



## Mesa redonda I

# Panorama latinoamericano de la perforación

Especialistas de toda la región se refirieron a la situación actual de su especialidad, así como de sus proyecciones a corto, mediano y largo plazo.

*Luis Valderrama, Ecopetrol (Colombia)*

*Se refirió a las reservas de Colombia, a sus yacimientos y a los planes de la empresa y del país.*

“La mayoría de los descubrimientos en Colombia se dieron entre 1970 y 1990, algunos campos descubridores en Colombia aportaron mucho en el país. Esto, en términos de petróleo original; en cuanto al tema de recobro, es importante mencionar que en 1980 era del 40%, algo muy alto para la industria.

“Esto nos deja un análisis que dice que el 76% de los campos que se han descubierto en Colombia aún no están desarrollados o no están maduros. Sólo el 24% restante está en la fase de campos maduros; esto nos permite concluir que la perforación es uno de los factores más importantes para la empresa, este año y los siguientes.

“El marco estratégico de la empresa trabaja con la idea de tener 1.300.000 barriles por día hasta 2020 y decimos barriles ‘limpios’, es decir, cero accidentes y cero problemas ambientales. Cuando planteamos las metas hace unos años, siempre se quiso mencionar por encima del aspecto de producción estos dos puntos: cuidar a nuestra gente y al Medio Ambiente.

“Hoy tenemos cuatro equipos de perforación que varían entre 1.000 y 1.500 caballos de potencia. El año pasado logramos perforar 340 pozos, este año, en julio ya íbamos por los 140 pozos y esperamos lograr 288 más a finales de año. En los 60 años de historia que tiene la empresa, sin duda este ha sido el mejor, y esperamos en 2014 y 2015 aumentar aún más la cantidad de pozos y equipos para contratar. Unos 30 de los 288 pozos que planeamos realizar serán exploratorios y tres de ellos, no convencionales.

“Es que durante 2011 y 2012 perforamos el primer pozo de reservorios no convencionales, de *shale gas*. Tuvimos buenos resultados, muy alentadores, tal es así, que en este tiempo hasta fin de año, haremos tres pozos más y en 2013, tres más. Si la campaña en hidrocarburos no convencionales es exitosa como esperamos, se buscará desarrollar un proyecto masivo de *shale gas* en el centro del país. La idea es contratar ocho equipos adicionales.

“El yacimiento en que recuperamos el 70% es un yacimiento de extracción artificial, es una recuperación secundaria, pero con una desviación en el objetivo inicial. Hay otra área en Colombia donde estamos llegando a los 87° de pozos perforados, con diámetros de 6 pulgadas y queremos aumentar 8 veces la productividad del pozo, pero que los gastos no se dupliquen. Hemos tenido grandes éxitos tempranos, y la zona es toda de arcilla, lo que hace más complicado todo, pero queremos seguir desarrollando este yacimiento. Aún no llegamos al pico, es un yacimiento de crudo pesado y todavía no logramos el objetivo que nos propusimos.

“El grupo empresarial de Ecopetrol maneja el 45% de toda la flota de equipos del total del país y prácticamente en el total de las cuencas existentes. Para 2013 y 2015, esperamos que la actividad aumente, por lo que esperamos llegar a los 43 equipos de perforación y 400 pozos, el orden es de 40 pozos exploratorios en los próximos años.

“Lógicamente, las compañías de servicios deberían aumentar, y están llegando muchas al país. La inversión subirá a los 1.500 millones de dólares hasta 2015.

“El tema de la experiencia es crucial: muchas de las operaciones se vieron afectadas porque, a pesar de contratar personal con experiencia, no alcanzó. Tenemos planes de entrenamiento, necesitamos rápidamente llevarlos a las ejecuciones.

“En cuanto a la seguridad, se requiere de mucho rigor debido a que hay nuevos jugadores llegando al país y los trabajos deben hacerse de la mejor manera y con la seguridad que el tema requiere.

“Acerca de la maquinaria que estamos necesitando de cara a 2013, son equipos automatizados para que las personas no se expongan a accidentes. En cuanto a tecnología, hemos limitado un poco el desarrollo precisamente para darle espacio a la prueba de la tecnología, es decir, proveerle al contratista de mucho margen de error para que estas tecnologías sean probadas.

