

Ronda 2012

Inversiones por más de 2.600 millones de dólares

Por Isabel Cañaveral



Se espera que la industria invierta en los próximos cuatro años más de 2.600 millones de dólares en la exploración de nuevas áreas.

Consecuente con la actual política petrolera implementada en Colombia a partir de 2003, el Gobierno ha venido trabajando de manera articulada para ofrecer bloques exploratorios atractivos que permitan intensificar la actividad, lograr los grandes descubrimientos que se requieren e incrementar las reservas del país.

En este sentido, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, hizo públicas las ofertas recibidas para la exploración y explotación de hidrocarburos en el país en el marco de la V Colombia Oil and Gas Investment Conference, realizada en Cartagena.

Posteriormente, el 21 de noviembre esa entidad presentó los resultados de la Ronda en la que se asignaron 49 bloques, de 115 áreas ofrecidas, a 27 empresas. Como resultado de este proceso, se espera que en los próximos cuatro años el sector petrolero invierta en el país

cerca de 2.635 millones de dólares en exploración de nuevas áreas.

De esa cifra, 2.300 millones de dólares corresponden a los programas exploratorios que realizarán las compañías (en los términos de referencia la ANH le exigió a cada empresa un monto mínimo de inversión), y los 335 millones de dólares restantes provienen de la inversión adicional propuesta por las petroleras, que en algunos casos sirvió como desempate en la subasta.

La competitividad se pone a prueba

Para llevar a buen término la Ronda Colombia 2012, la ANH realizó una labor titánica durante cinco meses promocionando la subasta colombiana en diversos Road Shows alrededor del mundo. Igualmente, las labores previas de recolección de información para estructurar los

De izquierda a derecha: Luz Helena Sarmiento, directora de ANLA; Mauricio Cárdenas, ministro de Hacienda; Federico Renjifo, ministro de Minas y Energía; Orlando Cabrales, presidente de la ANH; Ricardo Santamaría, director de Portafolio.



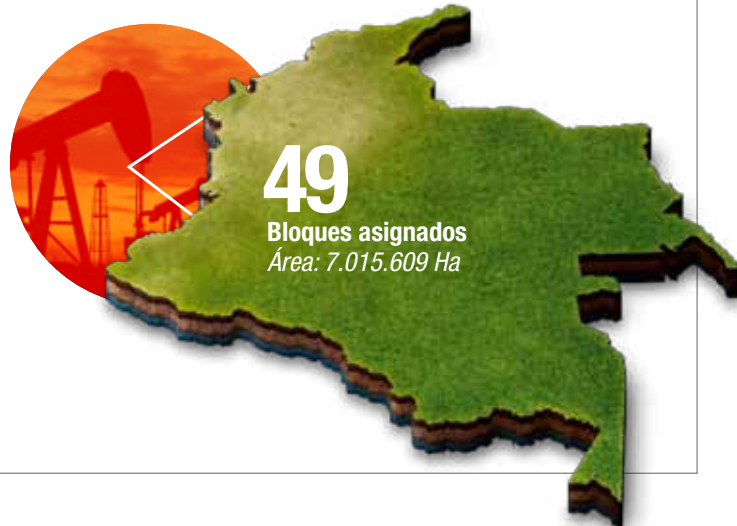
paquetes y términos de referencia fue aún más exigente.

El trabajo es más complejo si se tiene en cuenta que otros países de la región están inmersos en procesos similares de otorgamiento de áreas, como es el caso de Brasil que realizará la 11ª Ronda a principios de 2013, en la que se ofrecerán 174 bloques de exploración,

RONDA COLOMBIA 2012 Resultados de asignación de áreas

- Anadarko Colombia Company → COL2
- BC. Exploración y Producción de Hidrocarburos SL → LLA33, LLA43, LLA66
- Clean Energy Resources S.A. → VMM39
- Consorcio Andes Energía Argentina S.A. - Integra Oil & Gas S.A.S → LLA2, LLA12, LLA28, LLA49, LLA51, LLA79, VMM8
- Consorcio Gran Tierra -Pluspetrol → SN1
- Consorcio Gran Tierra -Perenco → SN3
- Consorcio Optima - Range → PUT 5, VMM7, VSM1
- Ecopetrol S.A. → PUT13, PUT17, CAT3, VMM5, VMM16
- Geoproduction Oil and Gas Company, LLC → VIM21
- Grupo C&C Energía (Barbados) LTD → LLA83
- Gulf sands Petroleum PLC → LLA50, PUT14
- Hocol S.A. → LLA65, GUA2, VIM8, VIM15
- Mansarovar Energy Colombia LTD → LLA69
- OGX Petroleo e Gas Ltda → VIM19
- ONGC Videsh Limited → GUA OFF 2
- Petróleos del Norte S.A. → LLA1, LLA53, LLA70, PUT25
- Petróleos Sudamericanos S.A. → PUT24
- Shell Exploration and Production Colombia GmbH → COL3
- Unión Temporal Bloque VMM29 ECPEM (Ecopetrol - ExxonMobil) → VMM29
- Unión Temporal Bloque COR62 ECPEM (Ecopetrol - ExxonMobil) → COR62
- Unión Temporal Bloque COR46 ECPEM (Ecopetrol - ExxonMobil) → COR46
- Unión Temporal Ecopetrol - Hocol → AMA4
- Unión Temporal Anadarko - Ecopetrol Bloque A → COL5
- Unión Temporal Repsol - Ecopetrol → GUA OFF 1
- Unión Temporal Anadarko - Ecopetrol Bloque B → URA4
- Unión Temporal Amerisur - Pluspetrol → PUT12
- Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. → LLA64, LLA78

