminado con la primera campaña de uno de los grupos de contratistas y estamos trabajando con la segunda. En principio, con el primer grupo hemos tenido algunos índices que realmente nos alientan, como por ejemplo, hemos bajado 9% el promedio de los tiempos.

Programa integrado de cambio

El otro sistema que hemos utilizado, comúnmente llamado de mejora continua, es el Programa integrado de cambio.

En las empresas hay que aceptar que el conocimiento fundamental para una reducción o para una optimización está en quién ejecuta la tarea y no en el gerente o el director. Con este concepto básico lo que uno tiene que tratar de difundir es un poco el resumen de todo esto. Es el concepto de que podría estar ahorrando tiempo y dinero si cambio un

procedimiento que detecto es engorroso y no me sirve, como por ejemplo sacar un material del almacén.

Como usuario, no lo puedo cambiar porque tengo la visión únicamente desde mi punto de vista. Pero si el supervisor de producción se junta con el supervisor de almacenes y con el administrativo, generan la fuerza donde están todos los interrelacionados con ese procedimiento o trámite que quiero racionalizar. Entre los tres, tienen que diseñar cómo cambiarlo y elevarlo para que alguien lo analice y apruebe.

Si la dirección no está dispuesta a aceptar y aprobar por lo menos el 70/80% de las propuestas que vienen de abajo, el sistema no funciona porque la motivación se pierde. En cambio, aceptando las propuestas que vienen de abajo, la motivación crece cada vez más y los resultados y logros son mucho mayores.

El PIC funciona con un Comité Ejecutivo porque lo que hay que tratar de definir es que no existe el gerente. El gerente es alguien que coordina pero no el que tiene la idea y da la orden para que se ejecute. La orden y las cosas deben ser cambiadas por la propia gente dentro de la organización. En el Comité Ejecutivo hay algunos gerentes y otros no gerentes de todas las áreas. Hay un Gerente de Proyecto en el sentido de que alguien tiene que llevar las pautas y la parte administrativa del sistema para que las cosas se hagan. Hay un equipo de capacitadores para poder capacitar a cada uno de los grupos que se forman ya que el trabajo en grupo requiere de una cierta formación para trabajar en equipo.

La necesidad de identificar las variables

Susana Sánchez



Empezamos haciendo una comparación entre siete de las áreas de explotación que estamos operando. Pudimos observar que en

una de esas áreas (A) se extrae el metro cúbico más barato y en otra (B), más caro. Comparando estas áreas no, podría decir que A es más eficiente que B. Sí puedo decir que A gana más por metro cúbico que B, pero nada más que eso. Si quisiera decirle a B "tenés que bajar tus

costos", no me atrevería a decirle cuánto lo tiene que bajar ni tampoco conozco si A está realmente produciendo al costo que debería.

En los yacimientos siempre recibimos comentarios de este tipo: "yo manejo más agua", "tengo más pozos", "mi

yacimiento es el más profundo", "inyecto más agua", "tengo más baterías".

En un primer momento pense que eran comentarios o excusas pero realmente tuve que reconocer que eran ciertos. El problema que teníamos era que no podíamos saber cuánto influían estas variables en el costo de un área y entonces empezamos a trabajar analizando los costos bajo diversas variables.

Lo que hicimos fue dividir el costo de un área básicamente en cuatro componentes principales. Cuando decimos *pulling*, no decimos el costo del equipo sino todas aquellas cosas que tiene encadenado un trabajo de *pulling*: las varillas, el *tubing*, etc, es decir, todos aquellos componentes del costo. También utilizamos otra herramienta matemática que son las *Ecuaciones de Regresión*. La Ecuación de Regresión es aplicable cuando existe una relación entre una variable dependiente que llamamos costo y una o más variables independientes que puedan ser medibles.

En el *pulling* definimos que había tres variables independientes que podíamos medir: número de pozos, tarifa del equipo de *pulling* y la profundidad del yacimiento. Existen otras variables como la corrosión, la arena, las incrustaciones; que el petróleo sea pesado, o que haya pozos desviados. Quizás a alguna de éstas en el futuro también las podamos poner dentro de las variables independientes medibles.

Nosotros consideramos el esfuerzo que se debe hacer por cada una de esas varia-

bles. No nos estamos comparando con otras empresas sino que simplemente estamos comparando distintas operaciones dentro de nuestra compañía. La gente de Control de Gestión nos dio una herramienta que tiene en cuenta realmente el esfuerzo que cada yacimiento hace para producir el petróleo y para saber si lo que se está gastando es poco o mucho, por lo menos dentro de nuestra compañía.