“Buscamos equipos de perforación ágiles, hemos perdido mucho tiempo por el tema de la movilización de equipos, así que estamos buscando los más veloces que hallemos, de cargas livianas y que nos optimicen los tiempos de movilización. Con la cantidad de nuevas empresas que están llegando al país, el ambiente se hace mucho más dinámico y se necesita más esfuerzo.

“Hay muchas variables que controlar en la perforación, en nuestra situación actual se puede enumerar: poco tiempo, poca cantidad de personal capacitado y más zonas de riesgos y aun así tomamos las mejores decisiones que se pueden. Pero indudablemente estamos atravesando una excelente oportunidad, dado que todo el conocimiento que está llegando a Colombia servirá para explotar aún mejor las reservas, es un momento favorable para la inversión.

“En cuanto a las ejecuciones y los tiempos, los de categoría 1, 2 y 3 los estamos haciendo en el tiempo que consideramos desde un primer momento, mientras que los de categoría 4 y 5 requieren de otro tipo de plan y nos han costado mucho más tiempo para ejecutarlos.

“Queremos estandarizar las lecciones aprendidas, que están siendo llevadas a cabo rigurosamente para poder brindar una buena base de información para los profesionales del petróleo y del gas, para así lograr un entrenamiento mucho más rápido.

“Sobre el *offshore*, una de las empresas de Ecopetrol está en este momento perforando un pozo en aguas someras en el Caribe colombiano noroeste; y Ecopetrol, en 2014. Las expectativas son muy altas, ya que los estudios dicen que hay una roca donde puede estar lo que buscamos.

“Como conclusiones, podemos enumerar que existe la materia prima, que existen las reservas, y que la mayoría de los campos requieren de mucha actividad de perforación para poder tener una buena producción. Es una oportunidad para formar buenos profesionales para la región. Vamos a mover la actividad hacia el este del país, en el límite con Venezuela, son zonas inhóspitas y queremos trabajarlas siempre cuidando el Medio Ambiente.

“La tecnología es importante, pero para nosotros el principal capital es el humano ya que creemos que es la base del éxito. ‘Cuidar y cuidarte’ es nuestro lema para evitar accidentes y tener una *performance* exitosa”.

## Juan Alfredo Ríos, Pemex (México)

*Detalló la situación de la perforación en México, tanto en el presente como a corto, mediano y largo plazo.*

“Voy a presentar la situación actual y futura que tenemos con la perforación en México: los logros alcanzados a la fecha, los retos, los niveles actuales de producción de hidrocarburos, para restituir las reservas y alcanzar el desarrollo sustentable, teniendo en cuenta que la misión de nuestra empresa es maximizar el valor económico de los activos petroleros y de los hidrocarburos de la Nación, satisfaciendo la calidad de los productos hidrocarburi-



ros, todo ello en un marco estricto de seguridad, armonía con la comunidad y protección del Medio Ambiente.

“Nuestra actividad tiene lugar en la costa del Golfo de México y en la zona marina norte, la región sur, la noeste y la sudoeste. Esas actividades son de perforación, reparación, terminación y servicios a los pozos; la actividad exploratoria está dividida en la costa del Golfo de México y en la frontera norte con los Estados Unidos.

“Nuestra producción petrolera estaba en 2.541.000 barriles por día: la región marina nordeste es la que más contribuye, le siguen la región sudoeste y la sur, que produce los petróleos de mejor calidad. Por su parte, la producción de gas anda por los 6.333.000 millones de pies cúbicos por día y la composición está entre el 25%, en las dos marinas y la terrestre, y un poquito más en la parte norte, que es donde más gas se produce. En cuanto a la incorporación de reservas probadas, hacia 2008 estaban en 14.7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente y, a la fecha, tenemos una restitución del 100%, lo que nos ha permitido mantener con vida 10 años de vida promedio de exportación.

