



Visión de la Gerencia

Gerenciamiento de reservorios

Del 28 al 30 de agosto del año pasado tuvieron lugar las Primeras Jornadas sobre Optimización de la Explotación de Reservorios (Reservoir Management), organizadas por la Comisión de Producción del IAPG. A modo de cierre, se realizó un panel sobre la Visión de la Alta Gerencia en el Gerenciamiento de Reservorios con la participación los máximos ejecutivos del área de las principales empresas que operan en la Argentina.

El panel estuvo integrado por el Ing. Marcelo Guiscardo, Vicepresidente de Exploración y Producción de YPF S.A.; el Ing. David Greer, Gerente de Exploración y Producción de Shell CAPSA; el Ing. Paul Smith, Gerente de Operaciones de Petrolera Argentina San Jorge S.A.; el Ing. Remigio Giacomel, Vicepresidente de Amoco Argentina Oil Company; el Ing. Ricardo Chacra, Presidente de Roch S.A.; y el Ing. Alain Lehner, Gerente de Desarrollo y Planeamiento de Total Austral. La que sigue es una síntesis de los principales conceptos de los expositores.

Marcelo Guiscardo, Vicepresidente de Exploración y Producción de YPF SA, inició su disertación ofreciendo una breve descripción de la visión que tiene YPF del tema reservorios, al que calificó como "la parte más importante para una empresa de energía".

En este orden, se refirió a la evolución que ha mostrado la producción petrolera de la compañía durante los últimos tres años. En 1993, la producción diaria de petróleo era de 315.000 b/d, de la cual el 80% correspondía a producción primaria, y el 11% a producción secundaria. Al finalizar el primer semestre de 1996 la producción diaria estaba en 410.000 b/d, pero con una participación en la producción primaria reducida al 62% y la secundaria incrementada a 26% del total.

"Este crecimiento —explicó— se ha podido dar gracias al aumento de la productividad y a la forma en que se están tratando los reservorios".

Al comparar los porcentajes de producción por rubro y los



Foto: IAPG

cambios que se han producido en el mismo período, Guiscardo señaló que es en este punto donde más se nota cómo se ha ido implementando el mantenimiento de la presión en los reservorios.

En el 93, el 80% de la producción se obtenía por producción primaria y por reparación de pozos. Pero la primaria está siendo reemplazada por la secundaria, la cual permitirá —señaló— poner en producción más reservas y aumentar la productividad.

Durante el mismo período, mediante la producción secundaria y la reparación de pozos, YPF pudo reponer reservas y, aun incrementando la producción, tener una curva ascendente en las reservas.

Al comparar la producción total de 1993, con el total de reservas incrementadas durante ese año, se observa que sólo para petróleo, sin considerar el gas, el índice de reposición de reservas fue de 126%. O sea que por cada metro cúbico de petróleo se repuso 1,26 m³. En el 94 el índice creció a 178%, y en el 95 fue 176%.

Según explicó el ejecutivo, para YPF los reservorios no son solamente depósitos de donde se extrae petróleo, gas y agua. Se los observa también como un negocio. Y sobre un negocio hay que saber cuál es la mejor forma de producirlo y cómo mantener



Foto: Total Austral. Petrolera

El panel moderado por el
Ing. Eduardo Barreiro
durante el comienzo del mismo.

la riqueza. Para poder encararlos como tal, YPF considera al upstream dividido en tres segmentos: exploración, reservorio y producción, y los mide por diferentes costos.

La medición para exploración es el costo de encontrar reservas; para reservorios, el costo de desarrollo, o sea el costo de realizar la perforación y las instalaciones de superficie y conexiones necesarias; el de producción se refiere a los costos asociados con la operación para poder producir.

"Entonces -puntualizó Guiscardo- lo que hay que proponerse para mejorar la ecuación, es tratar de ganar más en cada uno de estos rubros".

Para exploración, el costo de reposición de reservas es el costo de cada uno de los barriles descubiertos, en dólares por barril. Según informó, para YPF ese costo fue de 1,3, en 1994; 1,10 en 1995, y 1,2 u\$s/b en el primer semestre de 1996.

Sobre el costo de desarrollo reveló que ha experimentado un leve crecimiento desde 1994, cuando era de 3,5 u\$s/b, manteniéndose desde el 95 en alrededor de 3,60 u\$s/b. "Este es un costo muy difícil de bajar por el tipo de reservorios que tenemos", afirmó Guiscardo. Son reservorios con productividades medianas a bajas que requieren mucha inversión para poder producir. Aunque aclaró que no todos son así, y que la gente de Total Austral puede dar prueba de ello, reiteró que en general es un costo muy difícil de bajar.

En cuanto al costo de extracción en la producción, el ejecutivo informó que lo han ido reduciendo desde 1992. En 1994 fue de 3 u\$s/b; en el 95 se bajó a 2,7, y en el primer semestre de 1996 estaba en 2,6 u\$s/ barril.

Guiscardo explicó que para lograr ese crecimiento del 30% en la producción diaria se recurrió a la *evaluación y revaluación técnica de yacimientos*, actividades que definió como



Foto: IAPG

"explorar en yacimientos viejos". Se utilizó sísmica 3D y modelización de reservorios, que anteriormente era algo muy general y ahora se realiza con mayor exactitud. Además, se apeló a la recuperación secundaria en Chihuidos; se perforaron pozos de radio corto, pozos horizontales y se utilizaron nuevas estimulaciones.

Comentó que parte de la tecnología de exploración usada se apoya en el procesamiento de interpretación interactiva; la interpretación geológica y geofísica; el procesamiento de diferentes tipos de imágenes satelitales; el mapeo GIS, la información geoquímica; y por supuesto, enfatizó, el procesamiento y la interpretación de sísmica 3D.

Reconoció que ésta última ha ayudado mucho en la caracterización de reservorios, y en la ubicación de pozos, tanto de exploración como de desarrollo. "En el 93 prácticamente no se hablaba de sísmica 3D -afirmó- sin embargo, en 1994, se hicieron en exploración 220 km²; en el 95, 893 km² y durante el primer semestre de 1996, 647 km². En tanto que en reservorios se pasó de cero a casi 380 km² en los primeros seis meses de 1996".