Otro ejemplo sobre el cual trabajamos fue la energía. Consideramos que las variables independientes principales que podíamos medir eran el número de pozos, la tarifa eléctrica, el caudal de inyección (por la presión de inyección), el caudal de producción bruta (por la profundidad del yacimiento), o sea, lo que considerábamos que estaba relacionado con la energía.

Otra variable que podía modificar el costo pero que no podíamos medir era la instalación fija y la generación de energía eléctrica propia.

No se pueden comparar yacimientos que "generan" con los que "no generan". Para nosotros los gastos de cada yacimiento a comparar son semáforos. No podemos decir que un yacimiento puede gastar 1.800.000 dólares ni que otro, 800.000, ya que para nosotros esos valores son simplemente **semáforos**. Cada yacimiento tendrá que ver por qué los demás gastan menos, tendrá que juntarse con los demás para poder entender esta problemática. Lo que tratamos de hacer es eliminar variables que no se pudieran medir.

Con los contratistas identificamos las principales variables independientes: la cantidad de pozos productores, el número de pozos inyectoros, el número de baterías, la producción bruta, el caudal de inyección. Es muy difícil trabajar bajo este concepto pero siempre es mejor que nada.

Otras variables son: la zona donde están ubicados los yacimientos y el grado de automatización.

Como conclusión, aunque continuamos trabajando en esto, podemos decir que:

- 1) Es una herramienta de gestión: son **semáforos**, pero no sirve para que un yacimiento calcule cuánto va a gastar en energía eléctrica el próximo año.
- 2) Es una herramienta más humana porque tenemos en cuenta el esfuerzo que cada uno hace para extraer un metro cúbico de petróleo. No es tan económica o fríamente económica como un dólar.
- 3) Esto, a su vez, dio origen a que elaboráramos lo que nosotros llamamos un árbol de costo. Las variables principales se pueden volver a abrir tantas veces como se quiera para tratar de buscar la variable que lo hace más dependiente. Es una herramienta que usamos para proyectar gastos, para evaluar proyectos de inversión y también para evaluar nuestras propias áreas. Obviamente, habría que contar con esas variables independientes para proyectar gastos hacia el futuro.

El factor humano y los costos

Carlos Bertello

Es conocido el impacto del factor humano en los costos, por lo que hemos considerado decisivo que una adecuada preparación actitudinal de los integrantes de la organización es prioritaria en la búsqueda de la mejora de la productividad.

Disponer de equipamiento, máquinas, procesos y sistemas mo-



dernos, actualizados y eficientes es sólo una parte; la otra la brinda sin duda la gente capacitada, motivada e integrada en un equipo de trabajo con estrategias y objetivos comunes.

Esto obviamente no es ninguna novedad y podemos teorizar mucho acerca de ello.

El desafío sin duda es la aplicación e

implementación de esos conceptos.

Intentamos compartir en esta presentación la experiencia que estamos desarrollando en este sentido, aún incompleta pero con algunos resultados motivantes que nos estimulan para profundizar el esquema.

El programa está estructurado sobre lo que hemos llamado **los pilares** de la implementación. Estos son:

- Planeamiento
- Multifunción y trabajo multidisciplinario
- Mejora continua de los procesos
- Gestión temprana
- Seguridad, cuidado del ambiente y la salud de la gente
- Capacitación y desarrollo de los recursos humanos

Estos pilares tienen distinto grado de avance en su desarrollo y aplicación metodológica.

Haremos una breve síntesis sobre qué comprende cada uno y cómo está siendo desarrollado.

En el **Planeamiento** a partir de las estrategias y objetivos de la empresa que dan lugar a los planes de acción de corto, mediano y largo plazo, estamos intensificando lo que llamamos el despliegue de metas.

La intención es que todos los integrantes de la organización independientemente del nivel que en ella ocupen tengan metas claras y definidas alineadas con los objetivos de la empresa.

Consideramos importante que todo empleado sepa que su trabajo o actividad tiene impacto sobre alguno de los objetivos y que de él depende en parte su concreción.

Esto está apoyado en un sistema de medición que permite conocer el grado de cumplimiento a través de un seguimiento periódico que facilite la adopción de acciones correctivas en forma oportuna.

La intención futura es que la remuneración esté vinculada en los logros y cumplimiento de objetivos a través de algún sistema de recompensa variable.

Como en general en la búsqueda de un objetivo participan varias personas

que pueden pertenecer a distintos sectores, esto exige la conformación de grupos **multidisciplinarios** que se unen para trabajar en la búsqueda de un objetivo común. Esto es al mismo tiempo una forma de eliminar las clásicas barreras entre sectores, horizontalizando la organización.