“Tenemos el 66% de reserva desarrollada. Por ubicación, en las regiones marinas, tenemos el 60% de las reservas y el 40% en las terrestres, también por tipo de hidrocarburos, prácticamente el 73% es de crudo y el 27%, de gas. En las reservas por tipo, podemos observar que también nuestra reserva es para *deepwaters* en un 58%, en las cuencas del sudeste el 30%, en Burgos el 6% y el 4% en la Cuenca de Veracruz.

“Actualmente, tenemos en actividad 308 equipos: 126 son nuestros, son 105 terrestres y 16, plataformas empaquetadas en propiedad de Pemex –una, autoelevable. Contratamos a 105 equipos de diferentes empresas, de entre ellas unas 12 plataformas, 30 elevables y cinco semisumergibles. Tenemos unos 308 equipos para perforar,

reparar y terminar pozos. La estadística de perforación de los últimos cinco años ha ido creciendo, con 1.070 pozos promedio en el año. Para 2012 tenemos una proyección de 783 pozos. En cuanto a la contratación de terciarios, hemos incrementado en un 30% nuestra capacidad por esta razón.

“Para la parte de terminación, de manera similar a la perforación, estamos creciendo de forma progresiva y en reparaciones de mayores y menores, venimos con un crecimiento del 79%, al pasar de 2.522 reparaciones a 4.392 en este 2012. La unidad de negocios de perforación de Pemex cuenta con 217 unidades propias, tenemos cañería de acero, cementaciones y estimulaciones y tuberías de perforación flexibles.

“En materia de seguridad, contamos con un eficiente Sistema de Seguridad Salud y Protección Ambiental y nuestro número de accidentes ha ido en reducción. También hemos disminuido la frecuencia de accidentes, así como también el índice de gravedad.

“Acerca de las tecnologías que soportan nuestra actividad, fundamentalmente en *deepwaters*, la tecnología referida a ello ha venido a formar parte de nuestra cartera en los últimos ocho años, ya que la reserva de petróleo –el 58%– se encuentra en las aguas del Golfo de México. Nuestra actividad en aguas profundas se inició en 2003, al perforar un pozo con una plataforma de cuarta generación y ahora con tirantes de aguas. Hasta la fecha, tenemos 22 pozos perforados, de los cuales 12 son productores y ahora hay tres en ejecución.

“En lo que respecta a diseño, usamos como herramienta de soporte la metodología BCDSE para darle consistencia al diseño, a la ejecución y a la evaluación de los pozos que realizamos. Al igual que aquí, hemos comenzado a trabajar con *shale gas*, con seis pozos perforados y estamos en plena curva de aprendizaje en este tema. Al respecto, hay regulaciones en el país que debemos cumplir, ya que allí, donde tenemos *shale*, prácticamente no hay agua.

“Aún debemos mejorar la precisión de los trabajos para el petróleo con presión y este es un reto que queremos solucionar mediante estos mecanismos. Lo que nos ha incrementado las producciones son las fracturaciones en etapa, pasamos de 100 a 1.000 barriles por día.

“Las perspectivas de petróleo y gas que tenemos para los próximos ocho años es que pretendemos incrementar nuestra producción en un 11% en diferentes áreas de México; en cuanto al gas, la idea es mantenernos estables, en tanto no mejore el precio de este combustible.

“La incorporación de reservas es un gran reto, queremos llevarla de 13,8 a 16 y tener reservas por 32 años. De cara a los próximos cuatro años, pasarla de 16 a 17,3 e incrementar los recursos prospectivos a través de la perforación y de la explotación de hidrocarburos en *deepwaters*. Para cumplir esto, uno de los objetivos es incrementar las reservas, como ya dije, por medio de descubrimientos, para todo esto estamos acelerando la evaluación del potencial en el Golfo de México. La idea es hacer 36 pozos en aguas profundas en el corto tiempo, hasta 2018, para lo cual contamos con seis plataformas de sexta generación.

“La cartera de proyectos incrementará en un 21%, pasando de 1.070 pozos a 1.292. Por su parte, el escenario de la inversión pasará de 24,6 miles de millones de dóla-

res y lo incrementaremos en un 8%. Los ingresos totales de la empresa por venta de hidrocarburos ascendieron a 120 mil millones de dólares, lo que derivó en un panorama de inversión positivo para los próximos años, tan sólo en todo este año se van a invertir 19.700 millones de dólares para la producción.

