

La producción de petróleo y gas: problemáticas y condiciones actuales



El 2 de julio, como cierre del II Congreso de Hidrocarburos tuvo lugar la Mesa Redonda: "La producción de petróleo y gas. Problemática y condiciones actuales", donde se presentaron diferentes experiencias que hacen a la producción de los hidrocarburos y se mostraron datos estadísticos con la tendencia para los próximos años. La mesa redonda estuvo integrada por Juan Carlos Pisanu, vicepresidente de Operaciones de Pluspetrol S.A.;

Alberto Gil, vicepresidente de Operaciones de Pan American Energy; Eduardo Abriata, que trabaja para Repsol-YPF como gerente de Asociaciones de Argentina, y estuvo moderada por Marcelo Martínez Mosquera, presidente de Tecpetrol S.A. La que sigue es una síntesis y adaptación de las exposiciones.

El desafío de Camisea

Experiencias en el desarrollo de un yacimiento de gas aislado en la selva peruana en un entorno socioambiental complejo.

Por **Juan Carlos Pisanu**,
VICEPRESIDENTE DE OPERACIONES
DE PLUSPETROL



Juan Carlos Pisanu

La presentación se inició destacando que: "La característica de los nuevos yacimientos, su ubicación, las nuevas reglamentaciones y los mayores compromisos que las em-

presas van asumiendo con el medio ambiente y con la comunidad hacen que cada vez sea más complejo descubrir reservas, desarrollarlas y operarlas".

Así, se refirió a la experiencia que están teniendo en el Perú con referencia al desarrollo del Área Camisea, ubicada en la selva amazónica, a unos 500 kilómetros al sudeste de Lima. In-

dicó que se trata de una zona con dos yacimientos de gas y condensados (San Martín y Cashiriari), pertenecientes a la cuenca de Ucayali, con reservas probadas de gas del orden de los 7 TCF y 450 millones de barriles de hidrocarburos líquidos.

El proyecto Camisea incluye, además del desarrollo de estos yacimientos,

Figura 1

Módulos

Alcance:

Upstream

- Campos de gas en Camisea
- Procesamiento de gas en Camisea
- Fraccionamiento de líquidos en la costa

Transporte

- Gasoducto: Camisea - City Gate Lima
- Ducto líquidos: Camisea - Costa

Distribución

- Red de distribución de gas en Lima y Callao



Figura 2. Condiciones contractuales.
Upstream



tanto el transporte hacia Lima del gas producido y tratado, como de los líquidos hacia Pisco, donde se ubicará la planta de fraccionamiento y la terminal marina para la comercialización de esos líquidos y la distribución del gas natural en Lima y otras ciudades.

Son tres los “módulos” que integran este proyecto, los cuales se licitaron por separado.

Módulo Upstream: Pisanu explicó que éste incluye el desarrollo de los campos de Camisea, el procesamiento del gas en el mismo yacimiento, en un lugar denominado Malvinas y en la costa (cercano a la ciudad de Pisco), de una planta de fraccionamiento y almacenaje de líquidos, con una terminal marina que permita su transporte a los centros de consumo.

Módulo Transporte: comprende el gasoducto Camisea – City Gate Lima y el ducto de líquidos Camisea – Costa (Pisco).

Módulo Distribución: incluye la red de Lima y Callao.

El contrato del *Upstream* es por 40 años, se firmó en diciembre de 2000 y establece tanto abastecer de gas a Lima antes del 9 de agosto de 2004 como perforar cuatro pozos, más todas las instalaciones que se requieren para tal fin (figura 1 y 2).

¿Cuáles fueron las premisas para este proyecto? En primer lugar, precisó Juan Carlos Pisanu: “Pensar el proyecto concentrando instalaciones (tipo *off shore inland*), una operación totalmente automatizada y heliooperada a fin de evitar caminos, disminuir el número de locaciones a lo indispensable, previniendo perforaciones dirigidas de alto ángulo y minimizando la presencia de personal en las locaciones, con el objetivo básico de aminorar el impacto ambiental y la alteración de la vida de las poblaciones allí radicadas. Se hicieron y se hacen numerosas consultas y acuerdos con dichas comunidades, estableciendo reglamentaciones y procedimientos que aseguren el cumplimiento estricto de la legislación vigente y de los compromisos asumidos. También se llevan a cabo planes de capacitación de los pobladores para su empleo en las distintas facetas del proyecto.

Nuestro programa de trabajo con-

templaba ejecutar sísmica 3D en, prácticamente, todo el bloque (770 km²) –tarea ya finalizada–, perforar seis pozos, de los cuales ya están hechos cuatro, y realizar el *re-entry* en dos pozos que habían sido perforados anteriormente por Shell; construir las *facilities* de producción en Malvinas, que constan de una planta de separación primaria, dos trenes criogénicos que permiten procesar, en principio, unos 440 millones de pies cúbicos de gas, una planta compresora (78.000 HP) con el doble objetivo de comprimir el gas para transportar a Lima y reinyectar el gas que, inicialmente, no sea captado por el mercado en el mismo yacimiento, una vez recuperados los líquidos. En las instalaciones de la costa, Pisco, se fraccionará

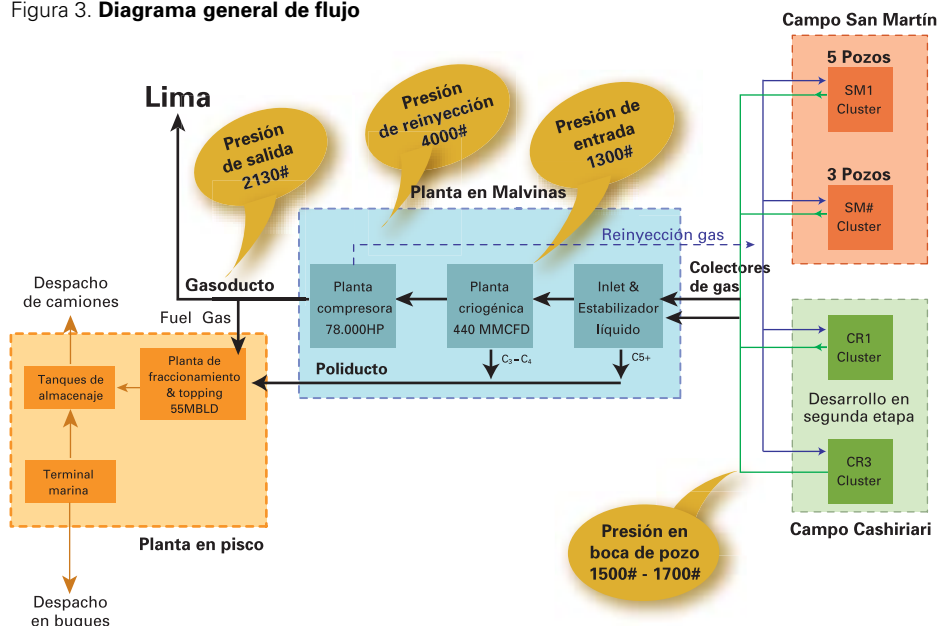
el LPG (C₃-C₄); de una torre *topping*, se obtendrá nafta virgen y diesel 2; y una terminal marina permitirá el despacho de los líquidos en buques para el mercado local o para exportación” (figura 3).

