



Petróleo y gas en América Latina: mesa redonda

# Hidrocarburos: próximos desafíos para la región

El futuro del gas, la exploración, la importancia de los incentivos y del largo plazo fueron destacados como temas cruciales para los países latinoamericanos por parte de Carlos Ormachea, vicepresidente ejecutivo y CEO de Tecpetrol; Carlos Villegas Quiroga, presidente de YPF; Francisco Pulit, vicepresidente *senior* de Desarrollo Corporativo de Pluspetrol y María Victoria Riaño Salgar, presidenta de la colombiana Equion Energía Ltd.

**T**ras lo expuesto en las conferencias durante la jornada, analistas de toda la región reflexionaron sobre los escenarios que determinarán el futuro del petróleo y del gas en América Latina durante los próximos decenios, en que sin duda los reservorios no convencionales juegan un papel fundamental. Entre todos, se refirieron a los retos de la producción en la Argentina y de la exploración en Bolivia; la actualidad en Colombia y en los demás países; y la importancia del largo plazo.

## Carlos Ormachea

**Se refirió a los factores y escenarios que determinarán el futuro del gas en la región durante las próximas décadas.**

“Quiero reflexionar sobre cómo el gas puede contribuir al abastecimiento de la demanda energética de la región en los próximos años y sobre el rol que le cabe en el suministro ante el crecimiento de la demanda energética de la región. El desafío es el abastecimiento”.

“En los últimos 20 años, en América Latina la demanda de energía ha tenido un crecimiento parecido al del producto de la región, comparando el crecimiento del producto en valores constantes y el crecimiento de la energía en términos físicos. Con lo cual, si valorizáramos la energía a precios de mercado en lugar de expresarla en unidades físicas, el crecimiento del gasto en energía estaría por arriba del crecimiento de la economía, porque aunque el crecimiento del producto está deflactado, ha habido un cambio de precios relativos que ha favorecido a la región básicamente por la suba de precios de *commodities*”.

“¿Qué ha pasado con el gas en ese tiempo? Creció un 25% más que la demanda de energía. Y si miramos la participación del gas en la matriz energética de la región, aumentó en un 50% de su participación original –del 18 al 25%– a costa de la participación de los líquidos”.

“¿Cómo sigue esto en los próximos 20 años? Podría sostenerse que la tendencia de crecimiento del gas en la oferta energética para la región puede mantenerse. Hay razones que permiten sostener esta postura: primero, porque la región está dotada de recursos que pueden ser desarrollados y así contribuir a mantener el suministro sostenido de gas como fuente de energía primaria. Segundo, porque el gas es uno de los combustibles mejor calificados desde el punto de vista ambiental, y debiera tener entonces alguna preferencia en el desarrollo. Tercero, hoy es muy competitivo en precio, comparado con otras fuentes y uno puede asumir bajo ciertas hipótesis que mantendrá esa competitividad frente a otros combustibles, especialmente otros fósiles. Finalmente, porque en los próximos 20 años el desarrollo masivo de gas natural licuado (LNG, por su sigla en inglés) en el mundo va a facilitar el acceso a otras fuentes de gas propias de la región. Todo esto, sumado, nos permite pensar que el rol o la participación del gas en el suministro de la matriz energética puede mantener esta tendencia creciente”.

“El dilema es: ¿de dónde va a venir el gas? ¿Va a ser un gas que proviene del desarrollo de los recursos propios de la región o que vamos a sumar de fuera de la región a través del mecanismo de importación?”.

“Veamos la importancia del gas hoy en el suministro energético de América Latina: es clave por dos razones. Primero, porque en varios de los países es una parte relevante en la estructura de energía primaria que forma esta matriz, en particular en la Argentina y México donde el gas tiene una participación histórica muy importante. En el Perú también la tiene ahora y es un país nuevo en consumo de gas, no tiene 10 años de desarrollo en ello y ya posee un 27% de la matriz primaria suministrado por gas. El Brasil tiene menos, pero está a las puertas de algo que puede ser un cambio de paradigma del gas, con los



Carlos Ormachea.

descubrimientos en el Presalt y que en los próximos 20 años modificarían la estructura de suministro de gas en ese país”.