Esto significa que la adquisición total de sísmica 3D por parte de YPF está creciendo enormemente: pasó de 220 km² en 1994, a 1.026 km², en el primer semestre de 1996.

Los montos invertidos fueron de \$ 4 millones en 1994, \$22

ALPINA
EQUIPAMENTOS

LAQUIMAR

S.A.I.C.

SISTEMAS COMPLETOS PARA RECUPERACION Y DISPOSICION FINAL DE DERRAMES



Materiales absorbentes para cualquier líquido derramado en el agua o en el piso:

- Paños
- Barreras
- Rollos
- Polvo, etc.

Bombas especiales para lodos y líquidos viscosos:

- Spate
- Seltorque
- Simplite



OTROS PRODUCTOS: Barreras de contención, Desnatadores, (Skimmers), Tanques inflables, Embarcaciones de servicio, Incineradores, Aplicadores de dispersantes, Agentes de Biorremediación, Tubería flexible y Sumps para Estaciones de Servicio.

Av. Pte. R.S. Peña 852 - 3º P - Buenos Aires Tel. (54-1) 328-1198 / 328-9824 Fax: (54-1) 328-9864

millones en 1995, y \$12 millones en el primer semestre de 1996.

Guiscardo reveló que en 1995 se utilizó sísmica 3D en el 60% de los pozos explorados, en el 96 ya se usa en el 70% de los pozos, y se calcula que para 1997 se utilizará en un 75%.

En cuanto a la superficie explorada, informó que en cuatro años duplicaron el campo de estudio: pasaron de 34,7 millones de acres, a 72,8 millones.

Respecto a la utilización de la sísmica 3D en reservorios, esto es en campos productivos, el ejecutivo comentó que se han tenido excelentes resultados, aun con todos los problemas que acarrea realizarla.

Por otra parte, Guiscardo hizo referencia a un estudio realizado con la Universidad de Texas (Austin) sobre el yacimiento Barrancas, en Mendoza, que insumió unos ocho meses de trabajos y cuyos objetivos fueron mejorar el cálculo de la estimación de reservas, maximizar la eficiencia de la recuperación secundaria, y la ubicación estratégica de los pozos de avanzada. El problema que enfrentaban –según explicó– era un reservorio de origen fluvial, y al existir un río con meandros resultaba muy difícil detectar las deposiciones de arenas y poder localizar los nuevos pozos productivos, por lo que se resolvió encarar el estudio.

Los resultados obtenidos permitieron ubicar nueve pozos de avanzada y explotación, detectar doce para reparación, reubicar pozos inyectores, y ubicar nuevas reservas en rocas consideradas hasta ese momento basamento.

En su opinión, otra forma para comprender el crecimiento productivo experimentado por YPF es ver cómo se ha incrementado la inyección de agua. Se pasó de inyectar 370 Mb/d en 1994, a 720 Mb/d en el primer semestre de 1996. Es decir que en dos años casi se duplicó la inyección con el consecuente aumento de la producción asociada.

Según reveló, en el yacimiento más importante de YPF en Argentina, Chihuido Lomita, se comenzó con la inyección de agua en enero de 1994, obteniéndose una rápida respuesta productiva.

También comentó que resultó muy exitosa la perforación de pozos horizontales y de pozos de radio corto (300-400 m), al punto que algunos pozos abandonados, donde no había producción, rindieron 80 m³/d.

A modo de conclusión, Guiscardo reiteró que lo primero es reconocer que los reservorios son la parte más importante que poseen después del “reservorio” de personal, es decir de los recursos humanos, y que para poder optimizar la explotación hay que usar tecnología. “Ese es el secreto –afirmó– para seguir creciendo y bajar los costos”.

Y como norte para continuar en esa dirección recomendó *mantener la reposición de reservas por encima del 100%; avanzar en la exploración de las áreas de frontera, tanto onshore como offshore; mejorar la recuperación de las reservas in situ*, porque todavía hay muchas reservas que hoy no son comerciales, o son de petróleo muy viscoso, pero que a medida que se desarrollen las técnicas, van a ser comerciales; *minimizar los costos*; enfatizar el *desarrollo de recursos humanos*, y operar con la *máxima seguridad y mínimo impacto ambiental*.

A su turno, **David Greer**, Gerente de Exploración y Producción de **Shell CAPSA**, ofreció algunos ejemplos de cómo maximizar el valor de los reservorios, y reseñó las oportunidades y desafíos que, a su juicio, existen hoy en la Argentina.

Al analizar la industria petrolera local, y el impacto que en ella tiene la ingeniería de reservorios como disciplina, afirmó que las condiciones generales en Argentina

son muy atractivas. También las condiciones fiscales, particularmente para las compañías independientes norteamericanas, razón por la cual –señaló– son muchos los norteamericanos que están trabajando en el país. Afirmó además que existe mucha competencia en esta industria que está en constante evolución, es muy dinámica y posee profesionalismo técnico.

Para entrar de lleno en el tema convocante, Greer comparó el ciclo de vida de los yacimientos argentinos con un ciclo típico de un yacimiento localizado en cualquier otro país. Explicó que normalmente la vida de un yacimiento atraviesa cinco etapas: exploración, evaluación, desarrollo, producción, y abandono, pero que en la Argentina muchos yacimientos pasaron directamente de la etapa de exploración a la de desarrollo. Por esta razón, el área de evaluación no ha sido enteramente cubierta, ni la tarea del ingeniero de reservorio plenamente reconocida. Aunque mencionó que afortunadamente las cosas están cambiando y se está reconociendo el importante rol de este profesional.

El ejecutivo destacó la premisa básica de todas las empresas petroleras, no sólo de Argentina, sino del resto del mundo: “las reservas son la sangre de vida de una compañía petrolera”. Recordó que para lograr su crecimiento se tienen tres opciones: la exploración, la adquisición y, naturalmente, maximizar el valor de las reservas existentes. “Esta última opción –afirmó– es el tema más importante que enfrentamos hoy en el país”.