115 Bloques ofrecidos
Área: 15.678.494 Ha



49
Bloques asignados
Área: 7.015.609 Ha



Los resultados de la Ronda indican que se recibieron propuestas para 49 áreas de un total de 115 ofrecidas, es decir el 43 por ciento del total lanzado a la subasta. Lo anterior revela que se superó en un 25 por ciento el número de bloques asignados en el 2010.

la mitad en costa afuera y la otra mitad en costa adentro, según información de la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP)¹ de ese país. No obstante, aún dependen de la aprobación de la nueva ley de regalías en el Congreso.

Así mismo, naciones como Ecuador² y Uruguay también son importantes jugadores de la región con los que compite Colombia. El vecino país preparó la Ronda Suroriente en la que, el 28 de noviembre, salieron a licitación 13 bloques para explorar en la región amazónica con un potencial de reservas de hasta 1.600 millones de barriles. Por su parte, Uruguay³ cerró recientemente su segunda ronda en la que recibió 19 ofertas

1 www.anp.gov.br

2 www.recursosnaturales.gob.ec

3 www.rondauruguay.gub.uy

por parte de nueve empresas interesadas en adquirir ocho áreas off shore de las 15 que fueron ofertadas. Así las cosas, la atracción de capitales de riesgo a Colombia no es un trabajo sencillo.

El viceministro de Energía, Tomás González, afirmó durante el V Colombia Oil and Gas Investment Conference que el país es competitivo y que los resultados de la Ronda son el reflejo de la política que el Gobierno quiere mantener en el largo plazo. “Definitivamente hay un incentivo para invertir”, dijo durante su ponencia al referirse a los resultados de una encuesta realizada por el Fraser Institute de Canadá a cerca de 640 empresarios que ubicaron en una buena posición a Colombia, luego de evaluar 18 variables, entre ellas, prospectividad, reglas fiscales, estabilidad, seguridad y restricciones ambientales, entre otras.

Los jugadores y las áreas

Los resultados de la Ronda indican que se recibieron propuestas para 49 áreas de un total de 115 ofrecidas, es decir el 43 por ciento del total lanzado a la subasta. Lo anterior revela que se superó en

un 25 por ciento el número de bloques asignados en el 2010.

Para el Gobierno estos resultados fueron satisfactorios. Así lo manifestó el ministro de Minas y Energía, Federico Renjifo, para quien “esta es una Ronda de mucha importancia y lo que ocurrió genera la mayor confianza a los colombianos y a los inversionistas extranjeros”.

Por su parte, Orlando Cabrales, presidente de la ANH, compartió la opinión del Ministro y se mostró satisfecho con los resultados de la Ronda Colombia 2012, y comentó que “obtener un porcentaje de 43 por ciento frente a las áreas totales ofrecidas está muy por encima de lo que normalmente se ve en este tipo de rondas abiertas, donde los porcentajes que se adjudican son más o menos del 30 por ciento”.

¿Qué se ofreció?

Las áreas ofrecidas en la Ronda Colombia 2012 fueron de tres tipos: Tipo 1, cuencas maduras; Tipo 2, cuencas con mediano conocimiento geológico, y Tipo 3, áreas sin mayor información del subsuelo para lo cual se requieren contratos TEA o de evaluación técnica.

Para los tipo 1 y 2, continentales y costa afuera con prospectividad para yacimientos convencionales, los criterios de adjudicación se definieron por el porcentaje de participación en la producción que se le ofrece a la ANH, y el desempate se resolvió por la inversión adicional que ofreció el proponente sobre el programa exploratorio mínimo.

Por su parte, para las áreas tipo 3 continentales y costa afuera, con prospectividad para yacimientos convencionales y no convencionales, y las tipo 2, continentales con prospectividad para yacimientos no convencionales, los criterios de adjudicación estuvieron determinados por la inver-

sión adicional sobre los programas mínimos y el desempate se estableció por el porcentaje de participación ofrecido por la empresa.

En ese sentido, las compañías presentaron propuestas con un porcentaje de participación para la ANH en la producción de entre el 1 por ciento y el 34 por ciento.

Las cuencas con mayor interés fueron: la de los Llanos Orientales que recibió propuestas para 18 áreas de 24 ofrecidas, y la del Valle Medio del Magdalena, para la cual se registraron propuestas en seis de los nueve bloques ofrecidos. Tres de ellos con prospectividad para yacimientos no convencionales.