“Pero también el gas tiene hoy un rol relevante porque marginalmente en muchos de estos países es definidor de precios de la generación de energía eléctrica. Otra vez, en la Argentina y México el gas tiene una participación muy alta en la generación de electricidad, el Perú ya con un 35% de la generación eléctrica en función del gas y en el Brasil está creciendo”.

“La región en general está razonablemente dotada de recursos, 260 tcf de reservas probadas en toda la región, pareciera que nos dan confianza para decir que aquí tenemos el recurso para poder fundar una estrategia de suministro. Sin embargo, si nos concentramos en el Cono Sur de América, ahí ya el panorama está un poco más estrecho. Entre el Perú, Bolivia, la Argentina y el Brasil tenemos unos 50 tcf de reservas probadas y un consumo anual de toda esa región de 10 tcf, lo que nos da un cociente de 105 años de consumo. Pareciera que se presenta un poco más ajustado que la relación de 260 tcf contra el consumo total de 27 tcf que tiene la región en su conjunto”.

“La visión y la preocupación por un horizonte corto de reservas, sobre todo en la región sur, y algunas dificultades de cuello de botella en otros lados llevaron a que la región se preparara para incorporar gas de otras fuentes. Hoy tenemos a América Latina con 11 estaciones de regasificación de gas licuado que están sumando gas importado a la producción de esta parte del continente. Están efectivamente operando para recibir gas del resto del mundo y hay 7 proyectos más en estudio que podrían sumarse eventualmente a la posibilidad de suministro”.

“Simultáneamente ya operan en América Latina dos plantas de licuefacción de gas, una en Trinidad y Tobago y otra en el Perú, que está en operación hace poco más de un año. Tenemos aquí planteada la alternativa de desarrollo de los recursos propios con alguna restricción o limitación de reservas probadas tradicionales o convencionales. Queda abierta la puerta para sumar gas de otros lugares del mundo, lo cual nos permitiría sostener que el gas seguirá siendo parte importante de la oferta energética de la región”.

“Pero hay una novedad, que es la incorporación de estos recursos no convencionales de gas, *shales*, que presentan –al menos preliminarmente– cifras muy significativas

de recursos que pueden transformarse potencialmente en reservas y que abrirían en la región una oportunidad de desarrollo masivo de recursos propios que permiten pensar en una solución de autoabastecimiento por mucho tiempo. Con independencia de cuánto de esto termine siendo económicamente producible, las cifras son de una magnitud tan grande que, aun con márgenes de error, estamos en presencia de una fuente nueva que definitivamente va a formar parte del modelo de desarrollo y producción de los próximos 20 años”.

“El dilema entonces sigue vigente. Tenemos la oportunidad de desarrollar recursos propios, ahora ampliados con este mapa de los no convencionales, y abierta la puerta para sumar la oferta del mundo a través de gas licuado que podemos importar fácilmente. ¿Cuál es la respuesta apropiada? Depende de los *economics* de cada una de las alternativas, de los costos de oportunidad de una y otra. Por eso, sería bueno ver dónde estamos y cuántas chances tenemos de que ocurra el desarrollo de los recursos propios o de que sumemos otros precios”.

“En América Latina tenemos una enorme disparidad de precios entre países y dentro de los países. Esta disparidad es fruto de una segmentación del mercado del lado de la demanda, con precios distintos para cada tipo de clientes. Y también del lado de la oferta, con precios distintos según cada origen de la producción. Esto hace que en la Argentina tengamos precios de 0,50 de dólar por millón de BTU para el

consumo residencial promedio, consumos industriales que se están acercando a los 4 dólares por millón de BTU. Y hay un régimen especial para inversiones nuevas en gas plus que están en el rango de entre 4 y 6 dólares”.

“El gas importado de Bolivia cuesta en la Argentina más de 10 dólares; el importado por LNG, unos 14 dólares. El Brasil tiene un esquema parecido con un precio especial para la generación eléctrica”.