Para observar la magnitud de la oportunidad que existe para incrementar reservas por *exploración* en la Argentina, Greer apeló a las “*creaming curves*”, de petróleo y de gas, efectuadas para cada una de las cuencas sedimentarias productivas del país. Estas curvas vinculan el número de pozos de exploración con las reservas iniciales. De las respectivas gráficas se desprende, según explicó, que la probabilidad de encontrar grandes volúmenes de petróleo no es imposible, pero tampoco es alta, y que hay “una gran oportunidad” para el gas en la Cuenca Noroeste.

Respecto a la *adquisición* de reservas, Greer destacó la marcada reducción del número de transacciones de activos en producción que ha habido en los últimos cuatro años. Señaló que esta situación ha sido ligeramente compensada con un pequeño crecimiento de las oportunidades presentadas en las transacciones de sociedades, aunque no abordó el tema de los precios a los que se hicieron esas operaciones.

En consecuencia, es necesario *maximizar el valor del re-*



Foto: APFG

servorio, porque es obvio que todas las empresas necesitan el crecimiento de sus estados financieros. "El objetivo —afirmó— es extraer la última gota del barril, para lo cual hay que mejorar la eficiencia del desarrollo, y optimizar la toma de riesgo".

Pero, ¿cómo es posible hacerlo? En su opinión, *aplicando tecnología de subsuelo* que maximice la recuperación, y a su vez optimice los costos; *reduciendo la incertidumbre del subsuelo* mediante la integración de toda la información obtenida de éste; *compartiendo el riesgo y el beneficio entre los operadores, socios y contratistas*.

Lo primero, para el ejecutivo, es reconocer que las reservas son lo más importante en un proyecto. Si hay un pequeño cambio en su valor, sea positivo o negativo, el impacto en el resultado del proyecto es mucho mayor que el de los otros factores críticos.

El problema normalmente reside en la cuantificación de la incertidumbre, no sólo de reservas, sino también de los gastos.

"En nuestra empresa —expresó— si podemos demostrar el riesgo o el beneficio de la probabilidad de éxito, es suficiente para balancear el riesgo del proyecto. Es buen negocio y debemos ir tras él".

El tema es cómo se puede cuantificar esta probabilidad. Al respecto, Greer reveló que Shell ha desarrollado —y lo está aplicando hoy en la Argentina— un sistema de integración multidisciplinario que permite integrar todos los datos obtenidos del subsuelo, posibilitando la construcción de un modelo tridimensional de reservorio para desarrollar planes futuros.

Si bien la visualización de cuerpos en 3D resulta ya muy familiar, el ejecutivo comentó que existen muchas otras formas de visualización que se pueden utilizar. En Shell utilizan el sistema integrado denominado GEOCAP. Al respecto explicó que, primero se construye un modelo de superficie utilizando todos los datos disponibles; después se hace un modelo estructural, y cuando se tiene esa "caja" es posible hacer cortes para ver y comparar productividad de pozos nuevos. Es posible, por ejemplo, construir sobre la pantalla nuevos pozos: verticales, horizontales, desviados, y obtener una estimación del nivel de producción con cada tipo de pozo. El dato va dentro de otra sección de este paquete y es posible simular el reservorio dentro de este modelo dinámico.

Según se desprende de un slide que presentó Greer, las ventajas de la integración de la tecnología del subsuelo son que utiliza un único modelo consistente que incluye toda la información, desde la sísmica, a través de la geología, hasta la ingeniería; permite la reducción de la incertidumbre y la mejor cuantificación de los riesgos y los volúmenes de los hidrocarburos recuperables; y provee bases consistentes y fundamentales para seleccionar alternativas de desarrollo y para predecir resultados en modelos alternativos.

"Es posible cuantificar las incertidumbres en el subsuelo —destacó Greer— cuando se usa toda la información que se dispone".

En cuanto a la posibilidad de compartir los riesgos entre operadores, socios y contratistas, el ejecutivo explicó que existen varias alternativas. Hizo referencia a los "*production sharing contracts*" muy comunes en algunos países.

Explicó, por ejemplo, que si se tiene un área con un alto potencial para desarrollar, es posible utilizar un contratista, un socio independiente, o una empresa separada, que estén preparados para aceptar los riesgos del área.

Si la contratista asume todo el riesgo, si hay éxito, tiene que haber un acuerdo previo para que pueda recuperar sus gastos, y también, por supuesto, recibir un porcentaje de la rentabilidad.

Greer comentó que en el área de desarrollo de yacimientos existen otras formas y sistemas para reducir el riesgo.

Al respecto, mencionó diferentes tipos de contratos que Shell usa en otros países. Primero, el sistema tradicional, donde la empresa asume todo el riesgo. Otro sería utilizar contratistas a los cuales sea posible transferirles parte del riesgo. Y una tercera posibilidad, donde es posible obtener una reducción no sólo del riesgo, sino también de los gastos de la empresa a través de un acuerdo basado en un análisis de valores mutuos (*Joint Value Analysis*).

En el caso de un EPC es posible reducir los riesgos de contratos, si bien no a cero, reducirlos bastante.

Pero cuando es posible encontrar una empresa dispuesta, y preparada para compartir los riesgos a través de una "alianza", es posible obtener además una gran reducción en los costos.

Greer reveló que la experiencia de Shell en la utilización de este último sistema ha sido muy positiva, y han obtenido una gran reducción de los costos base.

Para finalizar, Greer recomendó una mayor utilización y reconocimiento de las habilidades brindadas por la ingeniería de reservorios, como también de las tecnologías y experiencias disponibles hoy en el mercado para cuantificar la incertidumbre del subsuelo, optimizando la recuperación y los costos; una mayor aplicación de estrategias de ejecución hechas a medida y probadas, y de mecanismos de riesgo proporcionado entre operadores, socios y contratistas para compartir riesgos y beneficios, y de esta forma "extraer la última gota del barril".

Para **Paul Smith**, Gerente de Operaciones de **Petrolera Argentina San Jorge S.A.**, el gerenciamiento de reservorios, que comienza con el descubrimiento o la compra de un reservorio o yacimiento incluye, desde un punto de vista global, todas las actividades vinculadas con la rentabilidad de la empresa, desde las correspondientes al rango de los más altos gerentes, hasta las del personal que está en el campo.

Según expresó, no necesariamente un programa de gerenciamiento de reservorio aumenta los costos en forma explícita. Tiene que aumentar la eficiencia dentro de las actividades normales de la empresa.