La programación del proyecto

Camisea está ubicada en el Amazonas y la única forma de acceder a ella es a través de los ríos o por vía aérea. A esto se le agrega una dificultad adicional que es la de “las ventanas de navegabilidad”; en efecto, los ríos por los que se accede, especialmente en los últimos tramos, varían su nivel en forma importante en relación con la temporada de lluvias y la navegabilidad de barcos de carga se reduce a las 3 o 4 meses al año. Sobre esta limitación diagramamos el transporte de equipos y materiales necesarios para el desarrollo del proyecto (más de 200.000 Tn).

“El primer año, realizamos la ingeniería, las compras de los grandes equipos (planta compresora, planta criogénica y turbo generadores), comenzamos con el desarrollo de la logística –lo que era todo un desafío– y realizamos el estudio de impacto ambiental. En la primera ventana que tuvimos para el transporte (fines de 2001 y principios de 2002), trasladamos el equipo de perforación, las líneas de conducción que iban a unir a Malvinas con la primera locación a perforar, el combustible y los materiales de construcción, básicamente,

Figura 3. Diagrama general de flujo



para hacer las fundaciones de los equipos”, indicó el expositor.

Luego, agregó: “En el segundo año (2002), se realizó la sismica 3D, se perforaron 2 pozos, se construyeron las líneas de captación e inyección entre la planta de gas y la locación del SM1 y se iniciaron los trabajos de construcción de la planta de tratamiento y compresión de gas. Se terminó la fabricación de la planta criogénica y la de compresión, se empezó el estudio de impacto ambiental de la costa y se pusieron las órdenes de compra para las plantas de fraccionamiento, de *topping* y de almacenamiento de líquidos. En cuanto a la segunda ventana de transporte (fines de 2002 y principios de 2003), se trasladó la planta compresora, la criogénica, las líneas de conducción y todos los materiales para su construcción”.

Durante este año (2003), se terminará de montar la planta en Malvinas, se completará la perforación de los pozos programados, se construirá la línea de conducción que deje integrado todo este yacimiento con la planta y se terminará de transportar el material para las *facilities* de Malvinas. Por otra parte, se finiquitará la fabricación de los equipos para Pisco y se harán las obras civiles en la costa, comenzando con el montaje de las plantas.

Los desafíos

El proyecto presenta, principalmente, tres tipos de desafíos muy interrelacionados entre sí. Ellos son: **socioambientales**, con fuerte presencia en la zona de comunidades nativas; **logísticos**, por la ubicación y las ventanas de navegabilidad y **tecnológicos**, por la concentración de instalaciones, las perforaciones dirigidas y la operación helitransportada.

El **desafío socioambiental** se da por la presencia en la zona de indígenas amazónicos con distinto grado de establecimiento (nómades no contactados, semicontactados, recién asentados y aque-

- Monitoreo de biodiversidad.
- Sistema de gestión ambiental (ISO 14.001).
- Plan de relaciones comunitarias.



llos reconocidos legalmente) y colonos. En el área de influencia directa del proyecto hay siete comunidades nativas y un asentamiento de colonos e, indirectamente, otras 15 comunidades nativas con una población de alrededor de 10.000 habitantes. Los principales grupos étnicos son Machiguenga, Yine Yami (Piro) y Ashaninka.

Por otra parte, la zona de Camisea es un área de bosque primario de muy alta biodiversidad (*Hot Spot* de biodiversidad mundial), razón por la cual minimizar el impacto en esta zona constituía un gran objetivo. Asimismo, en la zona había altas expectativas y muchos “miedos” por las consecuencias del proyecto.

El vicepresidente de Operaciones de

Pluspetrol se refirió luego, a las pautas socioambientales que se establecieron. Para ello, mostró una imagen (figura 4) que permitía visualizar las distintas pautas que siguieron. En este sentido, precisó que se firmó un acuerdo con la Universidad de Oxford para establecer un programa de monitoreo de biodiversidad: “Se fijó trabajar con estándares ambientales muy ambiciosos, no sólo previstos por la legislación del Perú, sino también por pautas superiores establecidas por entidades de prestigio internacional en la materia”.

Con respecto a las comunidades, “mantenemos procesos participativos permanentes de información, diálogo y consulta”.

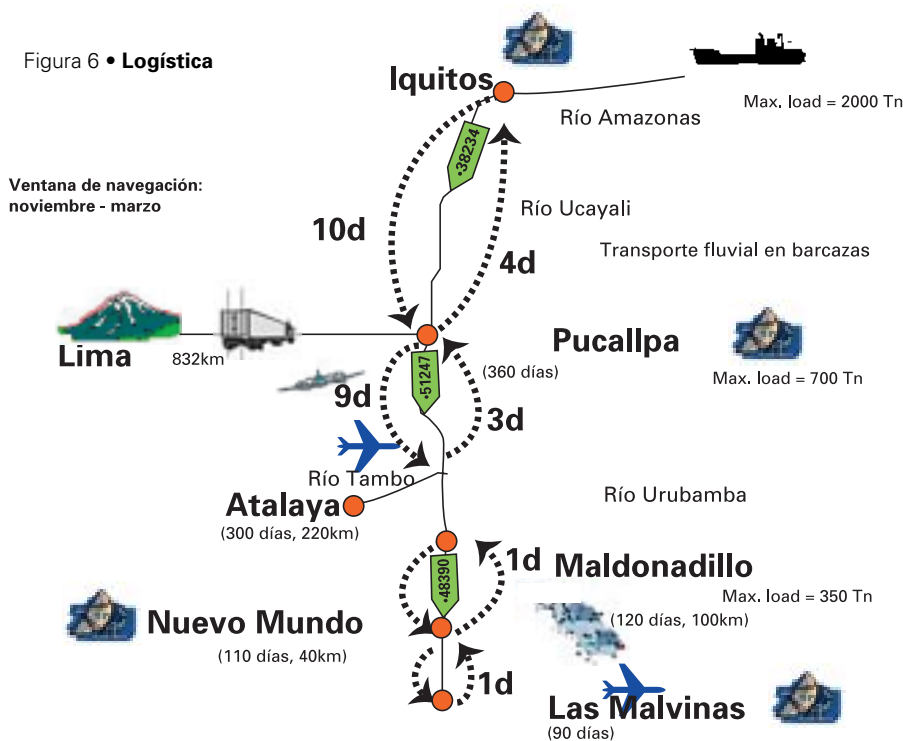
Y agregó Pisanu: “A partir de este diálogo, con la ayuda y control del gobierno y con la participación de algunas ONGs específicas, se estableció un plan de compensaciones por el impacto que nuestra presencia podría causar en la zona y en dichas comunidades”.

