

Ajustes normativos
EN COLOMBIA
para los no convencionales

Por Alexandra Hernández



Los análisis de evaluación económica realizados por la ACP con el apoyo de sus afiliadas, demostraron al Gobierno que era necesario un impulso al desarrollo masivo de estos proyectos en el país

En el último año, el Gobierno Nacional y la industria han sostenido un diálogo abierto y continuo para identificar las condiciones económicas y contractuales requeridas para viabilizar el desarrollo de recursos no convencionales en el país. Como resultado de lo anterior, se han venido concretando señales regulatorias, contractuales y económicas vitales para impulsar estos proyectos.

En primer lugar, se debe resaltar la expedición de incentivos económicos, tales como la reducción del 40% en la tarifa de regalías, aprobada por el Congreso de la República, y el incremento del precio que dispara la contraprestación por precios altos de la minuta E&P, el cual pasó de US\$ 31 por barril a US\$ 81 por barril para este tipo de hidrocarburos.

Tal y como sucedió en los países que han tenido un desarrollo masivo de recursos no convencionales, estas señales económicas expedidas por el Estado colombiano son un incentivo a la inversión en este tipo de proyectos, que se caracterizan por su menor rentabilidad y porque requieren mayor tiempo para obtener un repago de dicha inversión. Es que hay que tener en cuenta la baja permeabilidad de estos yacimientos, que hacen necesarias inversiones adicionales en fracturamiento hidráulico para ayudar a los hidrocarburos a fluir hacia los pozos productores, además de la incertidumbre en el recobro por pozo para producir las reservas existentes, mayor complejidad en el manejo del yacimiento, mayores inversiones de capital y tecnologías de última generación.

A lo anterior se debe sumar la poca oferta local de servicios especializados, más la incertidumbre de probar la existencia de un recurso que aún no se ha desarrollado en el país, con lo cual deben esperarse sobrecostos importantes

al inicio de estos proyectos, que dificultan la viabilidad económica de los mismos.

Los análisis de evaluación económica realizados por la ACP con el apoyo de sus afiliadas, demostraron al Gobierno que bajo las anteriores consideraciones era necesario un impulso al desarrollo masivo de estos proyectos en el país, a través de la expedición de incentivos económicos. Similar conclusión obtuvieron los estudios económicos que posteriormente contrató la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El ajuste mencionado en la contraprestación por precios altos, según los resultados de la modelación económica del gremio, es determinante para la viabilidad económica en las actividades de exploración y producción en yacimientos no convencionales. Por el

momento no se encontró necesidad de ajustar el derecho de precios altos para el gas no convencional, pues el precio que dispara dicha contraprestación (Po) parece ser suficientemente alto para los precios de venta esperados en este hidrocarburo y, además, porque su venta en el mercado local está exenta de este gravamen.

De igual forma, se espera que la entrada en vigencia de los Tratados de Libre Comercio con Canadá y Estados Unidos, y la ratificación del TLC negociado con la Comunidad Económica Europea, para los próximos años reduzcan de manera importante los aranceles de bienes y servicios para estos proyectos, sobre todo porque se requerirán importaciones de buena parte de ellos mientras se desarrolla una industria local robusta que atienda esas necesidades.

Queda pendiente una evaluación más detallada por parte del Gobierno, de incentivos como la exención del IVA a la venta de hidrocarburos en el mercado local, las reducciones temporales en renta (10 años) y/o exención temporal de regalías (15 años). Estas medidas serían muy importantes para viabilizar los proyectos de gas no convencional.

La principal incertidumbre para el desarrollo de los yacimientos no convencionales es encontrar la receta técnico-económica que permitirá recuperar rentablemente los recursos allí existentes



Roca de esquisto. Fuente de gas natural gracias a las técnicas de fracturamiento y perforación horizontal

En la Ronda Colombia 2012 se espera adjudicar 109 bloques, cerca del 30 por ciento de estos con potencial de recursos no convencionales. De resultar exitosa, propiciará una apuesta de los inversionistas bastante fuerte en este tipo de proyectos.