Foto: IAPG

De todos los aspectos que abarca esta disciplina, Smith eligió dos que, a su criterio, tienen gran efecto sobre la rentabilidad de la compañía. Uno de ellos incluye: Medio Ambiente, Salud y Seguridad, que en Petrolera Argentina San Jorge es llamado MASS y el otro es el *Outsourcing*.

Respecto a los costos en MASS, Smith planteó cuánto cuestan en dinero, o en mala publicidad, los daños al medio ambiente. "Porque ahora, en Argentina -afirmó- cada vez que hay un problema con el medio ambiente aparecen artículos sobre los malos petroleros que lo agreden". Esto implica cambios en las reglas, en la actitud del gobierno y de los legisladores, que son las personas que hacen las reglas.

El ejecutivo también hizo hincapié sobre el momento en que hay que enfrentar estos costos. Recordó, por ejemplo, que en el pasado fue costumbre utilizar las piletas de petróleo, y que durante el último tiempo ha habido un gran gasto para limpiar esas piletas. Además, se deben considerar todos los problemas vinculados, como la mala publicidad, y la posible contaminación del agua, entre otros.

También reflexionó sobre los costos de los accidentes de trabajo. Tanto en dinero como en mala publicidad, porque cada vez que se produce un accidente en la industria del petróleo, tiene más difusión que un accidente de tránsito. Y esto es hoy. En el futuro, si se continúa con más informes sobre accidentes, el hecho quedará registrado en los sindicatos. "Porque todas las acciones -aseguró- si no se hacen correctamente, quedan registradas hoy y en el futuro".

La cuestión es que no tiene mayor costo hacer MASS desde un principio, cuando se actúa correctamente desde el inicio. Porque por ejemplo -comentó- si no se hacen las piletas de petróleo, después no hay que limpiarlas; si evitamos que se produzcan accidentes, después no tenemos gastos en indemnizaciones. "El costo para corregir los errores siempre es mucho mayor que el costo de capacitar a la gente en MASS", sentenció.

Además, cómo saber cuál es el verdadero valor de cada cosa. ¿Cuál es el valor de una vida, de un miembro, o de un ojo, en un accidente? ¿Cuál es el costo, por ejemplo, si se contamina el agua del río Colorado? Recomendó, entonces, "cuidar el agua, el aire, y el suelo, necesarios para nuestra vida y la de nuestros hijos".

Respecto a las regulaciones sobre medio ambiente, Smith manifestó que las reglas que están surgiendo ahora en la Argentina son una consecuencia de la situación económica. Hay muchas reglas que apuntan a la industria petrolera. Como ejemplo citó las normas sobre venteo de gas de la provincia del Neuquén que atañen a todas las empresas que ventean gas. "Se dice que se ventee el nivel permitido por las leyes nacionales -expresó- pero sobrevolando de noche la región de la Cuenca Neuquina, es evidente que muchas empresas están venteando más de lo permitido".

Entre las acciones que se pueden desarrollar para mejorar o evitar daños al medio ambiente Smith aconsejó perforar pozos produciendo el mínimo de desechos, hacer inyección en circuitos cerrados, y abandonar correctamente los pozos inútiles. Igualmente, adoptar y ejercer una política que minimice

los riesgos de seguridad y daños al medio ambiente. Porque muchas veces, para mejorar la eficiencia, se "recortan las esquinas" para producir más barato, más rápido, o más petróleo, pero se introduce algo de riesgo, y eso implica costos.

"Haciendo todas estas cosas correctamente, podemos maximizar la rentabilidad en valor presente de nuestras empresas", aseguró.

Sobre el *Outsourcing*, manifestó que hoy está de moda en varias partes del mundo. Lo definió como la contratación de un servicio o de toda una función de la empresa, algo integral que necesitamos tener pero que podemos desvincular de nuestra operación. Explicó que si bien no se pueden controlar todos los detalles del servicio contratado, no implica una pérdida de control. A través de contratos y supervisión, se puede orientar la operación de la forma que se desee.

En su opinión, para que el *outsourcing* sea competitivo con operaciones *made at home* necesita de una competencia capaz. Tiene que haber en la industria profesionales capacitados para hacer los trabajos. No se puede contratar una empresa que no precalifique para la tarea a realizar.

Por otra parte, mencionó que llevar el *outsourcing* al extremo es prácticamente lo mismo que no hacerlo. Porque si una empresa contrata todos los servicios externamente, tiene que administrar el mismo número de procesos que si se hicieran dentro de la empresa y, probablemente, con un costo mayor.

Además, manifestó que cuando se hace *outsourcing*, siempre es más ventajoso contratar los servicios por un largo plazo, que hacerlo para plazos cortos. Y explicó que en San Jorge es considerado así porque como normalmente significa una inversión, "existe un período más largo para recuperar los gastos".

Por otro lado comentó que la mayoría de las empresas argentinas no tienen una "masa crítica" necesaria como para hacer todo el trabajo "*at home*" y sí puede tener ventajas para ellas hacerlo afuera. Hay actividades que sólo se realizan durante una determinada etapa del proceso, en un período del año, y no necesitan mantener equipos y gente trabajando a lo largo de todo el año.

Según otra premisa manifestada por Smith es imposible hacer *outsourcing* cuando no existe un mínimo de competencia en el mercado. Funciones y servicios sin varios proveedores no son factibles.

Finalmente, destacó que en funciones y servicios "críticos" para la rentabilidad de la empresa no conviene hacer *outsourcing*. El riesgo que se corre es demasiado grande y puede llevar a la pérdida total de los ingresos. La producción y el tratamiento de crudo, así como la entrega a oleoducto, y luego la facturación, son considerados críticos en San Jorge.

Como ejemplos de *outsourcing* en la compañía, Smith mencionó la generación de electricidad en el yacimiento, a través



Foto: Mac Adden

de contratos de largo plazo. También el personal y equipos de mantenimiento, porque es algo específico y a la vez global, y exige de la contratista tener personal permanentemente afectado al yacimiento. Igualmente el *outsourcing* de la compresión de gas. En la empresa no tienen un equipo especializado en la operación y mantenimiento de los compresores.