Estos grupos multidisciplinarios que tienen un líder deben conocer con claridad y precisión la misión, el tiempo de ejecución, el resultado esperado y disponer de un sistema de medición.

Consecuentemente con este concepto estamos también profundizando la **multifunción**, es decir la preparación y capacitación de la gente para desarrollar otras habilidades, además de las habituales y conocidas que le permitan llevar a cabo tareas de diferentes especialidades.

Para ello es fundamental un especial y adecuado sistema de preparación y capacitación al cual haremos referencia más adelante.

El objetivo es lograr grupos de trabajo autónomos y autosuficientes que no necesitan la tradicional supervisión que recorre y controla pero que no siempre agrega valor al resultado.

El resultado más evidente a la fecha es la concentración de actividades varias de producción y mantenimiento en una sola persona o grupos de personas, eliminándose la asistencia a una misma instalación de varias personas de diferentes sectores con objetivos distintos.

En los yacimientos éstos son conocidos como **Grupos Autónomos** que han sido preparados usando una herramienta de calidad llamada TPM (Mantenimiento

Productivo Total). Consiste en varias etapas de adquisición de conocimientos prácticos y actitudinales que comienza con equipos modelo, a través de los cuales se hace el entrenamiento que permite al final desplegarlo a todas las instalaciones.

Este esquema finalmente permite un requerimiento menor de recursos, pero con un grado de preparación, conocimientos y habilidades mayores.

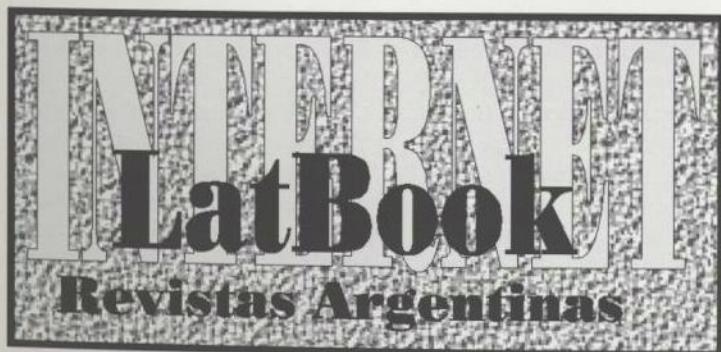
El otro desafío importante consiste en desarrollar la actitud de la búsqueda de la **mejora continua de los procesos**. Es prioritario individualizar los proveedores y clientes internos, para saber quiénes y para quiénes estamos haciendo una actividad.

En el esquema tradicional buscamos por sobre todo satisfacer al jefe!!!. Acá debemos trabajar pensando en el proceso, su optimización y no en actividades aisladas sectoriales.

Es muy útil identificar las pérdidas, sus costos y las oportunidades de agregar valor al proceso en el que estamos involucrados, conscientes de que la mejora nunca se detiene y que siempre hay formas y esquemas para cambiar y sumar valor.

En nuestro caso estamos usando la metodología Juran, incorporando las herramientas correspondientes, creando conciencia y capacitando a un grupo de personas, que son los llamados "Facilitadores", como motores que difunden e instruyen en el uso de la metodología.

Obviamente para ello es importante el involucramiento y apoyo de los altos niveles de conducción de la empresa,



PETROTECNIA

incluye los sumarios de sus ediciones en la base de datos Latbook (libros y revistas)

Disponible en INTERNET
en la siguiente dirección:
<http://www.latbook.com.ar>

que ha definido entre sus objetivos la calidad total de los procesos y el cero defecto.

Entre otros, uno de los ejemplos donde estamos obteniendo resultados interesantes es en la calidad aplicada al mantenimiento. Las técnicas de mantenimiento predictivo nos han permitido la eliminación de mantenimientos a des-tiempo o innecesarios, combinando la introducción de tecnología con la actitud de la mejora continua.

Otro pilar que hemos identificado en la reducción de los costos y la mejora de la productividad es la **gestión temprana** en los proyectos.

Esto significa proyectar pensando en el ciclo de vida de una instalación. En este sentido, la participación de un equipo "crossfuncional" integrado por los que diseñan, construyen, operan y mantienen la instalación es importante para lograr el equipo o instalación que satisfaga eficientemente los requerimientos de los sectores involucrados, obteniendo el **menor costo total**.

Es muy frecuente que nos preocupemos por los montos de la inversión y que los gerentes presionen para bajarlos. Esto está muy bien, pero entendemos que además debemos pensar en el costo del ciclo de vida, que al final es lo que importa para definir la rentabilidad de la instalación.