“En el mundo también hemos pasado de un esquema en el que había una cierta consistencia entre los precios de los Estados Unidos y el resto del mundo hasta finales del año 2000, a un desacople entre los Estados Unidos y lo que pasó en el resto del mundo primero, y luego, con el accidente de Fukushima, la demanda de gas en Japón se disparó y llevó los precios a casi 18 dólares en esa parte de Asia mientras que los primeros se mantienen en 10 dólares en Europa y 4 dólares en los Estados Unidos. Con lo cual, aquí también vemos una heterogeneidad”.

“En este escenario ¿qué va a pasar?, ¿cómo podemos imaginarnos el futuro?, ¿es posible esta alternativa de desarrollo? Es posible, pero depende de varias cosas: primero, lo que ocurra en la región dependerá también del contexto mundial, que tiene varias incertidumbres que definirán probablemente el escenario de precios y que tienen que ver con temas de política. ¿Habrà una OPEC del gas y esto regulará precios? ¿Los Estados Unidos finalmente aprobarán su exportación a través de mecanis-



mos de LNG? ¿Cuáles son los volúmenes que saldrán de América del Norte en gas natural licuado, y qué impacto tendrán en precios? ¿Qué va a hacer el resto del mundo en el desarrollo de *shales* y, en particular, qué va a hacer la región que, como vimos, tiene reservas tan importantes? ¿Con qué velocidad se podrá avanzar en el desarrollo para tener esa oferta en el mercado? Y, finalmente, la competencia de las alternativas”.

“Según el escenario mundial tendremos un impacto en la región. ¿Y qué puede pasar en la región? El problema esencial es cómo compatibilizar un abastecimiento de corto plazo con incentivos para la inversión de largo plazo; manejar esta dicotomía trae dificultades en casi todos los países de la región”.

“Para ver si es factible esta inversión para el desarrollo de los recursos locales, en función de mantener al gas como fuente esencial o importante en el abastecimiento de la matriz energética, habrá que ver cómo se definen temas puntuales en los tres o cuatro países con mayores recursos de la región”.

“Habrá que ver si en México, a partir de la nueva ley Pemex, será posible avanzar con los contratos incentivados que creó el Parlamento hace dos años para abrir la inversión a privados y desarrollar los *shales* en el borde con los Estados Unidos y tener una nueva oferta de gas. En el Brasil, con el cambio de paradigma, incorporando volúmenes tan significativos de gas que serán producidos asociadamente con el petróleo del Pre-salt: ¿cuándo, cuánto y a qué precio? Es clave para imaginarnos las soluciones en la región. O si el Perú mantendrá un esquema de precios subsidiado para el mercado doméstico factible con los contratos vigentes, pero con dudas sobre si es incentivo suficiente para explorar y buscar más reservas. Igual para Bolivia”.

“En la Argentina los números de gas no convencional que podríamos tener en Neuquén son importantísimos pero se necesita, para invertir en proyectos de riesgo como ese, de incentivos claros, seguros y permanentes de precios que permitan imaginarse el recupero de la inversión. Para lograr este objetivo es clave que el gas plus para todas las inversiones futuras forme parte de la agenda de trabajo que tengamos en adelante”.

## Carlos Villegas Quiroga

### **Habló de los retos de la exploración en Bolivia.**

“El nuevo desafío que actualmente tiene Bolivia es asumir el reto de un nuevo ciclo exploratorio. A partir de 2006, Bolivia vive un proceso de nacionalización de los hidrocarburos”.

“Se ha conformado la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos Corporación, que controla la cadena de los hidrocarburos a partir de un esquema empresarial particular: ocho empresas producto de la nacionalización, que hoy en día funcionan como sociedad anónima mixta y cuya casa matriz es una empresa estatal. Este formato obedece a que el espíritu de la nacionalización quiso evitar que las empresas operadoras del Estado estuvieran sujetas al presupuesto nacional y a la burocracia estatal, para asegurar prontitud, agilidad y eficiencia



Carlos Villegas Quiroga.

en todas las empresas”.