La divulgación de las pautas socioambientales fue un punto muy importante. En este aspecto, señaló Pisanu que “a través de una serie de folletos y de procedimientos informábamos a

Figura 5 • Logística



Figura 6 • Logística



nuestra propia gente y a los contratistas cuáles eran las restricciones y los controles por realizar”. El programa de divulgación de políticas socioambientales incluía, entre otros: • código de conducta para el personal de Pluspetrol y de empresas contratistas y subcontratistas; • patrimonio arqueológico, Lote 88; • condiciones de contratación de personal local, Lote 88; • reglamento de tránsito fluvial para el río Bajo Urubamba; • plan de contingencia arqueológico para poblaciones en contacto inicial o en aislamiento.

“Todo esto fue preparado en acuerdo con los organismos correspondientes del gobierno peruano, tomando en cuenta las preocupaciones de las comunidades”, puntualizó el disertante.

Luego, se refirió a los **desafíos logísticos** que tuvieron que enfrentar. “Teníamos que transportar en las dos primeras ventanas de navegabilidad, que en el mejor de los casos era de diciembre a marzo, casi 220.000 toneladas de equipos y materiales que venían desde distintos lugares (Estados Unidos, Europa, Japón, México, Brasil, Argentina). Dependiendo del origen, los equipos y/o materiales podrían viajar a través del Amazonas y llegar a Iquitos y, desde allí, a través de ríos menores y sucesivos trasposos, arribar al

yacimiento. Otra vía, menos utilizada, era ir a Lima, desde ahí por vía terrestre hasta Pucallpa y luego por el río Urubamba, hasta la zona de Malvinas (figuras 5 y 6). Los barcos grandes que arribaban a Iquitos transportaban hasta 2000 toneladas cada uno y terminaban en Camisea con barcasas de 350 toneladas. Como en Malvinas no había demasiado espacio, era importante la coordinación de llegada para la descarga y ubicación. Para esto, se disponía de un sistema de comunicación satelital que permitía hacer un correcto seguimiento de cada embarcación que estaba navegando y de la ubicación de las cargas.

Para poder aprovechar algún tiempo más de navegabilidad, se construyeron, con un astillero local, unas diez motochatas especialmente diseñadas para navegar en muy baja profundidad. Y, de esta forma, aunque con poca capacidad, podemos movernos algunos meses más al año.

Estamos altamente satisfechos de esta operación logística, ya que se pudo cumplir el objetivo, observando mínimos problemas en la navegabilidad.

Otro dato interesante que agregó Pisanu fue que la construcción de una pista de 1700 metros de largo permite aterrizar aviones *Antonov* y *Hércules* para la movilización de personal y el eventual transporte de cargas que puedan haber quedado fuera de las ventanas de navegabilidad.

El tercer **desafío** que presentaba este proyecto era el **tecnológico**. En este sentido, el vicepresidente de Operaciones de Pluspetrol destacó que “en el caso de la perforación de los pozos, se estableció el desarrollo tipo *off shore* desde dos locaciones (yacimiento San Martín). Esto requirió perforar pozos a 2000/2500 metros de distancia en profundidad, lo que requirió ángulos de 50/60 grados de inclinación con toda la complejidad que eso supone”.

En la locación se utilizó un *matting* (figura 8), placas polímeras de alta resistencia que reemplazan el cemento y posibilitan, una vez terminada la perforación, remover y reforestar la locación, dejando solamente un mínimo espacio



Figura 7 • Perforación dirigida. Concepto. Offshore



Figura 8

que permita, en el futuro, la entrada de un equipo de *work over*. Un espacio o bodega alargada, especialmente preparada, hizo posible que el equipo pueda desplazarse pozo a pozo sin tener que bajar la torre.

El otro desafío tecnológico lo constituye la terminal marina de Pisco. En este punto, Pisanu señaló sus caracte-

rísticas: “Los líquidos que se cargarán serán C₃ a -47° y C₄ a -20° en barcos *full refrigerados*, que requieren un calado mínimo de 15 metros. Después de analizar varias alternativas, se decidió hacer un *subsea pipe*, un ducto submarino que llega a una terminal de carga, usando caños concéntricos con un material aislante microporoso de sílica y titanio que asegura el mantenimiento de la temperatura en la carga de estos líquidos. El proyecto contempla dos caños criogénicos para C₃ y C₄ y dos para nafta y diesel que se obtendrán del *topping*”. Esto evitó tener que construir un muelle de 3 km de largo, con el impacto ambiental que implicaba por la actividad pesquera que se desarrolla en la zona y el, también negativo, impacto visual de semejante obra.

Para finalizar, Juan Carlos Pisanu mostró el estado actual del proyecto y precisó: “Estamos en un 72% de avance del total y estimamos terminar un par de meses antes del plazo contractual, que es agosto de 2004. La sísmica fue finali-

zada totalmente; los pozos en un 73%; la planta criogénica de Malvinas en un 85% (esperamos concluirla para fin de año) y las instalaciones costeras en un 37% de avance” (figura 8).

Cerro Dragón: ¿un caso atípico en la Argentina?