“El pronóstico de producción de hidrocarburos también es favorable, dado que se espera un crecimiento de entre el 5% y el 10% por los próximos 10 años. El 58% de las reservas prospectivas, lo tenemos como parte de la cartera principal”.

### *Daniel Casalis, Petrobras (Argentina)*

*El presidente de la Comisión de Perforación del IAPG se centró en el panorama de la perforación en la Argentina en el pasado, el presente y el futuro.*

“En un repaso desde 1995 a 2011 veremos lo que pasó, así como los avances tecnológicos y una proyección 2012-2013 y cuáles son los desafíos a futuro. Empezamos por los números promedio de equipos en nuestro país: entre 1995 y 1999 la actividad había caído un 62% para luego repuntar y ubicarse entre 2005 y 2007 con la que se mantiene hasta hoy; hubo altibajos en 1999, 2002 y 2009.

“Si bien la actividad de equipos de perforación se mantiene en una meseta, el total de equipos que tenemos trabajando entre perforaciones es de 200 a 220 equipos, como en 1995; estos altibajos, que obedecieron a distintas causas, han tenido que ver con nuestra actividad. En

1997 y 1998, la caída del WTI se reflejó en nuestras actividades; el precio del petróleo había caído fuertemente.

“Se apreció un repunte en 1999 y 2000, acompañando el crecimiento del valor del petróleo. En 1998 se vivió un primer desequilibrio debido a la crisis de los países asiáticos. La menor demanda de petróleo hizo caer la actividad en todo el mundo y no estuvimos exentos.

“En el 2000 tuvimos una nueva crisis, y está de más explicar qué pasó en estos años; la consecuente baja en la actividad de equipos activos hizo disminuir la actividad de pozos perforados, que luego fuimos recuperando en 2007, el mejor año. Pero en 2008 y 2009 ocurrió la crisis de los Estados Unidos, que también impactó en nuestra actividad. Es decir, que nos han golpeado tanto crisis internacionales como nacionales. En 2011 terminamos con 1.297 pozos perforados.

“En lo que hace a la exploración, en 1995 tuvimos 71 pozos exploratorios que representaban el 4,3% de la actividad y no superamos ese número hasta el año pasado, en que fue el 6,4%. Pero la media no superó el 5% en el país.

“La mayor producción la hemos tenido allá en 1998 y luego empezó a declinar fuertemente; desde entonces, la curva ha caído sistemáticamente a pesar de mejores precios del petróleo y de los pozos perforados. El año pasado la producción cayó fuertemente.

“Sin embargo, creo que tenemos una oportunidad con el *shale gas*. En esto sobresalen dos cuencas: la del Golfo San Jorge y la Neuquina, que son aquellas donde más pozos se perforan. La Cuenca del Golfo de San Jorge tiene la mayor actividad, si bien la Neuquina no le va en zaga. En el resto, la actividad es mínima.

“Resumiendo, en estos 16 años vemos que la actividad de pozos está influenciada por el precio del petróleo, por la economía externa e interna y el crecimiento de la actividad de equipos.



“Hoy se invierte menos en pozos nuevos o bien la cantidad de equipos está a tope. Pero hay un gran esfuerzo en concentrarse en mantener la producción, ya que nuestros campos están maduros y los pozos están declinando. Por eso tenemos un gran trabajo en las dos cuencas mencionadas y eso dificulta llevar adelante las operaciones en el resto de las cuencas, llámese equipo o logística.

“Veamos los avances tecnológicos que nos han acompañado en este tiempo: han irrumpido en mejoras en los materiales de corte, el diseño de brocas, el uso de equipos de perforación automáticos; en 2006 teníamos dos y hoy el 15% del mercado tiene este tipo de equipos. El uso de motores de fondo en todos sus diámetros, nuevos tipos de elastómeros, los sistemas de direccionamiento rotatorios... El uso de estos sistemas, permitió perforar pozos con distintos desafíos: horizontales de alcance de 5 kilómetros o 10 kilómetros; con mayor cantidad de grados, menor tiempo de trabajo... y se pudieron realizar muchísimas fracturas en muy poco tiempo.