“Los desafíos que hoy tenemos son aumentar la producción en campos que están en proceso de incremento de desarrollo, industrializar los hidrocarburos y empezar un ciclo exploratorio. Tras la nacionalización, YPF genera recursos significativos; mientras que de 2001 al 2005 el Estado percibió por esta actividad 1.655 millones de dólares, tras la nacionalización, desde 2006 ya recibió 9.494 millones”.

“De 2009 a 2015 tenemos un horizonte de mediano plazo en las diferentes actividades hidrocarburíferas. Este año estamos en proceso de invertir en exploración, aumento de producción, transporte, refinación, plantas de procesamiento y otras actividades. Como resultado tenemos mayor producción de los campos que están en este momento en actividad y aquellos en proceso de desarrollo. En 2005 Bolivia producía unos 30 millones de m<sup>3</sup> por día, este año produjimos 48 millones y creemos que para 2014-2015 produciremos 80”.

“Para tal efecto hay un proceso de desarrollo importante en algunos campos que ya tienen reservas descubiertas, es el caso de Margarita-Huacaya”.

“En este campo se están haciendo inversiones significativas, para el próximo quinquenio se van a invertir 1.500 millones de dólares, habrá una planta de procesamiento que entregará 6 millones de m<sup>3</sup> por día: hasta el 2013 otros 6 millones, de manera que este campo entregue 15 millones de metros cúbicos por día”.

“En San Alberto se está realizando inversiones para poner en marcha a fin de año otra planta de procesamiento que permitirá procesar nuevos 5 millones m<sup>3</sup> por día. En el campo Itau se está construyendo otra planta de procesamiento para otros 5 millones. También tenemos campos con resultados importantes en exploración, como Ipati y Aquío. Esto ha permitido que invirtamos montos significativos para aumentar la capacidad de transporte y almacenaje, tanto en el mercado interno como externo; en este último, para concretar y plasmar los compromisos con la Argentina; hace meses se inauguró el gasoducto de integración Juana Azurduy, para asegurar en Bolivia con esta inversión el transporte del compromiso que tenemos de 27 millones m<sup>3</sup>”.

“Asimismo, está en construcción la planta de separación de líquidos de Río Grande que va a procesar 5.6 millones m<sup>3</sup> por día y la de Gran Chaco, que acaba de ser adjudicada, procesará 30 millones de m<sup>3</sup> por día. Tenemos 3



proyectos de industrialización de urea y amoníaco que se licitarán a nivel internacional, un proyecto de polietileno y etileno para cuya realización de ingeniería conceptual se convocó a empresas internacionales; y el proyecto de GTL. Otro resultado importante es la universalización del servicio de gas natural por redes para que todos los bolivianos puedan acceder al gas natural”.

“Pero como decía, ahora estamos en un nuevo ciclo exploratorio. El objetivo del plan elaborado el pasado año con horizonte 2011-2020 es incrementar las reservas probadas. En términos de recursos o en aquellas áreas donde existe potencial de gas, tenemos recursos que ascienden a 54 tcf y el potencial petrolero a 1.409 millones de barriles de petróleo”.

“Tenemos dos fases en la estrategia de exploración: la primera, en curso, contempla 64 áreas. Tenemos 19 áreas bajo los contratos de operación actualmente en proceso exploratorio con resultados importantes en el caso del bloque Ipati y Aquí; y varios pozos exploratorios en proceso de búsquedas de reservas. Tenemos 12 áreas en contratos de exploración y explotación de áreas reservadas, particularmente con Venezuela –con PDVSA hemos conformado la empresa Petroandina–, que tiene 12 áreas y en el primer trimestre del próximo año se va a iniciar la perforación de dos pozos exploratorios. En el norte de Bolivia, en Liquimuni, la potencialidad o la expectativa es encontrar petróleo y en Aguaragüe Sur, la perforación en Timboy con expectativa de gas natural”.