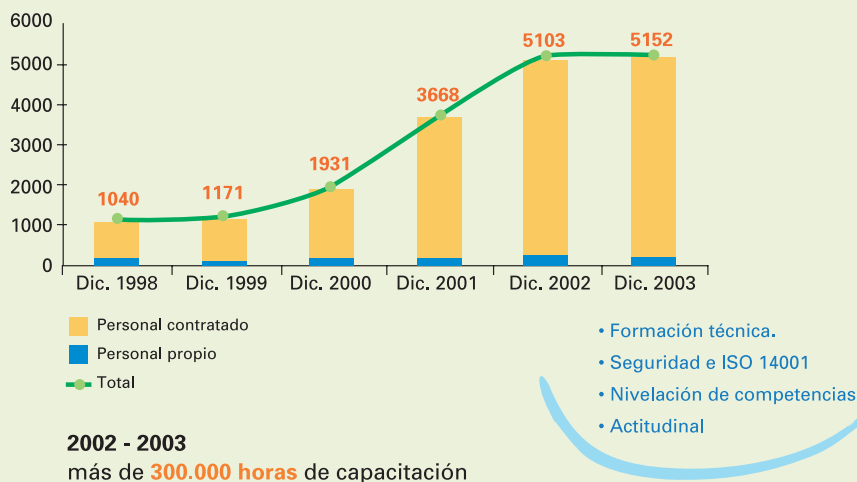
Por **Alberto Gil**,
VICEPRESIDENTE
DE OPERACIONES DE
PAN AMERICAN ENERGY



Alberto Gil

La presentación del ingeniero Gil comenzó con un poco de historia: “Más allá de algunos inconvenientes por el precio del petróleo, por todos sufridos hacia mediados de 1998 y principios de 1999, hemos logrado mantener una situación sostenida de crecimiento de la producción e

Figura 9 • Cuidar la gente generando trabajo y capacitación



incrementado la del petróleo en más de un 30%, y la producción global del campo, incluyendo el gas, al 60%”.

Posteriormente, destacó el rol del factor humano en todo este crecimiento. Al respecto, Alberto Gil precisó que “La generación de trabajo ha significado para la región mayor nivel de actividad y, a la vez, un desafío por el desarrollo intensivo de este yacimiento. La cantidad de personal (propio y contratado), directamente afectado a las operaciones, se ha quintuplicado en el período comprendido entre diciembre del ‘98 y abril de este año, y llegó a ocupar a 5152 personas. Eso significa un tremendo impacto en la región por el efecto multiplicador que tiene toda industria. También, alineado con la profundización del cambio de procesos que hemos impulsado, invertimos durante el año 2002 y lo que va de este año más de 300.000 horas-hombre de capacitación en variados temas: desde formación técnica a competencias específicas, seguridad e ISO 14001 (figura 9).

Realmente esta inversión nos ha resultado sumamente beneficiosa”, apuntó.

Otro tema al que se refirió Gil fue el de la jerarquización de las funciones pero, en vez de hacerlo desde el punto de vista de la ingeniería de procesos, lo hizo desde la perspectiva del factor humano.

En este aspecto, el yacimiento fue seccionado en sectores geográficos más o menos equivalentes en términos de desafíos operativos: nú-

meros de pozos, cantidad de producción, plantas asociadas. En cada una de las zonas se designó un equipo operativo multifunción —a cargo de un líder— que maneja la integridad del negocio en el área geográfica correspondiente: la seguridad industrial, el impacto ambiental, las operaciones, el mantenimiento, los costos operativos, etc. “¿Por qué hablamos de jerarquizar las funciones? Porque creemos que la efectiva transferencia de responsabilidades a niveles inferiores de la organización tiene un alto impacto en el entusiasmo y crecimiento de la personas; así lo demuestra nuestra experiencia. El control lo hacemos con indicadores de *performance*, según el cual cada equipo tiene metas establecidas y rinde cuentas por el logro o no de esos fines, obviamente ajustados a la realidad operativa. Este

modo resultó ser sumamente enriquecedor para todo el *staff* involucrado, no sólo para el personal de Pan American Energy sino también para los contratistas”, indicó el vicepresidente de Operaciones de esta empresa.

Luego se refirió a *Compartir*, una institución que funciona desde hace muchos años en donde confluyen las experiencias de los diversos equipos de trabajo. Ella representa una magnífica oportunidad de celebración y reconocimiento de los éxitos alcanzados.

En este tema, Alberto Gil indicó que “El objetivo de *Compartir* es hacer una reunión anual con todos los equipos que han estado trabajando en la cotidianidad de la empresa y, en particular, de Cerro Dragón; todos son invitados a presentar los trabajos que realizaron, acompañados de sus resultados. El año pasado, el comité que tiene la responsabilidad de la selección de los trabajos tuvo que lidiar con un problema: había cuarenta propuestas, de las cuales se debieron seleccionar sólo quince. Los criterios de selección que se aplican son análogos a los que se utilizan para el otorgamiento del Premio Nacional a la Calidad. Debo decir que esto es realmente fantástico, por la excelencia de los trabajos presentados y el orgullo y, la satisfacción con que la gente plantea sus resultados. Es una herramienta poderosísima para la integración de equipos de trabajo y la renovación de sanos desafíos para el próximo período”.

Figura 10 • ¿Quién es quién?
Producción de petróleo y gas. Diciembre, 2002.

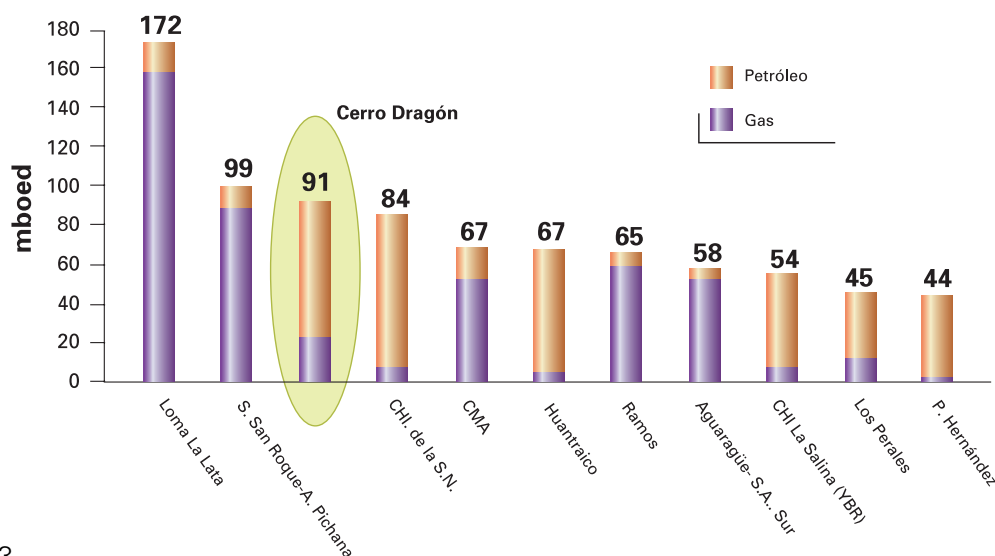
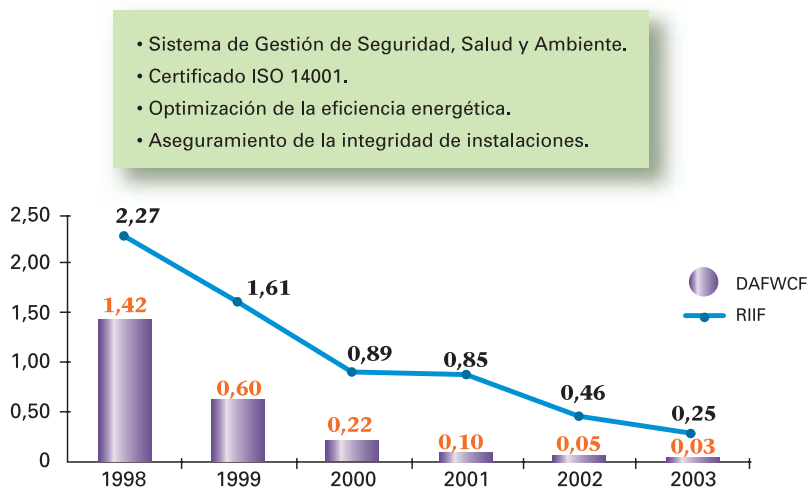