Asimismo, es muy gravitante en el costo final pensar en todo esto desde los comienzos del diseño, pues es sin duda el momento en que podemos lograr los mayores ahorros. Cuanto más avanzada está la obra, más caro resulta introducir cambios o mejoras.

La actitud participativa y de búsqueda de la mejora es también impactante en los resultados pretendidos en **seguridad, cuidado del ambiente y salud de los empleados**.

Fundamentalmente, lo que se persigue es lograr una actitud proactiva de la gente, desarrollando la costumbre de observar con un espíritu crítico, constructivo, orientado a ayudar al otro a no incurrir en actos inseguros. El conocido método **Stop** que ya varias empresas están usando nos ha dado muy buenos resultados, a pesar de que aún estamos lejos de nuestros objetivos.

Hemos hecho referencia en distintos momentos a la adecuada preparación de la gente, por lo tanto, el llamado pilar de **capacitación** es uno de los más importantes de este proceso de cambio.

Hemos reemplazado en gran medida la tradicional capacitación en aula, donde la gente escucha a un instructor, por una capacitación en el lugar de trabajo y sobre el mismo equipo o instalación que luego tendrán que operar.

En general los instructores son la

misma gente, ellos preparan la lección por desarrollar de acuerdo con su experiencia. Como la clase se desarrolla en el campo, las personas por capacitar practican la lección sobre la instalación o equipo.

Una metodología de auditorías de aprendizaje asegura que el nivel de conocimiento adquirido es el requerido.

Esto es lo que llamamos **lecciones de un punto**, que focalizan la enseñanza en temas específicos, concretos y de aplicación inmediata.

Para finalizar, digamos que todo lo que hemos explicado como pilares del cambio, debe tener un aceptable sistema de medición que permita evaluar en cada momento el avance y sobre todo, asegurarnos que agregamos valor a la gestión, ya sea bajando los costos o aumentando la producción.

Una buena cantidad de índices de medición están en uso, ellos son actualizados de acuerdo a un plan y publicados en lugares accesibles a todo el personal, lo que llamamos **paneles de control**.

Esto finalmente funciona como un **benchmarking interno** muy útil e interesante, que sirve de referencia y comparación para los distintos grupos de trabajo y que en definitiva nos permite ver que siempre hay alguien que lo hace mejor y que por lo tanto la **oportunidad de mejora es permanente**.

Situación de las empresas medianas y pequeñas: la informática integradora

Ricardo Chacra

Trataré de describir cómo vemos, a partir de la experiencia de ROCH, la situación de las empresas medianas y pequeñas relacionadas con las grandes, respecto de la toma de servicios de terceros y de los costos de producción.

Una característica visible de la empresa grande es el volumen y continuidad del trabajo que ofrecen a los contratistas y proveedores. Las empresas grandes poseen una estructura propia permanente



profesionalizada para atender específicamente aspectos relacionados con las compras y contrataciones. Respecto del respaldo financiero y el acceso al crédito, se tiene una visión y hay una complejidad distinta según sea el tamaño de la empresa.

Las ventajas de las empresas chicas y medianas desde

nuestro punto de vista podemos enumerarlas de la siguiente manera:

- Poseen una estructura de personal re-

ducida; existe una buena comunicación entre los diferentes sectores que la componen, de esta manera se evita la generación de compartimentos estancos. Las negociaciones suelen llevarse a cabo directamente con las autoridades de la empresa, lo que le da un marco de dinamismo y confianza.

- El costo de la gestión de la compra es bajo y los mecanismos de control, sencillos.
- El tamaño permite lo que llamamos "cintura" para enfrentar distintas situaciones. Nos permite tener mayor flexi-

bilidad y agilidad para modificar con rapidez los cursos de acción o redefinir las inversiones en función de los resultados que se vayan obteniendo.

ROCH inició su actividad como operadora de yacimientos a fines de 1990 en un área calificada por la Secretaría de Energía de la Nación como marginal por su producción y por sus perspectivas. La mayoría de las áreas operadas actualmente por ROCH fueron obtenidas por procesos licitatorios de áreas marginales.

La producción anual de petróleo es de alrededor de 310.000 metros cúbicos y la producción de gas, de 180 millones de metros cúbicos anuales. Para alcanzar estos niveles de producción, se realizó una intensa actividad, con trabajos de construcción y adecuación de instalaciones de superficie, reparación y perforación de pozos. La informática y los recursos humanos con personal especializado en las áreas técnicas y financieras han sido un importante respaldo para estos logros.