“Luego tenemos 5 áreas con contratos ya suscritos en proceso de aprobación en la asamblea legislativa plurinacional, un área en proceso de negociación con Gazprom, 11 áreas que hemos asignado a YPF Corporación, la gerencia nacional de exploración en la casa matriz, y otras áreas a YPF Chaco y Andina, ambas sociedades anónimas. Y 12 áreas en nuevos convenios de estudio, por una parte con YPF Argentina, Petro Vietnam, Petrobras y Pluspetrol; y 4 áreas en negociación con Irán”.

“La segunda fase del plan de exploración tiene que ver con 56 áreas que prácticamente contemplan los nueve departamentos de Bolivia, algunos con potencial petrolero y otros con potencial gasífero, que serán licitadas a nivel internacional. Varias empresas de servicio están terminando de hacer estimaciones de recursos hidrocarbúricos en estas áreas exploratorias, elaborando los paquetes de datos y preparando licitaciones internacionales para persuadir a empresas extranjeras de tal manera que puedan ingresar a Bolivia”.

“Desde el próximo año, YPFB va a participar en varias rondas, vamos a estar en todos los continentes, presentando las alternativas y potencial exploratorio que tiene Bolivia. En concreto, estas rondas de negocio son 9 ya identificadas”.

“Lo fundamental es que todas las áreas de potencialidad han tenido estudios, están terminando de presentar la documentación correspondiente para que las empresas tengan información y puedan tomar decisiones”.

“Asimismo, a mediados del 2012, cinco de esas 56 áreas se licitarán y entrarán en un proceso de selección de empresas para que puedan suscribir convenios de estudios o interesarse en contratos de servicios petroleros. Los recursos estimados de estas 5 áreas son de 100 millones de barriles de petróleo y más de 1 tcf de gas natural”.

“Actualmente, en Bolivia están vigentes los contratos de operación suscritos en 2006 tras la nacionalización, to-

das las empresas aceptaron las nuevas reglas, suscribieron los contratos de operación y, como resultado, todas están realizando inversiones significativas”.

“Para la exploración hemos diseñado nuevos contratos, llamados “Contratos de servicios petroleros de exploración y explotación”; hay dos modalidades: una consiste en que las empresas se comprometen primero a seleccionar las áreas y luego a estudiarlas basadas en la información que entrega YPFB. Luego del resultado de esa fase de análisis, optan por alguna de las áreas e inmediatamente se suscriben contratos de servicios para exploración y explotación. La otra consiste en omitir la fase de convenios de estudios e inmediatamente suscribir los contratos de servicios de exploración y explotación”.

“Después del descubrimiento comercial, el área se explota mediante la conformación de una sociedad anónima mixta en la cual YPFB tiene una participación. El destino de la producción, según las normas vigentes, señala que se debe abastecer tanto de petróleo y derivados como gas natural al mercado interno como a los proyectos de industrialización y a los compromisos de exportación –en este caso estamos hablando de exportación al Brasil y a la Argentina–. Hay una devolución del 100% de las inversiones realizadas en la fase de exploración”.

“Estamos generando un circuito virtuoso de manera que los beneficiarios –empresas y Estado boliviano– suscriban un compromiso de responsabilidades y obligaciones y los beneficios permitan la presencia de empresas, y que el Estado boliviano obtenga igualmente réditos”.

“Este es el reto al cual Bolivia esta comprometida con inversiones significativas para el aumento de la producción, el transporte, la logística y la exploración, para cumplir con los compromisos con el Brasil y particularmente con la Argentina. Esperemos que la exploración persuada a las empresas y que ingresemos a una nueva fase de inversiones”.

## Francisco Pulit

***Describió la situación de cada país de la región y destacó la importancia del largo plazo en el desarrollo de la exploración.***

“En Pluspetrol estamos presentes y operando en siete países: Colombia, el Perú, Chile, Venezuela, Bolivia, la Argentina y tenemos una operación de descubrimiento



Francisco Pulit.



en Angola”.