Se requirió ajustar la minuta E&P

La principal incertidumbre para el desarrollo de los yacimientos no convencionales es encontrar la receta técnico-económica que permitirá recuperar rentablemente los recursos allí existentes. Resultado que solo se adquiere a través de un proceso de ensayo y error, pues aunque la tecnología en el mundo ha avanzado a pasos agigantados y, por analogía, se pueden recoger lecciones aprendidas en yacimientos desarrollados en otros países, la única forma de encontrar la receta que funcionará para cada yacimiento es probando alternativas.

¿Por qué es importante este tema en concreto? Porque este proceso de ensayo y error toma más tiempo que el programa de evaluación de un yacimiento convencional, y es el momento donde se debe retener la mayor cantidad de área para acometer las actividades de estimulación que se llevarán a cabo en secciones horizontales, re-entries y demás actividades enfocadas a definir si el yacimiento responde con tasas de producción que justifiquen entrar a una fase de explotación.

Por lo anterior, para el caso de las áreas con potencial de recursos no convencionales, era necesario ajustar los plazos contractuales del periodo exploratorio, el programa de evaluación en áreas con potencial de recursos no convencionales, hitos contractuales que afectan es-

tos plazos, como la presentación del aviso de descubrimiento y el momento en el cual se deben devolver las áreas.

La industria, desde el año pasado y de manera proactiva, presentó al Gobierno Nacional recomendaciones frente a estos puntos, las cuales, en la minuta E&P de la Ronda Colombia 2012, quedaron así:

- Se incrementó el plazo del periodo exploratorio de yacimientos no convencionales de 6 a 9 años y se duplicó el del programa de evaluación de 2 a 4 años.
- La presentación del aviso de descubrimiento se realizará después de perforar, estimular, realizar análisis geológicos y completar el pozo exploratorio, en vez de hacerlo a los 4 meses de haber terminado la perforación, como se aplica a los yacimientos convencionales. Esto permitirá tener la información que se requiere para presentarle a la ANH esta declaración.
- La devolución de áreas se llevará a cabo al final del periodo exploratorio, y se permitirá retener el 50% del área asignada (excluidas las áreas en evaluación y producción), si se presenta un programa exploratorio.

Adicionalmente, debido a la explotación regional de estos recursos, que por lo general son más abundantes que los convencionales, y la necesidad de hacer inversiones continuas durante la

vida del proyecto para mantener la producción, era importante ampliar el plazo del periodo de producción para permitir la recuperación rentable de las reservas que se encuentren. Así las cosas, el periodo de producción pasó de 24 a 30 años para los yacimientos no convencionales.

Por último, se otorgó el derecho a explorar y explotar hidrocarburos convencionales y no convencionales bajo el mismo contrato, y esto ayudará a evitar inconvenientes que puedan surgir ante la coexistencia de explotaciones de yacimientos convencionales y no convencionales realizadas por diferentes operadores, e impulsará la viabilidad económica de las explotaciones de yacimientos no convencionales. Los ajustes fueron:

- Los contratistas habilitados para no convencionales tendrán el derecho a explorar y explotar recursos de yacimientos convencionales.
- Se permitirá al contratista habilitarse para extender actividades a otros tipos de yacimientos, o buscar socio habilitado, antes de asignar el área a un tercero. Tema de particular interés cuando el contratista solo está habilitado para actividades en yacimientos convencionales y durante la ejecución del contrato encuentra potencial para realizar actividades en yacimientos no convencionales.

Se han dado importantes señales regulatorias para la exploración, explotación de yacimientos no convencionales y su comercialización

El Ministerio de Minas y Energía expidió un reglamento técnico específico para la exploración y producción de yacimientos no convencionales, que introduce definiciones y conceptos ajustados a este tipo de proyectos. Queda pendiente la discusión con el Gobierno Nacional para avanzar hacia unas reglas del juego para la quema del gas durante las pruebas de los pozos, y procedimientos de aprobación, seguimiento y reporte más acordes con la realidad operativa de estos proyectos.