“Veamos, ahora, la tendencia de cómo podemos terminar 2012 y cómo podemos llegar a 2013: creemos que la baja en 2012 se va a revertir, pensamos terminar con 1.360 pozos y ubicarnos nuevamente en lo que pasaba en 2007-2008, vemos una actividad creciente para 2013 pensando en 1.638 pozos para perforar en este año. Son datos que se obtuvieron en julio de 2012.

“Los próximos desafíos logísticos respecto de la perforación se verán en el equipamiento: en incrementar equipos, recursos y mano de obra. Otro desafío es aumentar la cantidad de equipos de fractura para tener más parques fracturadores en el país. En cuanto a las preocupaciones de las empresas de servicios, una es el mantenimiento y la obtención de repuestos; de nada vale tener más equipos, si no vamos a poder mantenerlos y conseguirles repuestos cuando se desgasten por el uso natural”.

## Renato Da Silva Pinheiro, Petrobras (Brasil)

Voy a dar un panorama para Petrobras en los próximos años. Como nuestra actividad está centrada en la actividad *offshore* del Brasil, haré foco en el escenario marítimo sin entrar en el de tierra adentro.

Además, hablaré de las inversiones aprobadas por el Consejo de Administración de Petrobras para el nuevo Plan de Negocios 2012-2016.

Se han aprobado inversiones que totalizan los US\$ 236.500 millones, un promedio de 47.300 por año. La inversión para el sector gas y energía será de US\$ 13.800 millones hasta 2016, monto que representa el 5,8% del total que se va a invertir.

Este Plan se fundamenta en la gestión integrada de la cartera de proyectos de la compañía, y enfatiza desafíos operacionales, ambientales, etc.:

1. La recuperación de la curva de producción de crudo y gas natural.
2. La prioridad en proyectos de E&P de crudo y gas natural.
3. El cumplimiento y la perfecta alineación de las metas físicas y financieras de cada proyecto.
4. El desarrollo de los negocios de la empresa con indicadores financieros sólidos.

## Disciplina de capital en los proyectos de inversión de Petrobras

El procedimiento de implementación de proyectos de la compañía requiere el desarrollo de tres fases antes de la aprobación final para el inicio de la construcción, estas son:

Fase I – Identificación de la oportunidad.

Fase II – Proyecto conceptual.

Fase III – Proyecto básico.

Al final de cada fase, a medida que se aumenta el nivel de madurez de las informaciones del proyecto, hay un “portal de decisión”, donde se tiene que comprobar su viabilidad y la agregación de valor a la cartera de la compañía, para, así, competir con otros proyectos por los recursos necesarios para avanzar a la fase siguiente.

La Fase IV sólo se pondrá en marcha cuando el proyecto confirme la viabilidad técnica y económica (aprobación de la Fase III). Como excepción se consideran los proyectos de E&P de petróleo en el Brasil, que podrán tener una autorización anticipada de recursos cuando esta medida contribuya a la aceleración de la producción de petróleo.

No hubo cancelación de proyectos. Las metas del plan se lograrán por medio de la gestión de la cartera, que pasó a clasificarse en dos grupos:

- Proyectos en implantación: todos los proyectos de E&P en el Brasil y de los demás segmentos que se encuentran en Fase IV. Totalizan US\$ 208,7 mil millones;
- Proyectos en evaluación: de los demás segmentos, actualmente en Fase I, II y III. Totalizan US\$ 27,8 mil millones.

Todos los proyectos del plan, en implantación y en evaluación, poseen una curva S (gráfico que representa la evolución física y financiera del proyecto) como referencia única de gestión, planificación, control y seguimiento en la compañía.