Con referencia a los costos, si bien se trata de áreas calificadas como marginales, estamos dentro del marco general de la industria. Actualmente tenemos un costo mensual algo inferior a los 6000 dólares por pozo, lo que significa alrededor de 15,3 dólares por metro cúbico producido.

¿Cuáles son los elementos a los que hemos prestado permanente atención? En primer lugar, la descentralización. Cada sector, cada gerencia se maneja con una organización autónoma en cuanto al presupuesto, las decisiones operativas y las negociaciones con los contratistas.

Las alianzas con empresas de similar tamaño han dado resultados positivos. Se ha favorecido e incentivado a las empresas de servicio de la zona, sin poner restricciones por su tamaño sino más bien evaluándolas por la calidad de sus servicios. De esta manera, el contratista se siente motivado y se impulsa su desarrollo. Esta es una característica que no siempre se da en las empresas grandes.

Los proveedores chicos incorporan la filosofía de la empresa y tienen un alto grado de compromiso porque allí

está la esencia misma de su existencia. De esta manera, existe una relación directa de logros de la empresa y de los contratistas.

La aplicación del *outsourcing* desde el inicio mismo de nuestras operaciones significó, aparte de un beneficio económico, tener acceso a conocimientos y desarrollos realizados por especialistas en cada tema en particular.

Una de las herramientas de importante gravitación utilizada por ROCH en sus operaciones es la informática, que ha permitido "integrar" información generada en distintos ámbitos para la toma de decisiones en tiempo real.

Refiriéndonos a la informática, en principio voy a explicar el concepto neurolingüístico de mapa ajustado al territorio. Este concepto parte de la base de que cuando alguien nos dice "pensemos en Europa", lo primero que nos viene a la mente es un mapa de Europa y esa es la imagen que nosotros tenemos de ese territorio. Si ese mapa es inexacto, reconoceríamos al territorio de un modo bastante pobre y en la medida en que ese mapa sea lo más ajustado al territorio real, mejor será el conocimiento del mismo. Si se conoce bien el territorio, se pueden tomar decisiones acertadas y dar soluciones inmediatas. Ese mapa ajustado al territorio como concepto neurolingüístico, trasladado a la informática, nos permite obtener un modelo cibernético del territorio real. Este puede ser un yacimiento, un pozo, la perforación de un pozo, los costos o el aspecto que necesitamos analizar.

Entonces, la informática integradora es una herramienta de visualización y síntesis de las variables significativas. Los datos más importantes de un yacimiento son la producción de los pozos, los controles, las cartas dinamométricas

y los costos de producción. El objetivo es poder ver todo eso de una forma rápida y eficaz. Por eso decimos visualización y síntesis. Y también es necesario tener la posibilidad de ver datos históricos y contar con la estadística de gestiones anteriores para la confección de los programas futuros.

La informática integradora permite evolucionar, trabajar sobre la decisión de reducción de costos. Por ejemplo, en la Cuenca Austral se perforaron

dos pozos de 3000 metros de profundidad. A partir de estas herramientas,

tomamos la decisión de cambiar trépanos y modificar los lodos. Analizando el costo del lodo y de los trépanos, se vio que una decisión técnica podía mejorar los costos globales. Lo que se ha logrado en este caso particular fue pasar de utilizar seis trépanos a tres y en cuanto a las horas operativas de perforación, de 594 a 380 y de 28 días de trabajo a 18. Nuestra experiencia en general es que cuando uno comienza a hilar más fino se da cuenta de la potencia de la informática integradora.

Si consideramos como territorio el pozo y un modelo de costos, entonces podemos ver cómo éstos van evolucionando, e ir tomando decisiones en forma inmediata. Es una herramienta que nos permite realizar un diagnóstico preciso y actuar con solidez y firmeza ante nuestros contratistas.

Creemos que nuestro desarrollo dentro del mercado como empresa chica ha sido importante. Hemos obtenido el reconocimiento de distintos ámbitos dentro de la industria. El desafío es efectuar operaciones cada vez más eficientes y reducir los costos de producción.



Sísmicas offshore y pozos horizontales de largo alcance

Bernard Rochet



Total Austral ha elegido presentarles dos operaciones muy diferentes en el cuadro de Mejoramiento de Procesos Empresarios que aportan nuevas referencias al tema de *Benchmarking*.

La primera es la utilización de las condiciones locales de mareas en sísmica *3D offshore* para reducir costos de adquisición y la segunda trata sobre pozos dirigidos de gran longitud para reducir costos de desarrollo de operaciones costa afuera.

Con respecto a la primera operación, la utilización de líneas sísmicas en fase con la marea permite una reducción importante de los costos, mejorando al mismo tiempo la calidad de los datos sísmicos. Sólo se necesita que las corrientes de mareas sean fuertes y predecibles.