Como conclusión, Smith afirmó que se puede utilizar el *outsourcing* para mejorar la eficiencia, y por ende la rentabilidad. Se puede hacer un contrato que garantice también la rentabilidad de la contratista y la alta eficiencia para la empresa contratante. Con planificación y estudio es posible pasar varias funciones a un *outsourcing*, con muy buenos resultados. "Y siempre es necesario -advirtió- tener como opción una salida de los servicios de *outsourcing* en el caso de incumplimiento del contrato, porque en nuestra industria se trabaja siete días a la semana, 24 horas por día, y se debe tener el servicio completo, en forma permanente".



Por su parte, **Remigio Giacomel**, Vicepresidente de Amoco Argentina Oil Company, aclaró que la empresa realiza actividades en el área de Cerro Dragón, en la Cuenca del Golfo San Jorge desde 1958 y él personalmente desde el año 1967. Mencionó que hoy tienen 1.350 pozos en producción, 1.500 motores a gas y más de 1.000 reservorios. Reflexionó: "¿Qué aprendimos en estos años? Aprendimos muy poco de la Cuenca, aprendimos que somos casi tan ignorantes como lo éramos en 1958".

Con respecto a los temas que más le preocupaban, mencionó los siguientes:

1) Las reservas remanentes de petróleo 2) El espaciamiento de los pozos 3) Las mediciones del petróleo producido 4) El manejo del gas asociado 5) Las nuevas tecnologías 6) La seguridad y el medio ambiente 7) Los costos de materiales y servicios y 8) El gobierno.

Luego, desarrolló cada uno de ellos.

1) Las reservas remanentes de petróleo

Después de perforar más de 2.000 pozos comprobaron que la calidad de los mismos, desde el punto de vista de las reservas, sigue una tendencia decreciente, que extrapolada les permite pronosticar la cantidad de pozos que se pueden justificar económicamente a un precio determinado y sus respectivas reservas.

Por supuesto aclaró que tratar de pronosticar el futuro basados en el pasado es equivalente a conducir un vehículo con el parabrisas pintado de negro y con la única ayuda del espejo retrovisor...

2) El espaciamiento de los pozos

No han podido desarrollar aún un método científico para calcular el espaciamiento de los pozos; y al hacer un *benchmarking* sobre el tema comprobaron que los operadores vecinos utiliza-

ban aproximadamente los mismos espaciamientos, con lo cual deducen que tampoco tienen un buen método, o que de tenerlo es tan bueno o tan malo como el "empírico" de ellos.

3) Las mediciones del petróleo producido

La experiencia en la industria es que en la medición de la producción de los pozos generalmente hay errores superiores al 20%, debido especialmente a las dificultades para medir con exactitud los cortes de agua y en estimar el "down-time". Esto significaría que en un yacimiento como el de Amoco se estaría sobrevaluando la producción en unos 1.500 m³ de petróleo por día. Por eso se puso mucho esfuerzo en mejorar el método de determinación del corte de agua en los ensayos individuales de pozos y en medir el petróleo seco producido en cada batería (tienen unas 40 en el yacimiento). La medición del corte de agua mejoró mucho con la utilización de un tanque lavador diseñado específicamente para ese propósito. En cuanto al petróleo seco producido en las baterías están bastante satisfechos con la utilización de medidores máscos, pero reconoció que queda mucho para hacer.

4) El manejo del gas asociado

Comentó que habían sido "afortunados" porque al no estar el yacimiento electrificado pudieron utilizar la totalidad del gas asociado en el funcionamiento de la operación y, que en general, siempre estuvieron cortos de gas. Sin embargo, recientemente la cantidad de gas asociado era mayor a las necesidades, por lo que se estaba inyectando el exceso en yacimientos depletados. Tenían un contrato de venta firmado para comenzar a vender a mediados de 1997 y estaban construyendo un gasoducto con tal propósito en sociedad con otra empresa productora.

Este exceso de gas es un problema nuevo, por lo que es necesario cambiar una mentalidad. Tienen que tener capacidad ociosa de inyección de gas para poder inyectar el gas de los pozos aún no perforados, y es difícil hacer entender a gente acostumbrada al control estricto de los costos, que debe gastarse en capacidad ociosa que quizá nunca haga falta...

5) Las nuevas tecnologías

En este tema manifestó que Amoco Argentina ha tratado de estar en el "*leading edge of technology*" en vez de estar en el "*bleeding edge of technology*", y que en estos momentos tienen un grupo de profesionales en el Centro de Investigaciones de Amoco en Tulsa para evaluar qué método de recuperación asistida sería el más indicado para la Cuenca. La idea, dijo, es comenzar con un plan piloto para confirmar los estudios de laboratorio y así poder estar preparados cuando el precio del petróleo lo justifique económicamente.

6) La seguridad y el medio ambiente

Señaló que con el tipo de petróleo que hay en la cuenca, en el tema del medio ambiente no hay problemas si se manejan bien las cosas. Es cuestión de derivar todos los elementos de base orgánica (solventes, aceites usados...) al flujo de petróleo; y todos los de base agua al flujo de agua producida e inyectar la totalidad del agua. Lo mismo con el gas asociado, utilizar la totalidad, venderlo o reinyectarlo. Trabajando de es-

te modo, el efecto detrimental sobre el medio ambiente es menor que el que pueda ejercer cualquier industria no petrolera por cuanto la nuestra tiene la gran ventaja de la disposición final del principal residuo —el agua producida— por reinyección.

En cuanto a la seguridad, tienen aparentemente resuelto el problema de accidentes entre los supervisores de Amoco, porque ha habido un sólo accidente (con un día perdido) en los últimos nueve años.

En cambio, entre los contratistas hay unos 16 accidentes con tiempo perdido por año y la mayor parte en equipos con torre (perforación, completación o *pulling*). El análisis de las causas les está indicando que el problema reside en que “la seguridad está en los niveles donde no hace falta”. El problema consiste en que, al nivel de los que tienen los accidentes, no hay suficiente información respecto de qué accidentes ocurren ni por qué causas, por lo que las medidas preventivas no se aplican con la prontitud que debieran o no se aplican. La solución que están encarando es desarrollar manuales de seguridad (con el personal que realiza físicamente el trabajo) para ser utilizados como material de entrenamiento, establecer la obligación de unos minutos para hablar de seguridad al comienzo de cada turno, donde además se comentan los accidentes ocurridos recientemente en actividades semejantes, independientemente de la empresa en que ocurren. Esto, unido a la elección de un “campeón” de seguridad en cada turno hará, esperan, que en unos años se reduzca el número de accidentes con tiempo perdido a cero.