## Programas de estructuración para el plan de negocio 2012-2016

El PN 2012-16 trae consigo tres programas de estructuración que dan sostenibilidad:

- (a) Programa de Aumento de la Eficiencia Operativa de la Cuenca de Campos: busca el aumento de la confiabilidad de entrega de la curva de petróleo, por medio de la mejora de los niveles de eficiencia operativa y de la integridad de los sistemas de producción de la cuenca.
- (b) Programa de Optimización de Costos Operativos: para identificar las oportunidades de reducción del costo con impacto relevante y perenne, en dos visiones: activos de producción (plataformas, refinerías y centrales termoeléctricas) y líneas de costos (*stock* de materiales y combustible, logística y gestión del mantenimiento).
- (c) Programa Gestión de Contenido Local: tiene por objeto aprovechar al máximo la capacidad competitiva de la industria nacional de bienes y servicios para atender las demandas del plan con plazos y costos adecuados a las mejores prácticas de mercado.

## Meta de producción de petróleo y gas natural

La meta de producción de crudo, GNL (gas natural licuado) y gas natural, en el Brasil y en el exterior, es de 3,3 millones boe/día, de los cuales 3 millones boe/día son en el Brasil. En relación con la producción de crudo y GNL

en mi país, la expectativa es alcanzar una producción de 2,5 millones de bpd en 2016. Se espera que el mayor crecimiento de la producción ocurra a partir de 2014, con una expectativa de crecimiento de entre el 5% y el 6% a.a. para el período 2014-2016.

Para 2012 y 2013 la expectativa es que se mantenga la producción en línea con el nivel de 2011 (+/- 2%).

En el período 2012-2015, 12 nuevas unidades de producción (UEP) ya en construcción entran en operación, representando un incremento de 1,2 millones bpd de capacidad para Petrobras. A su vez, en el período 2016-2018, siete nuevos sistemas por año añaden 2,3 millones bpd más de capacidad para la compañía, lo que resultará en un nuevo nivel de crecimiento.

En relación con la meta de largo plazo, la expectativa es alcanzar en 2020 una producción total de 5,2 millones/boe/día de crudo y gas natural en el Brasil y 5,7 millones de boe/día considerando los activos en el extranjero. La participación de la fuerza de trabajo de Petrobras para alcanzar las metas del Plan de Negocios será valorada. El proceso anual de evaluación del desempeño de empleados se hará en función de las metas personales alineadas con el logro de los objetivos del plan.

## Inversiones

El segmento de Exploración y Producción en el Brasil invertirá US\$ 131,6 mil millones, de los cuales el 69% será para el desarrollo de la producción; el 19%, para exploración y el 12%, para infraestructura. Las inversiones en el Pre-salt corresponden al 51% del total de E&P.

El segmento de Refinación, Transporte y Comercialización tiene inversiones de US\$ 51,7 mil millones para los proyectos en implementación. Los proyectos de expansión de la capacidad de refinación que entrarán en operación hasta 2016 son la Refinería Abreu e Lima y el Tren de Refinación del Complejo, que ya están en fase de implementación. La estrategia de la compañía sigue siendo la de mantener las metas de capacidad de refinación del plan anterior, buscando que las dos nuevas refinerías en evaluación se alineen con las métricas internacionales.

El segmento de Gas y Energía ha asignado en el plan US\$ 7,8 mil millones para los proyectos en implantación, que citamos a continuación: Unidad de Fertilizantes de Três Lagoas, Unidad de Producción de Fertilizante Sulfato de Amonio y la Central Termoeléctrica Baixada Fluminense. La implementación de los demás proyectos en desarrollo dependerá de la disponibilidad de gas natural nacional y de la competitividad de las termoeléctricas en las Subastas de Energía Nueva.

En el negocio de distribución se invertirán US\$ 3,3 mil millones, con énfasis en los proyectos de logística buscado acompañar el crecimiento del mercado interno y asegurar la posición de liderazgo en el sector.

En el ámbito internacional se invertirán aproximadamente US\$ 6 mil millones, considerando los proyectos en implementación, con énfasis en el segmento de E&P que representa el 83% de las inversiones. Además de los US\$ 236,5 mil millones del plan, quiero destacar que las inversiones que realizarán las empresas contratistas de Petrobras en las actividades de E&P serán de US\$ 34 mil millones en el período 2012-16. ■