Este es el caso de Tierra del Fuego, con una periodicidad de marea cada 5 horas.

Si usamos líneas sísmicas en fase con la marea, las zonas carentes de datos son menos y por lo tanto se requieren menos líneas sísmicas adicionales.

Trabajar en fase con la marea significa:

- adaptar la longitud de cada línea a cada ciclo de corriente de marea
- registrar los datos navegando en contra de la corriente
- aceptar perder tiempo esperando el cambio de marea

Es imprescindible entonces usar una velocidad promedio del barco, para aprovechar el ciclo de la corriente (3,5 nudos), optimizar la longitud de la línea para registrar dentro del ciclo y dar suficiente tiempo para el viraje, es decir para una línea de 30 km, por ejemplo, vamos a registrar durante 5 horas y tomar una hora y media para hacer el viraje con la marea.

Para un caso típico de 1800 km² de sísmica en Tierra del Fuego el resultado es:

Costo total de la adquisición sísmica: 6 millones de pesos, más o menos un 60% del costo total de la sísmica.

Normalmente con un contrato standard el costo de las líneas complementarias equivale a un 20% de ese monto, es decir 1,2 millones de pesos.

Con la metodología de líneas sísmicas en fase con la marea, el costo de las líneas complementarias es de apenas 390 mil pesos.

Hemos mencionado también que perdemos tiempo esperando la marea, lo que significa que hay costos adicionales.

Pero a pesar de eso estamos ahorrando 374 mil pesos, es decir un 30% del costo de las líneas complementarias.

Después de este primer ejemplo, en el que la metodología puede ser utilizada por cualquier compañía u operador, nos referiremos a un segundo caso en el cual se necesita el uso de tecnología avanzada con un muy buen conocimiento de su implementación.

En 1997 hemos cambiado nuestra estrategia de desarrollo costa afuera en Tierra del Fuego con plataformas adicionales, por un nuevo tipo de desarrollo con pozos horizontales de largo alcance, primero desde las dos plataformas ya existentes y luego desde la tierra hacia el mar. Hemos perforado dos pozos hacia ARA SUR y uno hacia HIDRA SUR, más dos pozos de tierra hacia ARA, uno va perforado y el otro que aún hoy no está terminado.

Podemos señalar que el perfil de un pozo de largo alcance, a diferencia de uno desviado, es que la inclinación es más fuerte durante una parte importante de la perforación y se termina en el reservorio con un tramo horizontal de longitud variable hasta 1000 metros o más. El pozo más significativo fue HMP7 que tiene un desplazamiento horizontal de 6253 metros por una distancia perforada de 6982 metros.

Las distancias horizontales de los pozos que hemos perforado desde plataformas son 6253, 4600, 5718 y desde tierra 4609 y 5650 metros. Los costos fueron

muy variables pero con un promedio de 11 millones de pesos en *offshore* y 7 millones en *onshore*.

Estos precios incluyen todos los problemas encontrados y van a bajar probablemente en el futuro con la curva de aprendizaje.

La productividad de esos pozos en algunos casos fue un gran éxito con mejores resultados de los esperados.

Actualmente, con los últimos progresos de la tecnología y un mejor conocimiento de su implementación podemos considerar que la ventana standard del desplazamiento horizontal sería de hasta 9000 metros de longitud.

¿Cuáles son las ventajas y los inconvenientes de estos pozos?

Dichos pozos permiten:

- Una producción inmediata más favorable respecto de los riesgos financieros.
- Un desarrollo de reservas que son económicamente marginales o una extensión de la vida de un yacimiento al momento donde los costos operativos y de desarrollo son demasiados altos para asegurar una operación económica.
- El desarrollo paso a paso de las reservas con posibilidades de cambio o de terminación sin haber hecho la inversión de una plataforma.
- La disminución de los costos unitarios de desarrollo de reservas.
- Un desarrollo más cuidadoso del medio ambiente especialmente con pozos desde tierra.

En el caso de la Cuenca Austral esos pozos van a permitir desarrollar reservas por un costo menor a lo inicialmente previsto, de 10 a 15 \$/bbl.

En el caso donde los pozos de largo alcance no son suficientes, por ejemplo para el yacimiento ARGO ubicado a unos 12 kilómetros de la plataforma, se utilizarán pozos con cabezas submarinas. Nuestros estudios demuestran que

estos pozos tienen un costo mayor que los de largo alcance, pero siempre es menor a los de un desarrollo clásico con plataforma.