“Con respecto de la visión del futuro del petróleo, todo indican que la demanda va a crecer en los próximos 20 años, que ese crecimiento va a provenir de los países emergentes, mientras que la demanda de los países desarrollados se va a mantener estable. Ese crecimiento va a mantener los precios en el largo plazo y esa demanda va a estar satisfecha, fundamentalmente, por los recursos no renovables; en esa categoría también creemos que los recursos no renovables van a tener un rol muy importante”.

“Con respecto al papel de América Latina en el contexto mundial, es interesante ver cómo en los últimos 20 años el crecimiento de la producción de petróleo ha sido tres veces mayor que el promedio mundial. Lo mismo sucede en cuanto al gas. Cuando llevamos esto a las reservas, vemos que hoy en petróleo, América Latina tiene el 10% de las reservas y el 10% de la producción. Con respecto al gas es igual, pero con el 5% en cada una de ellas. Es decir, que América Latina, que ha estado un poco olvidada de las grandes compañías, en los últimos 20 años ha venido creciendo a un ritmo mayor que el resto del mundo”.

“También es interesante que algunos de estos países están desarrollando incentivos que ayudarán a aumentar la participación tanto en reservas como en producción de gas y petróleo”.

“Otro punto importante de destacar es que en estos años las compañías internacionales han tenido un papel menos protagónico y que ese papel ha variado hacia com-

pañías regionales. El 66% de las reservas está en manos de compañías estatales regionales, es decir, que el 3% de las empresas regionales tiene en sus *portfolios* el 66% de las reservas de la región. Otro 13% de esas reservas está en mano de las grandes empresas y un 21%, esparcido en 99 compañías independientes, medianas y estatales”.

“Aquí es donde se ve que ha habido una especie de retirada de la participación de las grandes empresas de la región y un incremento de la participación de las compañías estatales, de las independientes y de las asiáticas”.

“Lo que estamos viendo para el futuro, particularmente en la Argentina, es un potencial que nos entusiasma: hoy es el tercer productor de petróleo y el quinto de gas, trabajando en dos regiones del país: el Norte y Neuquén. Como se ha hablado en estos últimos dos días, el futuro más alentador se ve por el lado de las reservas no convencionales. Es un desarrollo muy importante, en el cual vamos a estar invirtiendo”.

“En el Perú hoy somos el principal productor de petróleo y de gas. Este país ha cambiado su matriz energética; el gas no tenía participación y hoy ocupa un lugar importante. Pero ahí vemos dos desafíos: primero, el desarrollo de los crudos pesados, que necesitan de metodología e infraestructura para ser desarrollados. Por otro lado, el dilema de este gas es que no se desarrolla hasta que no hay mercado. Ese círculo fue roto y ahora se abre una nueva perspectiva para la exploración del gas”.

“En Bolivia estamos trabajando desde 1989, tenemos



una participación importante. No es una tarea fácil: Bolivia es el corazón energético de América del Sur, tiene un gran potencial, pero también se necesitan incentivos para poder atraer a las compañías a una inversión en exploración muy costosa y larga”.

“Chile es un país prácticamente olvidado en cuanto a exploración. Hoy con los recursos no convencionales se abre una nueva perspectiva, pero esto todavía es muy incipiente. Con un grupo de empresas estamos explorando estas alternativas y si esto se da, podría pasar a ser un país productor de gas en gran cantidad”.

“Colombia ha tenido mucho éxito en los últimos años. Hoy es el tercer productor de petróleo en América Latina, con casi a un millón de barriles diarios, gracias a los incentivos implementados por los últimos Gobiernos con respecto de la exploración y los últimos contratos y también a que se ha desarrollado y explorado en una zona que no se había puesto en funcionamiento en los últimos años, la zona de los llanos: hoy de ese millón de barriles, casi un cuarto proviene de una sola de esas áreas”.

“Venezuela es, sin duda, el país con más reservas en América Latina, fuera de Medio Oriente, es uno de los países con mayores reservas del mundo, pero ha tenido inconvenientes para impulsar planes de inversión que convocara a una gran cantidad de empresas. A pesar de las reservas que tiene, hoy Venezuela tiene un déficit de gas”.