Figura 11 • Cuidar la base priorizando la seguridad, la salud, y el ambiente



“La magnitud e importancia de todos estos trabajos, junto al total involucramiento del personal propio y de contratistas, ha convertido a Cerro

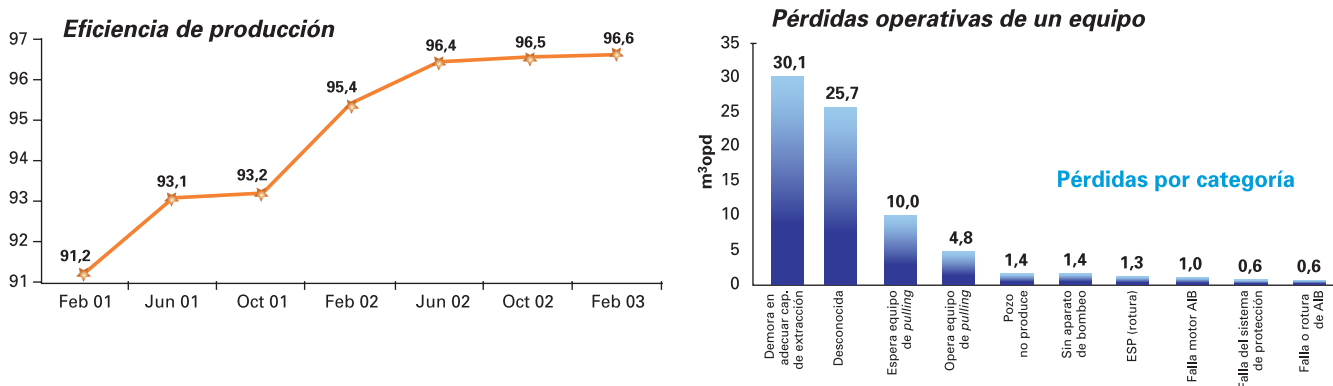
Dragón en la tercer área del país, luego de Loma La Lata y de San Roque/Pichana, en términos de producción de petróleo y gas, o el segundo

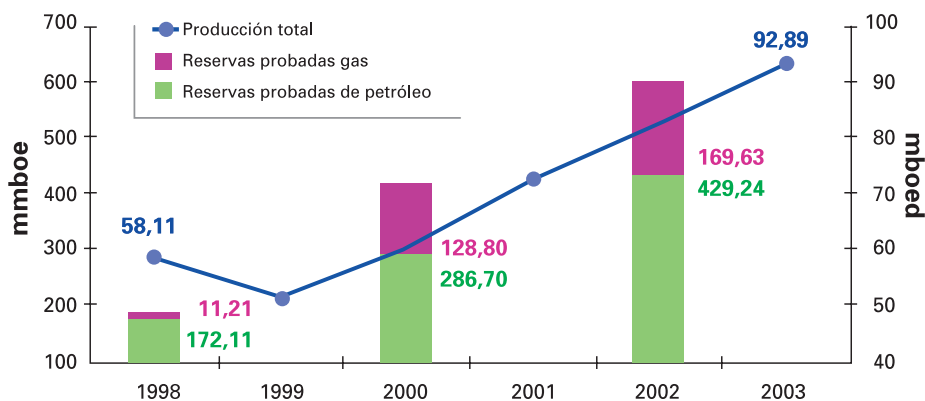
yacimiento del país, luego de Chihuahua de la Sierra Grande, cuando lo comparamos sobre la base de la producción de petróleo” (figura 10).

Otro factor importante es el manejo de la producción básica. Al respecto, agregó: “De la prioridad de los problemas de seguridad y medio ambiente hemos hecho una cuestión paradigmática”. Este tema es manejado con mucha pasión en la empresa y, particularmente, en Cerro Dragón donde el desafío logístico de mantener el nivel de actividad es muy grande (figura 11).

El solo hecho de movilizar todos los días más de 5000 personas desde sus hogares a los puestos de trabajo constituye un desafío logístico de importancia. Proponernos hacerlo de **manera segura** no sólo ha contribuido a garan-

Figura 12 • Cuidar la base gerenciando las pérdidas





Potenciar el crecimiento

Cuidar la base

Cuidar la gente

Figura 13 • La etapa reciente

tizar la integridad de las personas, sino que ha mejorado notablemente la eficiencia del proceso. Alberto Gil también señaló que el manejo del tema de la integridad en las instalaciones, a través del enfoque de la seguridad y el medio ambiente, “Es mucho más rico y exhaustivo en su análisis que el mero concepto de preservación del activo”.

Luego mostró un gráfico (figura 12) que expone la eficiencia de la producción y sus pérdidas operativas. El principal desafío fue el de entender cuánta producción perdían: “Se trataba de definir cuál era la producción que realmente teníamos disponible para vender. Fue una discusión sumamente rica en la cual comprendimos que nos tratábamos muy benévolutamente respecto de nuestra eficiencia operativa, al no tener plena conciencia de que determinadas cosas estaban ya disponibles y no las sabíamos aprovechar”.

A continuación, se refirió al gerenciamiento de las fallas: “En definitiva tiene que ver con la estrategia de mantenimiento e integridad de instalaciones. Hemos pasado de una estrategia absolutamente reactiva a una de mantenimiento preventivo y predictivo”.