7) Los costos de materiales y servicios

Giacomel presentó a la audiencia un gráfico donde podía observarse la variación porcentual de la tasa de rentabilidad (TIR) en función de las reservas, la inversión y los costos operativos, confeccionado sobre valores reales de un pozo tipo de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Mostró que una reducción de costo operativo del 30% (casi imposible de lograr) mejora la tasa de rentabilidad en solo tres puntos, mientras que se logra esa mejora de tres puntos reduciendo la inversión solamente un 10% (lo cual sí es posible). En consecuencia indicó que debe concentrarse el esfuerzo en reducir la inversión, y que buena parte de ésta son los materiales de fabricación nacional que cuestan alrededor de un 50% más que en los Estados Unidos, como resultado, estima, de las protecciones arancelarias que tienen dichas industrias y cuyos valores mostró en un gráfico.

8) El Gobierno

El tema del Gobierno —comentó— lo agregó a última hora porque recordó una presentación que hizo Lee Iacocca en una visita a la Argentina. En esa charla dijo que agregaba un mandamiento a sus ocho mandamientos para el buen gerenciamiento, prometiendo que sería el último: “Cuidense del Gobierno, porque puede destruirnos a todos. Es insaciable, no se sabe controlar y en lugar de bajar el piso sube el techo”, “tienen que protegerse, tienen que abrir el paraguas”. “Yo les estoy abriendo el paraguas”, terminó diciendo Giacomel.

A su turno, **Ricardo Chacra**, Presidente de **Roch S.A.**, ofreció un panorama sobre el manejo de las actividades petroleras de su compañía.

Para ello apeló a la misma definición de Gerenciamiento de Reservorios (GR) utilizada anteriormente por otro de los panelistas: “Es una estrategia para organizar la explotación de un yacimiento



Foto: IAPG



*Eficiencia
en la Exploración y Producción
de Gas y Petroleo*

La Rioja 301 - Buenos Aires - Argentina

utilizando las distintas tecnologías y disciplinas intervinientes en la misma, con el fin de obtener el máximo valor del reservorio”.

En su opinión, además de las distintas tecnologías y disciplinas intervinientes dentro del conjunto del Gerenciamiento de Reservorios hay que incluir condiciones políticas, ambientales, y sociales, así como los “recursos intervinientes” en la actividad. Al respecto, señaló que resulta sumamente interesante observar, durante la vida de un yacimiento, la demanda de cada uno de los recursos: exploración, geología, evaluaciones e informaciones de producción, instalaciones, reservorio, abogados, medio ambiente y *management*.

Chacra coincidió con Guiscardo respecto a que con el gerenciamiento de reservorios “ha redescubierto yacimientos que estaban en el final de su etapa primaria”. Explicó que su empresa, sin llegar a hacer secundaria, aumentó sensiblemente la producción mejorando los sistemas de extracción, o la primaria que quedó remanente.

En este sentido, el ejecutivo comentó que cuando Roch ingresó a la actividad petrolera, adquiriendo áreas marginales en los concursos públicos, lo hizo principalmente en áreas que estaban en el final de su etapa primaria. Ese fue su punto de partida.

En las áreas de explotación llamadas “maduras”, el problema que se presenta es cómo aumentar la recuperación del petróleo en reservorios altamente depletados, con recursos limitados y con el actual precio del crudo.

Pero comentó que una vez definido el problema y aplicado el método elegido, se lograron resultados altamente satisfactorios. Esto pudo comprobarse en los respectivos gráficos exhibidos de la historia de producción de petróleo de cada una de las áreas que opera la empresa: Bella Vista Oeste y Cajón de los Caballos (en la Cuenca del Golfo San Jorge) y Río Cullen y Las Violetas (en la Cuenca Austral). Comentó que en algunos casos se hicieron trabajos de reparación y terminación y también se perforaron pozos.

Con respecto al tema costos, informó que los resultados obtenidos se han graficado para poder observarlos, pero que no poseen la historia de ellos, que recién comenzó cuando entraron a las áreas. “Lo que se intentó hacer —expresó— fue reducir paulatinamente los costos, a través de eficiencia y muchos mejoramientos de producción”.

La evolución favorable que experimentaron los costos operativos totales en cada una de las áreas operadas por Roch, pudo observarse en los gráficos exhibidos por el disertante. Y al comparar los costos de las distintas áreas, destacó que aquellos que eran un poco más elevados correspondían al área cuya estructura, a pesar de tener el mismo número total de unidades que el resto, por razones básicamente geográficas, genera mayores costos.

Para Chacra, la clave del gerenciamiento de reservorios de la empresa puede sintetizarse en dos conceptos: *Equipos interdisciplinarios de trabajo*, y *Simplificación de procesos*.

En cuanto a los *Equipos interdisciplinarios* de trabajo y a cómo se integran, explicó que lo hacen de acuerdo a las necesidades del problema, según los objetivos por lograr y con las

funciones no estratégicas tercerizadas (*outsourcing*). Comentó que la estructura de la empresa es comparativamente pequeña y que en la integración de cada equipo interdisciplinario se tiene muy en claro cuál es el problema y qué objetivos se quieren lograr. Lo que no es estratégico, se terceriza, tanto en yacimientos como en Buenos Aires. A modo de ejemplo citó el *outsourcing* de la compresión de gas.

Para definir los equipos interdisciplinarios, el ejecutivo señaló que se debe considerar el potencial del área, la magnitud del reservorio, porque no tiene sentido tener una super estructura para reservorios chicos, o problemas específicos. Un tema al que le atribuyó mucha importancia fue a la disponibilidad de datos. También, al análisis de cuáles son los servicios no esenciales, para no integrarlos al *team*. Lo que no es esencial para la definición del problema, y para los objetivos, no se integra.