“Por último, me voy a referir al Brasil y el Ecuador. El concepto del Presalt ha convertido al Brasil en uno de los grandes jugadores en cuanto al *offshore* y el desarrollo de grandes reservas, la lección que debemos aprender es la constancia en la búsqueda de estos resultados, parece sencillo pero hace décadas que Petrobras se dedica a ello”.

“Respecto de Ecuador, después de Venezuela es otro de los países con grandes reservas de la región. Tiene reservas e infraestructura, tal vez falta la decisión política para llevar adelante el desarrollo total de esas reservas, pero el potencial es enorme”.

“Nuestra reflexión es que el largo plazo es clave. Siempre lo hemos tenido en cuenta y nos hemos embarcado en proyectos con una visión a largo plazo: tener un reconocimiento de la región, el capital humano y, sobre todo, la inversión de las utilidades en el desarrollo de la exploración”.

## María Victoria Riaño Salgar

### **Se refirió al sector de los hidrocarburos en Colombia.**

“Tenemos una producción de crudo de 898.000 barriles por día, el tercer producto en América Latina. El 60% de esta producción se exporta principalmente a los Estados Unidos. Nuestro PBI es de 395 billones de dólares y en lo que va del primer semestre de 2011 hemos crecido un 5% del PBI. Tenemos una inversión extranjera de 9,9 billones de dólares, de lo cual el 30% es de crudo y gas”.

“El actual Gobierno colombiano tiene un plan estratégico muy claro al respecto: garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y de energía eléctrica aumentando la exploración y la producción, y construyendo la infraestructura necesaria para asegurar el abastecimiento confiable. El objetivo es tener menor pobreza, mayor empleo y mayor seguridad”.

“Tenemos metas concretas para 2011 y 2014. Para aumentar la exploración y la producción se suscribirán nue-



María Victoria Riaño Salgar.

vos contratos para perforar nuevos pozos exploratorios: se pretende llegar a 570 pozos. Y aumentar la producción de crudo a 1.150.000 barriles por día; y la de gas a 1.350 millones de pies cúbicos diarios”.

“Para construir la infraestructura, nos propusimos contar con una solución de importación que permita mejorar la confiabilidad de abastecimiento de gas natural. Es un proyecto que por ahora se está revisando. Asimismo, se buscará aumentar la capacidad de transporte por oleoductos, la capacidad de transporte de gas natural y la capacidad de refinación de combustibles en el país. Colombia cuenta con dos grandes refinerías: una en la costa caribe, Cartagena y la otra, en el centro del país, que es la zona que más produce petróleo desde hace 60 años”.

“La disponibilidad de recursos energéticos primarios en Colombia se compone a partir de la estructura de producción. El mayor aporte lo hace el carbón con el 47%, seguido del petróleo con el 34%, del gas natural con el 11%, y otros”.

“En la estructura de consumo, esta conformación cambió un poco y se ubica primero el petróleo con el 46% y el carbón baja hasta el 6%, mientras que de gas natural tenemos el 16%”.

“En cuanto a la inversión extranjera directa, que ha aumentado en Colombia en el sector petrolero, se espera que haya un aumento a 6 mil millones de dólares. Aunque creemos que pasaremos esa meta y que dará un total de 9 mil millones de dólares. El 42% de esta inversión extranjera que llega al país se invierte en hidrocarburos”.

“La actividad exploratoria ha aumentado en los años, pasamos de 112 pozos en 2010 a 126 pozos, con un resultado de éxito técnico del 55%. Es un tema de contratos, de éxito exploratorio, de áreas nuevas a explorar con gran potencial”.

“En reservas, en 2010 llegamos a un total de 2 mil millones de barriles de petróleo y de gas tenemos reservas recuperables de 7,1 terapias cúbicas. En la producción de crudo, hemos llegado en 2011, a un nivel de 898 mil barriles por día y en gas 1 millón 15 mil pies cúbicos”.