En el despliegue de ésta o cualquier otra estrategia es importante definir los indicadores de gestión; en este caso, se manejan indicadores tales como la “tasa de mantenimiento planeado”, que es la cantidad total de órdenes de trabajos ejecutadas versus las que se efectúan por una planificación previa. “El objeti-

vo es llegar a un nivel de 80/90% de planificación del trabajo.”

Pero, ¿cómo se ven los resultados del despliegue de esta estrategia? “Por ejemplo, midiendo las pérdidas de producción en metros cúbicos por día para un determinado período como consecuencia de un tipo de desperfecto específico; en definitiva, una manera directa de vincular la gestión de la producción y el mantenimiento”, aclaró.

Posteriormente, el vicepresidente de Operaciones de Pan American Energy se refirió a la actualización tecnológica y a las ventajas del despliegue de nuevas herramientas en los campos de la informática, comunicación, automatización, etc.

Obviamente, esto plantea un desafío relevante respecto de las competencias de las personas y la adecuación de la organización para poder capturar todo el valor intrínseco del esfuerzo: “Es realmente fantástico ver el potencial que significa tener todo *on line*, las bases de datos integradas y el trabajo en reuniones virtuales en tiempo real, entre sectores de ingeniería de reservorios en Buenos Aires y el operador en el campo, prácticamente en boca de pozo”.

“¿Cómo potenciar el crecimiento de Cerro Dragón?”, se preguntaba Alberto Gil. En relación con este tema, mencionó que en poco tiempo no sólo se ha logrado incrementar significativamente la producción, sino que también se ha consolidado el crecimiento de las reservas, tanto de petróleo como de gas, lo cual asegura que tal rit-

mo de crecimiento puede tener continuidad (figura 13).

Un elemento determinante de este crecimiento ha sido, sin duda, la aplicación de la tecnología informática, que brinda la opción de emplear bases de datos, visualizar, simular, etc. Como las posibilidades son tan enormes, el poder manejar multiplicidad de información permite “tener un criterio muy sensato de priorización. Lo que claramente ha sido un advenimiento tecnológico es la sísmica 3D” señaló Gil y luego agregó: “En Cerro Dragón hemos registrado casi 6000km² de sísmica 3D y esto resulta ser una caja de pandora que no terminamos nunca de descubrir lo que tiene adentro. A partir de entender la complejidad estructural y estratigráfica de campos que se suponían plenamente desarrollados, conocidos y entendidos, se han desarrollado infinidad de nuevas oportunidades. El refinamiento de técnicas de perfilajes, en una tarea conjunta entre nuestros técnicos y la compañías que nos prestan servicios, nos está permitiendo mejorar significativamente la puntería en el esfuerzo de entender la complejidad de los reservorios típicos de la Cuenca del Golfo de San Jorge”.

Para concluir con su exposición, se refirió a la problemática de optimización del factor de recuperación de este campo que está, por ahora, exclusivamente basada en recuperación secundaria con inyección de agua. En el período analizado (enero 1998 a enero 2003), la inyección de agua se ha incrementado alrededor de un 50% y la producción asociada ha respondido casi inmediatamente siguiendo la misma tendencia. Finalmente, Alberto Gil concluyó su exposición apuntando que “el desafío ha sido encontrar el camino hacia una **operación clase mundial** y para esto, hemos puesto foco en la administración del trabajo y de los procesos, en el manejo de las personas y de los equipos de tareas y en orientar los trabajos hacia los resultados” para luego agregar: “lo hicimos en el mismo entorno en el que todos hemos estado trabajando y creo que esto es lo que me hizo calificar el título de esta presentación como **un caso atípico**”.

Producción de petróleo y gas en la Argentina. Problemática y condiciones actuales

Por **Eduardo Abriata**,
TRABAJA PARA REPSOL-YPF
COMO GERENTE DE
ASOCIACIONES DE ARGENTINA

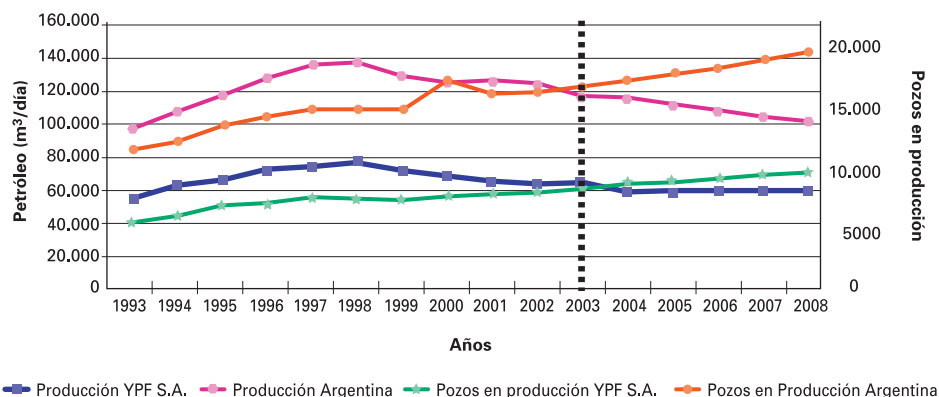
La presentación estuvo referida a los principales datos estadísticos sobre la producción de petróleo y gas en la Argentina y la tendencia para los próximos cinco años.



Eduardo Abriata

En primer lugar, el disertante exhibió la figura 14 sobre “Producción de petróleo versus pozos perforados” destacando que “en el caso de YPF S.A., los valores a partir del año 2003 corresponden al plan previsto de la compañía y son bastante precisos, y que las estimaciones correspondientes al total país indican que se va a mantener la tendencia declinante de la producción en los próximos cinco años, aún cuando se incremente la cantidad de pozos perforados”. En el citado caso, Abriata señaló que “para tratar de sostener la producción y que la declinación sea la mínima posible,

Figura 15. La Argentina. Producción de petróleo vs. pozos en producción



tanto para YPF S.A. como para el total país, se deben incrementar sustancialmente la cantidad de pozos a perforar por año”.

Luego, mostró la figura 15 sobre “Producción de petróleo versus pozos en producción”, donde se observa que el fenómeno es muy similar, con una tendencia ascendente en la cantidad de pozos en producción efectiva, la cual va a continuar en forma sostenida.