Yacimientos no convencionales

De los bloques ofrecidos en la Ronda, 30 tienen prospectividad de yacimientos no convencionales. De estos se recibieron propuestas para cinco áreas (17 por ciento del total de las ofrecidas), las cuales fueron asignadas a Ecopetrol, quien operará tres áreas de manera independiente y dos bajo la figura de unión temporal con ExxonMobil. El valor de la inversión adicional propuesta para este tipo de áreas osciló entre tres millones y 22 millones de dólares.

Frente a las ofertas recibidas para yacimientos de hidrocarburos no convencionales, Carlos Garibaldi, director de Business Development de Tecpetrol, dijo que “a lo mejor es el momento de revisar qué sistema de incentivos más extensos o de requerimientos de acceso se necesitan. El problema principal es que se ve un desbalance entre la información disponible y los costos que se requieren”.

Garibaldi aseguró que las condiciones regulatorias y contractuales que Colombia implementó para la exploración de hidrocarburos no convencionales fueron un paso en la dirección correcta, pero al parecer no fueron suficientes, y sugirió que “a lo mejor hay que ser más creativos, buscar no solo incentivos fiscales, sino contractuales, las áreas y los compromisos. Son varias ideas que se deberían discutir con la industria y presentarles a la ANH para que la próxima ronda funcione aún mejor”.

Offshore

Las áreas offshore fueron más atractivas. Se ofrecieron 12 bloques ubicados costa afuera, de ellos seis fueron asignados a tres compañías y tres uniones temporales. Cuatro de ellos se asignaron por la inversión adicional propuesta y dos por el porcentaje de participación de la producción que se le dará a la ANH.

Ecopetrol fue la empresa con el mayor número de áreas asignadas, 12 en total. En cinco de estos bloques operará de manera independiente y en las demás a través de uniones temporales con Anadarko, ExxonMobil, Repsol y Hocol.

El interés de Ecopetrol fue por 3,1 millones de hectáreas ubicadas en las cuencas de los Llanos, Valle Medio del Magdalena, Caguán-Putumayo, Catatumbo, Cordillera y los bloques costa fuera en el Caribe. La compañía colombiana estima invertir en estas áreas 370 millones de dólares aproximadamente.

Otras empresas que registraron un alto número de bloques asignados fueron: Consorcio Andes Ener-

La ronda fue un éxito para unos y con elementos para mejorar para otros, pero sin duda fue muy positiva.



gía Argentina S.A. - Integra Oil & Gas S.A.S, con siete; Hocol con cinco; Petróleos del Norte S.A con cuatro; ExxonMobil y Anadarko con tres áreas cada una, entre otras.

Para hacer la asignación de los bloques la ANH revisó la capacidad financiera de cada empresa y verificó el cumplimiento de los requisitos exigidos en los términos de referencia.

Este proceso de oferta de áreas permitirá la llegada de nuevas empresas al país, quienes operarán de manera independiente o a través de uniones temporales, algunas de las nuevas empresas son: Consorcio Andes Energía Argentina S.A.- Integra Oil & Gas S.A.S, BC. Exploración y Producción de Hidrocarburos SL, Consorcio Optima - Range, Anadarko Colombia Company, Cleanenergy Resources S.A., LLC, Gulfsands Petroleum PLC, y ONGC Videsh Limited.

Lecciones para analizar

Para el 28 de noviembre último se tenía prevista una segunda ronda,



Panel Infraestructura para el desarrollo de la industria de hidrocarburos durante el Congreso de la ANH en Cartagena.



Campo Chuchupa
Archivo Chevron

Ecopetrol fue la empresa con el mayor número de áreas asignadas, 12 en total. En cinco de estas áreas operará de manera independiente y en las demás a través de uniones temporales con Anadarko, ExxonMobil, Repsol y Hocol.

en la que las compañías habilitadas tendrían una nueva posibilidad sobre las áreas declaradas desiertas. En ese sentido Orlando Cabrales dijo que “esperamos incrementar el número de bloques, que podría estar entre 5 y 10 bloques adicionales”.

Para la industria esta ronda deja lecciones que deben analizarse. Luis Ernesto Ardila, asesor de la ANH, aseguró que la entidad está haciendo una labor extensa para adquirir información de las cuencas y “vamos a tener que romper paradigmas, tomar riesgos un poco más altos, ir a las cuencas menos exploradas, porque las cuencas exploradas ya nos han entregado yacimientos grandes. Sin embargo tenemos que tener en cuenta como en el

Putumayo, por ejemplo, se han hecho descubrimientos importantes después de 60 años de que se descubriera el primer yacimiento de petróleo, de manera que no podemos olvidarnos de las cuencas maduras, pero tenemos que brincar a las cuencas emergentes y de fronteras”.

La ronda fue un éxito para unos y con elementos por mejorar para otros, pero sin duda fue muy positiva. Por ahora la industria se reunirá en espacios como la Asociación Colombiana del Petróleo para analizar las lecciones aprendidas que deja la versión 2012 de la subasta. Allí se identificarán propuestas para plantearle al Gobierno y para que los próximos procesos sean aún más atractivos. **ACP**