“Esta evolución que se da desde 2007 se debe a que ese año el Congreso autorizó la capitalización de Ecopetrol en un 20%: hoy un 20% de la compañía se encuentra en la bolsa de valores Colombia, Nueva York, Toronto, Lima. Esto dio un gran crecimiento a la empresa y ahora puede invertir independientemente y le da dividendos al Estado”.

“Básicamente el aumento de producción se debe a una mejor inversión en tecnología, al aumento de factor de producción en sus campos y al desarrollo de algunos ha-



llazgos que ya se han tenido en Colombia”.

“Con respecto al tema de gas natural, hoy en día en Colombia hay una sobreoferta, estamos cubriendo bien la demanda interna, pero para 2017 se espera que esta siga creciendo y que los campos empiecen a declinar, sobre todo los que generan gas en el Norte. Los otros campos continúan con más o menos la misma cantidad de producción de gas”.

“Tenemos una infraestructura de transporte que conecta las principales áreas de producción del país, aproximadamente de 9.000 kilómetros lineales de oleoductos, poliductos y gasoductos”.

“Los biocombustibles también han experimentado un desarrollo en Colombia, actualmente los 26 departamentos políticos en Colombia usan una mezcla de 8% de etanol, tenemos 6 plantas productoras, con una producción de 1 millón 100 mil litros por día y aproximadamente 35.500 hectáreas sembradas. En biodiésel, queremos finalizar 2011 con una mezcla del 10% de biodiésel en el total del país, tenemos siete plantas productoras con una capacidad de producción de 516 mil toneladas por año y aproximadamente 115 mil hectáreas sembradas”.

“Los grandes desafíos que enfrenta Colombia hoy son sin duda la sostenibilidad y el crecimiento de la producción. La meta es tener, en 2020, 1.500.000 barriles por día”.

“Por otra parte, en desarrollo de recursos no convencionales hay un gran potencial. Estamos en estudios preliminares, sacando la política que regirá este tipo de negocios, para comenzar con esta línea de desarrollo”.

“Y, sin duda alguna, la inversión en tecnología, en mejores servicios y la mano de obra y el manejo de la comunidad en el Medio Ambiente en Colombia son cruciales”. ■

**Carlos Ormachea** es contador público por la Universidad Nacional de La Plata y tiene un Master of Science in Management por la Universidad de Stanford, Estados Unidos. Con más de 30 años de experiencia en la organización Techint, en el año 2000 se hizo cargo de la Dirección General de la Transportadora de Gas del Norte y desde 2003 es el vicepresidente ejecutivo y CEO de Tecpetrol.

**Carlos Villegas Quiroga** es economista por la Universidad Mayor de San Andrés, Bolivia (UMSA). Tiene una maestría en Economía con especialidad en Política Económica y un doctorado en Estrategia del Desarrollo por el Centro de Investigación y Docencia Económicas de México. Ha dirigido el postgrado en Ciencias del Desarrollo (CIDES-UMSA), es catedrático de varias universidades de México y ha escrito varios libros. Ha sido ministro en tres oportunidades en las carteras de Planificación del Desarrollo e Hidrocarburos y Energía. Desde 2009, es presidente ejecutivo de YPF.

**Francisco Pulit** es abogado por la Universidad de Buenos Aires y tiene estudios de postgrado en la Universidad de Ottawa, Canadá. Es responsable del desarrollo y la creación de nuevas oportunidades de negocios para la compañía a nivel mundial. Con más de 25 años de experiencia en la exploración y producción de hidrocarburos, ha llevado a cabo operaciones en la Argentina, el Perú, Bolivia, Chile, Colombia, Venezuela y Angola, y desarrollado proyectos en África del Norte y África Occidental. Hoy es vicepresidente senior de Desarrollo Corporativo de Pluspetrol, basado en Buenos Aires.

**María Victoria Riaño Salgar** se graduó en Administración de Negocios. Tiene 15 años de experiencia en el sector financiero como Financial Manager y 12 años en la industria del petróleo y del gas. Se incorporó a Ecopetrol en 1999 y tuvo presencia activa en el plan de negocios de la compañía. Desde enero de 2011, ocupa la presidencia de Equion Energía Ltd.