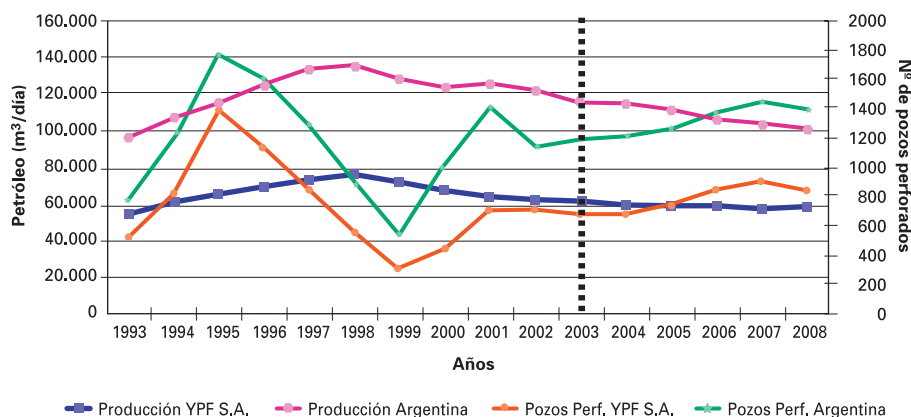
La figura 16 expone la “Producción de petróleo versus número de equipos de perforación”. En este sentido, el disertante indicó que “la cantidad de equipos de perforación que vamos a utilizar, tanto para YPF S.A. como para el total de la Argentina, es creciente correlativamente con la cantidad de pozos para perforar. En nues-

tro país no hay más de 65/67 equipos de perforación en condiciones razonables de utilización, o sea que, probablemente, para el 2006/2007 se requerirá incrementar esa cantidad”.

Posteriormente, mostró la figura 17 sobre “Pozos en producción versus m³/día/pozo” y apuntó que “en el 2003 estamos ya bastante lejos de los famosos 10 m³/día/pozo que tenía la Argentina años atrás. Actualmente nos encontramos en los 7 a 7,5 m³/día/pozo y la tendencia es declinante. Con el nivel actual de inversiones en el año 2008 llegaríamos a 5,5 / 6 m³/día/pozo.

Luego, Eduardo Abriata se refirió a la “Producción total acumulada de petróleo y de gas en millones de BOE” desde 1907 hasta hoy (figura 18). “Estamos superando los 8000 millones de Bls acumulados de líquidos y acercándonos a los 4000 millones de BOE de gas (nos ubicamos en 21/22 TCF). En el caso del petróleo nos hallamos en el punto en el cual empieza a cambiar la tendencia, aún cuando se sigan invirtiendo los 240 millones de dólares anuales promedio en exploración y los 1600 millones de dólares en desarrollo. Esta curva va tendiendo a los 16.000 millones de Bls de petróleo como acumulada final para el país en las cuencas que actualmente están en producción. Este número está chequeado por otros caminos, como ser con las reservas com-

Figura 14 • La Argentina. Producción de petróleo vs. pozos perforados



probadas, probables, posibles y el potencial exploratorio estimado remanente y *riskeado* para petróleo, lo cual nos sugiere que este comportamiento se va a cumplir en forma inexorable. La forma de mantener la pendiente es adelantar inversiones en las cuencas actualmente en producción. Reiteramos, si se conserva el nivel de inversiones esto se va a comportar en la forma indicada en el gráfico” puntualizó el expositor.

En cuanto al gas natural, precisó que “es distinto porque está en una etapa anterior de exploración, desarrollo y explotación” y se estima que “se van a producir alrededor de 60 TCF adicionales que, sumado a lo ya producido nos da aproximadamente unos 14.000 millones de BOE de recuperable final estimada. El polinomio de ajuste es más representativo en el caso del petróleo porque hay

mayor cantidad proporcional de reservas originales recuperables producidas, en cambio, en el gas no vemos el efecto de tender asintóticamente a un valor ya que estamos relativamen-

te más atrasados en el desarrollo del negocio –como ya mencionamos anteriormente– y, debido a que el comportamiento de los últimos años correspondió a la desregulación del

Figura 16 • La Argentina. Producción de petróleo vs. número de equipos de perforación

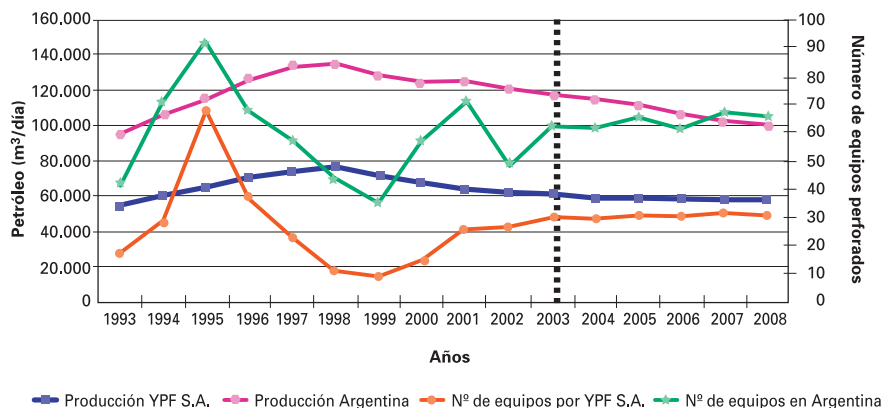
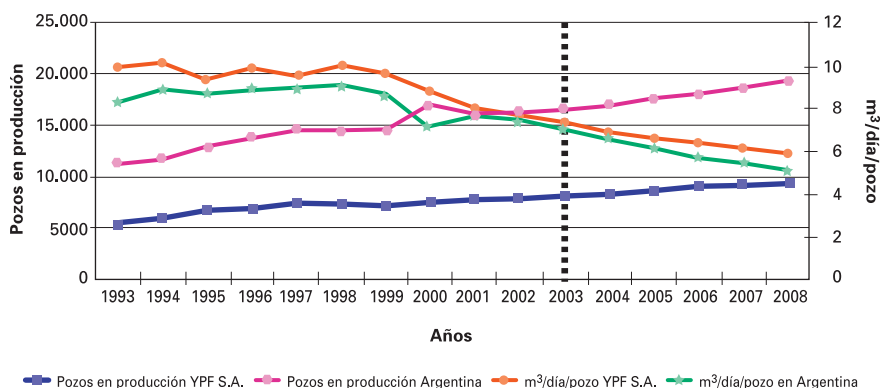


Figura 17 • La Argentina. Pozos en producción vs. m³/día/pozo



mercado, a las exportaciones y al mayor consumo interno. En los próximos años será una incógnita saber cómo se va comportar la producción de gas en función del precio y de la demanda. Obviamente, si en el futuro el precio del gas mejora sensiblemente los 14.000 millones de BOE podrían ser 16.000 o hasta 18.000, siempre en las actuales cuencas en producción”.