De otro lado, los campos de gas no convencional pueden escoger el mecanismo de comercialización que deseen. Libertad que no tienen los campos de gas convencional que vendan volúmenes superiores a 30 millones de pies cúbicos al día, los cuales deben hacerlo a través de subastas cuyas normas serán expedidas por la CREG este año. Esto le genera ventajas competitivas a los campos de gas no convencional, por ejemplo, frente a nuevos proyectos de demanda que requieren condiciones especiales de negociación para que resulten viables y que no siempre consiguen a través de una subasta.

Lo anterior es importante para la comercialización dentro del país, que genera moderadas oportunidades de

negocio por ser un mercado con tendencia creciente y deficitaria en oferta a mediano plazo (2016-2018).

Como complemento de lo anterior, y siendo conscientes de que el mercado local de gas está creciendo pero aun así seguirá siendo pequeño, el Gobierno ha venido impulsando las exportaciones de gas como un incentivo para brindar oportunidades de comercialización al gas producido localmente, impulsando la exploración y producción de estos hidrocarburos. Esta señal fue plasmada en el Decreto de política de abastecimiento de gas natural expedido en el 2011.

Reducir costos y retos de entorno: puntos importantes

Debido a que estos proyectos requieren una gran inversión de capital, es necesario analizar en detalle la viabilidad/pertinencia de impulsar una estrategia Gobierno-industria para el desarrollo de oferta de bienes locales para este tipo de proyectos.

¿Por qué es importante este tema? Porque si no se logran las reducciones de costos esperadas en el tiempo (curva de aprendizaje), será muy difícil que estos proyectos resulten viables.

Asimismo, además de los retos de entorno que actualmente enfrenta el crecimiento de la actividad de exploración y producción en yacimientos convencionales, el desarrollo masivo de la actividad en yacimientos no convencionales amerita una revisión y mejora de la capacidad de gestión y coordinación de las autoridades competentes para responder a las necesidades de estos proyectos.

Esto requerirá, entre otros, la conciliación de intereses de protección al medioambiente y minorías étnicas versus el desarrollo de estos proyectos (intensivos en agua, servidumbres, etc.). Un trabajo conjunto Gobierno-industria-sociedad civil para propiciar un mayor conocimiento de los beneficios e impacto para las regiones y, por supuesto, la identificación de oportunidades de mejora en el trámite de licenciamientos ambientales, consultas previas y procedimientos de aprobación y reportes técnicos al Minminas y a la ANH.

De cara a la Ronda Colombia 2012, en la que se espera adjudicar 109 bloques, cerca del 30 por ciento de estos con potencial de recursos no convencionales, de resultar exitosa propiciará una apuesta de los inversionistas bastante fuerte en este

tipo de proyectos. Y es que vale la pena hacer un esfuerzo mancomunado para hacer de este sueño una realidad, pues de llegarse a probar el potencial de recursos no convencionales que mencionan estudios contratados por el Gobierno Nacional, estimado entre 4 y 30 veces el volumen de reservas remanentes, se estaría labrando un futuro muy promisorio para el desarrollo económico y social del país. **ACP**



¿POR QUÉ AHORA?

- La demanda energética del país está creciendo.
- No se han encontrado nuevas reservas significativas de hidrocarburos convencionales para recuperar el creciente ritmo de producción. Hay que buscar alternativas de abastecimiento.
- Sin nuevas reservas de hidrocarburos convencionales, el aporte socioeconómico del petróleo se verá afectado seriamente.
- El desarrollo de los hidrocarburos no convencionales toma un tiempo largo y representa un desafío técnico y económico para las compañías.
- Hay que aprovechar el momento actual del país y el interés de la industria petrolera.

Se incrementó el plazo del periodo exploratorio de yacimientos no convencionales de 6 a 9 años y se duplicó el del programa de evaluación de 2 a 4 años.

RETOS DE LA INDUSTRIA DE CARA A LOS no convencionales:

Problemas de áreas (geografía quebrada, minifundios, coexistencia minería).

Información geológica.

Conocimiento de las autoridades y las comunidades.

Capacidad de respuesta del Estado frente a trámites.

Restricciones de mercado.

Oferta de servicios.