Hay también consecuencias de esta estrategia sobre los costos operativos. La reducción drástica de plataformas permite ahorrar todos los costos vinculados especialmente con logística, seguridad, mantenimiento e inspección.

En cuanto a los inconvenientes:

- Riesgo técnico más alto.

- Un desarrollo de reservas dependiente del alcance del pozo.
- Una finalización del pozo forzosamente simple porque con 6 kilómetros de alcance no se pueden instalar muchos equipos para separar las zonas de producción.
- Una cierta inestabilidad de la producción en algunos casos de GOR.
- Materiales y experiencia específicos y una fuerte motivación de todos los socios.

Además, podemos acotar que si no hay costos de mantenimiento de esos pozos es porque las intervenciones no son imposibles pero sí muy difíciles.

Quisiera concluir subrayando que con dos métodos muy diferentes, el primero aprovechando el medio ambiente y el segundo con un cambio riesgoso de tecnología, hemos logrado un paso decisivo en el desarrollo de reservas económicamente marginales costa afuera.

Algunos ejemplos para bajar costos

Marcelo Guiscardo



En mi exposición voy a desarrollar ejemplos que tienen que ver con los factores determinantes de los costos de producción: de informática y telecomunicaciones, de perforación, de medición, de operación y un caso de un pozo de desarrollo.

Me referiré específicamente 1) al yacimiento Cerro Hamaca, 2) a la reingeniería del proceso de mantenimiento de la Regional Sur, 3) a la telesupervisión de Rincón de los Sauces, 4) a un proyecto de lo que nosotros llamamos la base de datos *upstream* y 5) a la disminución de exposición a pérdida por incremento de tecnología en el control de volumen.

1) En el yacimiento Cerro Hamaca, en Neuquén, se redujeron los diámetros de perforación y de entubación.

Lo que pudimos ver es que usando pozos de menor diámetro, no solamente bajamos costos de cañerías, sino que los costos fueron bajando en todos los rubros: equipos, cañerías, herramientas, inyección, cementación, trépanos. La cuestión es que a medida que vamos haciendo los pozos (esto se comenzó en enero de 1997), pudimos bajar esencialmente de 400.000 dólares por pozo a la mitad, 200 mil dólares.

En cuanto al costo de producción podemos señalar que en agosto todavía estaba alto (a 5,60 dólares) porque recién estábamos comenzando, pero en septiembre ya había bajado a 3,20 dólares. Los costos de desarrollo de estos nuevos pozos –por supuesto, son pocos

pozos– está en 2,20 dólares, es decir que está surtiendo buen efecto.

2) Con respecto a la reingeniería del proceso de mantenimiento, existen programas de mantenimiento en el mercado que fijan el equipamiento, las horas de trabajo, los proyectos, cuáles serán los equipos y cómo se van a realizar las tareas. Generalmente estos programas son muy buenos en áreas, como por ejemplo una plataforma, en la que hay poca gente y mucha actividad.

En cambio, cuando quisimos aplicar este tipo de programa en la Regional Sur en donde tenemos 10.000 pozos y los 10.000 pozos son iguales y están casi todos con el mismo tipo de aparato de bombeo, es más problemático porque al final uno tiene una base de datos que le cuesta más dinero que el petróleo que produce el pozo. Por eso fue realmente un desafío simplificar los sistemas de mantenimiento para poder tener algo que sirviera.

Además, nosotros ya teníamos un “gurú” en cada área operativa: “yo sé todo”, “hago todo”, “así me enseñó mi abuelo”, “se hace así y se acabó”. O sea, teníamos información que estaba guardada en la libretita negra del bolsillo del operador o en alguna PC.

¿Cómo se hace ahora? El ingreso de la información se hace por el operador en el campo y esa información la tiene él, se planifican las tareas y después se analiza la información para el uso en

mantenimiento, producción, reservorios y compras. O sea, esa información entra sólo una vez en la máquina y con eso obtenemos mantenimiento preventivo, análisis de la organización y formación del sistema de mantenimiento. Al principio tenía tantas opciones que era demasiado engorroso para una producción realmente simple como tenemos en el sur.

La reingeniería dio resultados y disminuimos la frecuencia en la relación de mantenimiento logrando un ahorro del 20% en la mano de obra, mejora sustancial en las actividades de terceros porque esto nos ha obligado a entender mejor qué es lo que estábamos haciendo en el campo. Entonces, conjuntamente con nuestros contratistas logramos efficientizar el trabajo, orientando el mantenimiento que disminuyó las pérdidas de producción por paros, estandarización y racionalización del parque de equipos y análisis estadísticos de los datos, que permitió optimizar los recursos.