“En Repsol-YPF –agregó Abriata– pensamos que para salir de esta situación para el petróleo, o sea para cambiar la tendencia asintótica, pero en forma significativa, además de continuar explorando en las cuencas actualmente en producción hay que hacer un esfuerzo exploratorio adicional en las cuencas sedimentarias que se encuentran actualmente inexploradas.”

El total de cuencas sedimentarias de la Argentina ocupa una superficie de 1,9 millones de km², de los cuales el 75% está sin explorar o subexploradas y el 25% restante se trata de áreas actualmente en exploración, desarrollo y producción. En este aspecto, Abriata precisó que de ese 25% “los yacimientos en producción ocupan realmente sólo el 5%, lo que indica que, tanto en las áreas de las cuencas sedimentarias productivas actuales como en el resto de las cuencas sedimentarias, el esfuerzo relativo a hacer en exploración es bastante grande”. Y dio dos ejemplos: “la cuenca chacoparanaense es la de menor densidad de pozos exploratorios en el planeta y en cuanto al *off shore*

está prácticamente inexplorado”.

Posteriormente se refirió a la exploración de nuevas cuencas que está efectuando Repsol-YPF: Colorado Marina, Somoncurá-Cañadón Asfalto y Malvinas. “Actualmente estamos realizando inversiones en exploración en estas tres cuencas” añadió.

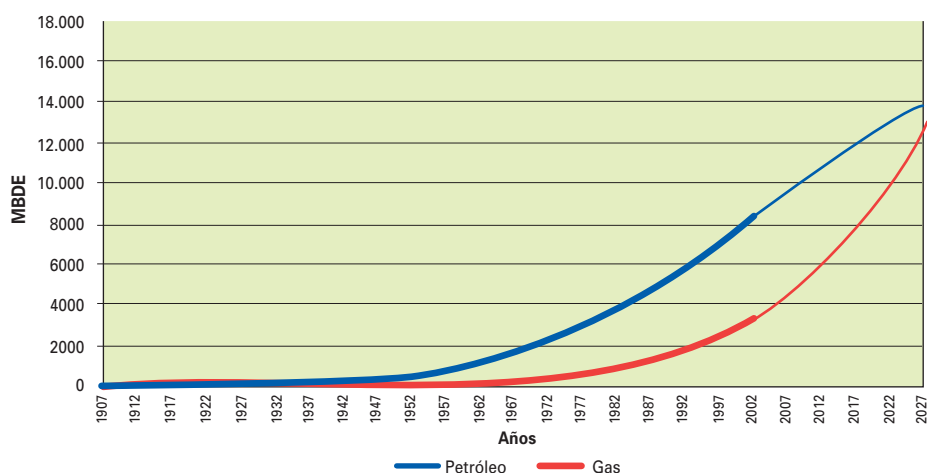
Luego pasó a describir cada una de ellas. En cuanto a la cuenca Colorado Marina (de 35.000 km²) indicó que “los objetivos están en el cretácico, las profundidades estimadas de perforación se hallan entre 3000 y 4000 metros con un pelo de agua de 1500 metros”. Con respecto a la cuenca Somoncurá-Cañadón Asfalto, el área de Gan Gan (8000 km²), “los objetivos se encuentran en el jurásico y en el cretácico y, además, tienen variedad de objetivos menores en distintos

rangos de profundidad”. La actual tarea que se desarrolla en estas dos cuencas es la registración sísmica.

La tercera, en la Cuenca Austral-Malvinas, “estamos asociados con Total en un prospecto denominado Géminis y corresponde al remanente del área original CA-35. Se analiza la perforación de un pozo en un tiempo relativamente corto y ya se hizo la sísmica. En lo que es específicamente la cuenca de Malvinas estamos explorando los bloques 40 (100% YPF) y 46 (asociados con Total). Los objetivos en Malvinas se hallan en el terciario y en el cretácico en profundidades entre 3000 y 4500 metros con 500 metros de pelo de agua. En la zona de la Cuenca Austral 35, el objetivo del prospecto Géminis es el terciario a 3000/4000 metros con 80 metros de pelo de agua. Si bien en esta zona la profundidad de agua no es relativamente grande, las condiciones climáticas y operativas hacen difícil la operación, al igual que en las áreas Ca-40 y 46 de la Cuenca Malvinas”.

Para finalizar mostró un mapa con las cuencas sedimentarias más importantes del país y apuntó que “también en el resto de las cuencas hay grupos de trabajo realizando estudios geológicos previos”.

Figura 18 • La Argentina. Producción total acumulada de petróleo y gas en MBOE



ALGUNOS COMENTARIOS DEL MODERADOR DE LA MESA

Marcelo Martínez Mosquera,

PRESIDENTE DE TECPETROL



*Marcelo Martínez
Mosquera*

- Hoy en día los mayores desafíos que enfrenta un área como Camisea son de tipo social, como el manejo de los indígenas, desafíos ambientales de gran envergadura, incluso para poder conseguir la financiación de estos proyectos y los desafíos de la logística.
- Hoy la industria petrolera habla no sólo de reservorios, de sísmica 3D o de perforación, sino que más de la mitad del tiempo estamos hablando de los desafíos ambientales, sociales, de seguridad.
- El hecho de hacer *benchmarking* entre áreas vecinas y zonas de la misma cuenca ayuda a todas las empresas. La palabra "Compartir" que Pan American usa en sus sectores geográficos es también aplicable al resto de las áreas de una determinada cuenca.
- Cada día cuesta más sacar la misma unidad de petróleo. Salvo hallazgos de relevancia, un país como la Argentina observa una caída de la producción y cada vez son necesarias mayores inversiones para tener una menor producción.
- La Argentina, excepto los países de la OPEP, es muy parecida a lo que es el promedio de países NO OPEP en cuanto a lo que le está pasando. La producción mundial es de 75 millones de barriles por día, de los cuales 30 millones corresponden a la OPEP. Los otros 45 millones de barriles sufren el mismo proceso que se mostró para la Argentina: cada día cuesta más extraerlo y cada día cuesta más mantener estable la producción sin crecimiento. Hay que reemplazar 45 millones de barriles que declinan, y esa tarea es impresionantemente difícil porque requiere cada día de más inversiones, pero a pesar de precios sostenidos desde hace cuatro años en un promedio de 28 dólares el barril, no se ve una respuesta del mundo NO OPEP. Muchos afirman que el precio del barril va a bajar, pero lo cierto es que, después de cuatro años, el mundo NO OPEP no logró reaccionar y levantar la producción.