“Con una integración de este tipo —expresó— se proveerá la sinergia, donde el conjunto será mayor que la suma de sus partes. Un concepto aristotélico conocido por todos”.

Respecto a la *Simplificación de procesos*, Chacra explicó que consiste en buscar, para procesos complejos, métodos simples y eficaces que permitan el mejor ajuste de “mapas al territorio”. Sobre esto último, manifestó que es un concepto neurolingüístico muy interesante para la planificación compleja. Cuando alguien pregunta algo sobre un país, ¿cuál es la primera imagen que tiene? Normalmente, lo que primero se recibe es un mapa. Y el mapa, de alguna manera, representa el territorio, el campo, los lugares. Del ajuste de ese mapa, de lo más preciso que sea con respecto al territorio, más claridad, más conocimiento se tendrá del mismo. Si el mapa no representa bien al territorio, la imagen que se tiene de éste es distorsionada. Y si se debe actuar sobre ese territorio, se lo va hacer con errores.

Pero, ¿cómo es posible ajustar el mapa al territorio? Para Roch, la herramienta por medio de la cual se logra tal objetivo es la que ellos han denominado: “*informática integradora*”.

En su opinión, que coincide con la visión de la empresa, las ventajas que se originan al utilizar la informática integradora son: velocidad, precisión y confiabilidad en la información. Porque si se pueden poner los datos desde su origen en un sistema que posteriormente nadie vaya a modificar, se puede ir armando un mapa bastante más cercano a lo que es el territorio. Otra ventaja es la disponibilidad de la información local y remota, en tiempo real. Hoy con las comunicaciones, los satélites, etc., se puede tener la información en tiempo real, se pueden ir siguiendo los procesos en las áreas, y si ésta procede directamente desde el origen, se puede actuar inmediatamente. Permite la consolidación de la información dispersa. Asimismo, la informática integradora otorga capacidad de registro histórico y capacidad de análisis. Porque lógicamente, si se tiene toda la información, se puede graficar y resolver inmediatamente. Es posible hacer simulación, actualizar trabajos estadísticos, predecir información. También indica una mayor disponibilidad de tiempo de los profesionales. Al respecto, Chacra comentó que hay un estudio de Landmark y Consolidated Group del año 91, publica-

do en el JPT, en el cual se demostró que el 50% del tiempo de geólogos e ingenieros se consume en el armado, formateado, y en el *data entry* de la información.

Sobre esta materia, Chacra comentó que Roch viene trabajando en el tema informático desde hace fácilmente unos diez años. Como no se disponía de información adecuada en forma sistematizada se desarrolló, con un grupo de profesionales que se integraron a los geólogos e ingenieros de Roch, un sistema denominado INFOPROD. A través de este sistema se reciben los datos en el pozo, la batería, o el yacimiento. En el yacimiento A, B, o C se reciben los datos de la batería. Se colocan todos los datos de ensayos e intervenciones de pozo, tiempos de parada, controles de pozo, inyección de agua y gas, producción de baterías, telemediciones, consumo de productos químicos, etc., y se generan informes a nivel de yacimiento, o de batería dependiendo de cómo fue diseñada la estructura de la operación.

En el caso de Roch, es en cada yacimiento. Cada una de las áreas genera su propia información que luego se integra en una base de datos global de producción, y al final de cada mes, a través de un proceso que dura dos o tres horas, el sistema genera automáticamente un informe mensual. Es el reporte mensual que se entrega luego en la Secretaría de Energía. Este proceso de fin de mes genera los datos finales de pozo, y los integra a la base de datos del reservorio, desde donde es exportada a los distintos sistemas de procesamiento de información conocidos.

Así como están los datos de producción, también se han adicionados módulos de costos, por lo que a fin de mes se obtiene también información similar. De esta forma, en poco tiempo se puede saber cómo se ha desarrollado la gestión del último mes. Esa información, que no se puede decir que sea estrictamente en tiempo real, porque tiene unos quince a veinte días de atraso, es la herramienta que más se usa en Roch para actuar y tomar decisiones operativas.

Chacra concluyó su disertación señalando que, tanto la utilización de este sistema, como la actuación de los equipos interdisciplinarios, hicieron posible la positiva evolución de

la producción conjunta de las áreas operadas por Roch. La empresa pasó de una producción sumada al inicio de sus operaciones de 120 m³/día de crudo, a los 850 m³/d actuales.

Por su parte **Alain Lehner**, Gerente de Desarrollo y Planeamiento de **Total Austral** inició su presentación aclarando que el objetivo de su exposición era mostrar las ventajas de la utilización de técnicas de avanzada.

Para entrar en tema, explicó que en la Cuenca Austral la empresa tiene, en asociación con Bidas y Deminex, el yacimiento Hidra, localizado frente a la isla de Tierra del Fuego. Este yacimiento comenzó a producir en 1989, a un ritmo de 5.000 m³/día de petróleo. Aun cuando se efectuó inyección de agua casi desde el principio, el yacimiento tuvo una importante declinación a partir de 1992/93. La cuestión fue definir cómo enfrentar esta situación.

Para explicar lo que se hizo, y cómo se tomó la decisión de hacerlo, A. Lehner hizo primero referencia al esquema de desarrollo del yacimiento. En Tierra del Fuego operan dos plataformas de producción ubicadas a 15 km de la costa. La planta de procesamiento está localizada en tierra, en la zona de Río Cullen, y hasta ella llega una red submarina compuesta por una línea difásica, un acueducto para la inyección de agua y un gasoducto para el gas lift.

Según señaló, la producción del yacimiento estaba bajando rápidamente porque ya más del 80% de las reservas habían sido producidas. Existen otros yacimientos cerca de las plataformas existentes (Hidra Sur, Ara Sur, ...) que sí tienen petróleo comprobado a través de pozos exploratorios, pero que según estudios realizados no es económico desarrollarlos de manera "clásica" con plataformas.

La única manera de desarrollarlos de manera económica,



Foto: IAPG



HENRY HIRSCHEN & CIA. S.A.