3) Veamos ahora la telesupervisión en Rincón de los Sauces que tiene 1000 pozos comparado con la Regional Sur de 10.000 pozos. La producción en la Regional Sur es de 120.000 barriles por día y en Rincón de los Sauces, de 150.000 barriles por día pero con menor cantidad de pozos. Entonces, los requerimientos son diferentes también. El sistema de tele-

supervisión para Rincón de los Sauces está dividido en Chihuido Lomita, Puesto Molina, Filo Morado y Recuperación Secundaria, que mueve una inyección de 450.000 barriles por día de agua más el agua producida. Es una zona donde tenemos una operación compleja comparada con la otra: 350 pozos de inyección y 750 pozos en producción.

¿Cómo trabaja esto? En cada centro tenemos un sistema que atraviesa Rincón de los Sauces donde circula toda la información: si un pozo está produciendo o si está parado, la temperatura al salir del pozo y al entrar en la batería, niveles, caudales, composición de petróleo y agua, y la información se usa para diversas cosas. De esa información podemos extraer además datos tales como producción de petróleo, de agua, cuáles son los pozos que están produciendo, cuáles son las baterías, la temperatura, la presión, cómo está el tanque, si la bomba tiene líquido o no. Podemos obtener también información sobre cuánto petróleo tenemos en línea, cómo están los pozos y la curva de tendencias de la producción.

Todo esto está centralizado para que podamos monitorear y acceder a la apertura o cierre de válvulas y encendido o apagado de motores.

¿Cuáles son las mejoras?

- Reducción de costos operativos por racionalización de mano de obra y servicios. Por ejemplo, el recorrido de pozos y mediciones de tanques ahora se hace automáticamente.
- Disminución de tiempos de afectación de la producción.
- Aumento de la seguridad en las instalaciones.
- Información en tiempo real del estado de instalaciones e inventarios en línea.

4) Pasando a otro tema, pudimos desarrollar una base de datos del *upstream* que toma cinco *softwares* reconocidos y usados internacionalmente como es el TOW que mide

producción, el WIMS (Workover Information Management System) y el DIMS (Drilling Information Management System) que es para perforación, los datos interpretados y perfiles. O sea, cada dato que entra en esta base puede ser leído por cualquiera de estas aplicaciones. Esta base de datos no ha sido desarrollada por otras compañías, a tal punto que Oracle está haciendo la misma en un proyecto *software* que está vendiendo al público y que dice tecnología Oracle,



Know-how

YPF porque la hemos desarrollado nosotros.

Como resultado de la integración a través de la información hemos logrado mejorar la calidad de las decisiones, revalorizar y resguardar la masa de información que, como bien decía Rubén Patrilli, está duplicándose cada 5 años y cada vez es más difícil de manejar y disminuir el tiempo de búsqueda. Desde 1994 hemos logrado una reducción en los costos de *lifting* de 6 a 2,50 dólares en todos nuestros campos. ¿Cuándo se termina esto? No lo sabemos, vemos que —como decía Giacomel— puede haber una curva asintótica pero resulta

que después uno tiene un salto tecnológico que le permite seguir viendo las cosas de alguna otra forma.

5) Teníamos unas 35 compañías a las cuales les aceptábamos productos y después se los transportábamos hacia Caleta Córdoba y Caleta Olivia. El sistema que teníamos era un sistema de medición por pilón que puede resultar muy efectivo pero requería que dos personas estuvieran constantemente para ver cuál era el volumen. Ahora tenemos unidades LACT (Lease Acquisition Custody Transfer) en las dos caletas y una en Las Heras. Además tenemos con cada una de las compañías unidades LACT para poder hacer la medición. Toda esa información la tenemos procesada y está a disposición de nuestras operaciones en tiempo real, quiere decir que no solamente sabemos qué está pasando con nuestra producción sino también cómo son las entregas de las otras compañías. Este nuevo sistema, aparte de las mejoras que introdujo en cuanto a la eficiencia, nos salvó de una serie de discusiones interminables que teníamos con la mayoría de nuestros productores.

Lo mismo hicimos en Mendoza y en Plaza Huincul donde estamos recibiendo producción de terceros.

¿Cuáles son los beneficios? Mayor exactitud de la medición en la unidad LACT ya que se requieren menos operaciones manuales y la producción es mucho más eficiente.

Para finalizar, quiero decir que en YPF estamos muy dispuestos al *Benchmarking*, a poder compartir con otras compañías, las acciones que nos han dado buenos resultados y aquellas que no nos han dado buenos resultados. Hay mucho por hacer todavía y estamos esperando continuar con este tipo de actividad en el futuro. ➔