Suministros para la industria del petróleo y el gas

- TRIETILENGLICOL
- MONOETILENGLICOL
- MONO-DI-TRIETANOLAMINA
- ODORANTES PARA GAS NATURAL Y LICUADO

Av. L.N. ALEM 1110 - 9º PISO - TEL.: 311-8239 • 312-1500 FAX 311-8239 • 312-4512 BUENOS AIRES

(pero también con alto riesgo) es utilizar técnicas de avanzada como pozos desviados (con nuevos lodos, etc.), pozos submarinos...

El ejecutivo comentó que por entonces, el *management* de la empresa estaba muy presionado, porque como se sabe, cuando la producción baja, los costos operativos aumentan. Ante la necesidad de tomar una decisión se recurrió al *reservoir management* que trata de conciliar todos los aspectos involucrados. En su opinión, para aumentar las reservas económicas, se deben considerar tres puntos muy importantes: el *know-how*, la integración de los especialistas y el tema de los socios.

En cuanto al *know-how* es necesario utilizar técnicas avanzadas, pero con gente que sabe del tema, que ya las ha utilizado. Esta es la llave del éxito y la mejor manera de agregar más reservas (y aumentar así la producción) minimizando al mismo tiempo el riesgo. En el caso de Total Austral tomamos la decisión teniendo en cuenta este factor.

Lo que se decidió, según relató, fue hacer sísmica 3D sobre los yacimientos de la Cuenca Austral. Por medio de esta se comprobaron grandes diferencias respecto a lo que se había observado anteriormente con la sísmica 2D: yacimientos mucho más complicados y con muchas fallas. Además se hicieron pozos desviados, para lo cual se contó con experimentados profesionales que vinieron del Mar del Norte para ayudar. "La formación y rotación de profesionales dentro de las filiales -afirmó- es un punto muy importante".

En segundo lugar, es fundamental la integración de los especialistas dispuestos a enfrentar un desafío común. Reconoció que no es posible hacer lo que van a realizar sin esta integración. Se necesitan geólogos, geofísicos, reservoristas, perforadores, entre otros.

Respecto al tema de los socios, Lehner destacó que es importante que tengan la misma estrategia general para desarrollar las reservas. Hizo hincapié en las experiencias diferentes que aportan los socios y lo interesante de escuchar sus opiniones, porque permiten reducir el porcentaje de riesgo. Además mencionó que, como cualquier socio, no quieren gastar dinero innecesariamente, por lo que es muy importante, para poder ir hacia adelante, que estén convencidos de que el proyecto es interesante.

Respecto a la forma en que se resolvió el desarrollo en el sur, Lehner explicó que, como ya se habían producido entre el 80 y 85% de las reservas de Hidra, se pensó primero en poner una plataforma sobre el yacimiento Ara Sur que está cerca de Hidra (entre 5 y 10 km), pero el principal problema eran las incertidumbres sobre la recuperación que puede esperarse de este yacimiento que tiene un gran casquete de gas. Otra alternativa era colocarla en Hidra Sur, localizada también a unos 5 ó 7 km, o sobre Kaus, o Argo, donde existen petróleos probados con pozos de exploración. Explicó que después de que se hicieron los cálculos económicos de estas posibilidades, se llegó a la conclusión de que la inversión necesaria para poner en producción el primer barril de petróleo rondaba los 50 ó 60 millones de dólares. "Era muy difícil tomar la decisión", destacó.

Entonces, en lugar de eso se decidió el plan de desarrollo que están llevando adelante ahora, donde "el costo por barril baja mucho" e incluye solamente pozos "muy desviados".

El primer pozo desviado de largo alcance (HNP7) se perforó en Ara Sur y tiene una distancia horizontal desde la plataforma Hidra Norte de 6,3 km en tanto que el segundo (HCP4) se perforó en Hidra Sur, desde la plataforma ubicada en Hidra Centro. En este caso, la distancia horizontal perforada es de 5 km.

Lehner informó que estaban perforando, en ese entonces, el tercer pozo (HNP12), el segundo de Ara Sur (el cual fue finalizado con gran éxito el 25 de octubre pasado). Reveló además que tienen planes para desarrollar Argo (yacimiento localizado al norte de Ara Sur) con cabeza submarina, y realizar pozos desviados desde tierra para desarrollar Kaus y Ara Oeste.

En este punto de su exposición, Lehner ofreció a la audiencia un pormenorizado informe de todo lo realizado en relación con los dos primeros pozos desviados. Este incluyó, desde la interpretación de los registros de sísmica 3D, pasando por la evaluación geológica -en la que destacó el nivel evidenciado en la integración de los especialistas-, y detalles de la perforación, hasta los resultados obtenidos.

Al respecto, informó que el primer pozo empezó a producir el 22 de enero de 1996, con un caudal inicial de 900 m³/día de petróleo y alrededor de 1.200 m³/día de líquidos, y que en agosto pasado ya tenía una producción acumulada de 145.000 m³. El reservorio se localiza a 1.700 m de profundidad y tiene un espesor de 16 m. El costo del pozo fue de \$11 millones, inversión que fue recuperada en sólo cuatro meses. En relación con el segundo pozo, comentó que fue el más complicado porque el reservorio (localizado también a 1.700 m de profundidad y con un espesor de 6 m), es sinuoso y con muchas fallas, y tienen reservas comprobadas entre dos de ellas. El caudal inicial del pozo fue de más de 1.600 m³/día (es el pozo más productivo de la Argentina) en tanto que la inversión realizada en este caso fue de \$13 millones.

Para finalizar, Lehner destacó que siendo lo más importante para una petrolera incrementar sus reservas -lo cual exige importantes inversiones- la única posibilidad, "no sólo para nosotros -afirmó- que es una necesidad", sino para todas las compañías, es utilizar nuevas técnicas internacionales. Recomendó ver en todo el mundo lo que se está haciendo, porque el *know how* es muy importante, como así también, poder contar con la "gente que sepa". Por otra parte manifestó que sí es posible tener incentivos fiscales, o por ejemplo, "royalties dulces" para aquellos desarrollos que no son fáciles y que requieren gran inversión "sería mucho mejor, para que todas las empresas empiecen a hacer cosas como éstas", concluyó.

Antes de finalizar, Lehner hizo pública una carta de felicitación recibida en la empresa, de la Presidencia de la Nación por el exitoso resultado en la operación descrita.

