



Colombia le apuesta a los hidrocarburos *no convencionales*



Apenas iniciando esta nueva era para el sector petrolero, ya es claro que en su desarrollo existirán grandes retos de regulación, ambientales, sociales y operativos. Además, se prevén alianzas entre las empresas para postularse a los bloques que adjudicará el Gobierno a final de año.

Desde el 21 de febrero, cuando la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) hizo el lanzamiento oficial de la Ronda Colombia 2012, mecanismo previsto para ofrecer áreas para la exploración y explotación de petróleo y gas, en el país se comenzó a oír con mayor frecuencia el término hidrocarburos no convencionales.

Ese día, ante representantes de varias empresas del sector, se presentó un estudio, contratado por esa entidad con la Universidad Nacional, según el cual el país tiene un potencial petrolero de 66 mil millones de barriles en un escenario conservador, de los cuales 41 mil millones de barriles corresponderían a shale gas, combustible atrapado en unas rocas más duras y profundas.

Pero, ¿qué son los recursos no convencionales?, ¿cuál es el potencial de Colombia?, ¿en cuántos años saldrán las principales producciones?, ¿cuáles son los países más avanzados? y ¿cuál será su impacto en las exportaciones y en las reservas del país?

Enrique Velásquez, vicepresidente de Exploración de Ecopetrol y profesor universitario, dice que la gente habla de los hidrocarburos no

convencionales como si se tratara de otro tipo de petróleo o de gas.

En realidad -explica-, lo único diferente es la roca que contiene al hidrocarburo, porque este sigue siendo el mismo. En otras palabras, es el mismo crudo, gas o condensado, en un “envase” más duro.

Estos recipientes se conocen como las lutitas, unas rocas más duras, sobre las cuales se creía que no servían como depósitos de recursos, es decir, que no tenían porosidad y permeabilidad.

Velásquez compara los recursos tradicionales o convencionales con el agua que está en una esponja, y que solo hay que presionar para que salga, mientras los no convencionales se asemejan a si esta agua estuviera contenida en un ladrillo, que es necesario romper por varios puntos para hacer que el líquido o el gas salga por sus poros.

En Colombia estos hidrocarburos se encuentran principalmente en la formación La Luna, una roca que ha alimentado no solo a Colombia, sino a Venezuela, a Ecuador, a Perú y hasta Bolivia. “Es la causante de toda la acumulación de hidrocarburos en toda la parte norte de Suramérica”, señala.

Es muy temprano para pronosticar cuál será el impacto en producción, en reservas, en exportaciones y en la matriz energética del país por cuenta de estos recursos.

En el país, en las cuencas sedimentarias, hay oportunidades en no convencionales, principalmente en el Valle Medio del Magdalena, el Valle Superior del Magdalena, el Catatumbo y en la Cordillera Oriental. Enrique Velásquez, vicepresidente de Exploración de Ecopetrol

Estados Unidos, líder en su desarrollo

Mientras Colombia apenas está de primíparo en los recursos no convencionales, otros países ya van más adelantados. El más evolucionado en este aspecto es Estados Unidos, que lleva alrededor de 10 años desarrollando yacimientos, conocidos como “plays”.

El vicepresidente de exploración para América Latina de ExxonMobil, Richard Chuchla, en el pasado congreso de empresas del sector de América Latina, señaló que en Estados Unidos ya hay más de 50 zonas de yacimientos no convencionales, que tuvieron un desarrollo rápido. Para que esto se diera fue necesaria una ola de fusiones y adquisiciones de empresas, casi todas en Norteamérica y la mayoría en Estados Unidos, que sumó aproximadamente 200.000 millones de dólares.

En el país del Tío Sam, este desarrollo ha sido clave para revertir la tendencia de declinación en la producción de crudo, al punto que EE. UU. dejó de importar gas y está bajando las importaciones de crudo.

Para asimilar la magnitud de su grado de avance, basta con saber que actualmente está produciendo 1,5 millones de barriles diarios de petróleo no convencional, mucho más que los 934.000 barriles por día que extrajo Colombia, en promedio, durante junio.

La Administración de Información de Energía (EIA) estima que el aumento en la producción de gas natural, entre los años 2009 y 2035, llegará por la vía del shale gas, hasta representar el 46 por ciento de todo el mundo.

Pero lo complejo de su extracción y la rapidez del desarrollo tecnológico dificultan medir los recursos recuperables y las productividades de los pozos.

A diferencia de los campos tradicionales, las zonas de no convencionales requieren una perforación de pozos mucho más intensiva. Estos se entrelazan en una especie de malla subterránea que los conecta, para poder sacar los recursos a la superficie. Orlando Cabrales Segovia, presidente de la ANH, explica que por cada pozo que se perfora en un campo tradicional, en uno de hidrocarburos no convencionales se taladran ocho.



Luego de los ajustes fiscales y contractuales y del ofrecimiento de 31 bloques no convencionales en la Ronda Colombia 2012, hay que dejar operar el sistema, asegura el Viceministro de Energía.

Los impactos económicos son evidentes: hoy en día el estado de Dakota del Norte, donde se ubica el yacimiento Bakken, tiene la tasa de desempleo más baja de Estados Unidos y es el segundo en producción.

Atrayendo la inversión

La información sobre las experiencias mundiales en el desarrollo de los no convencionales fue más bien limitada, cuando el Ministerio de Minas y Energía y la ANH comenzaron a construir la plataforma para su desarrollo en Colombia.

Sin embargo, era claro que además de un marco regulatorio diferente y especializado, se necesitaban estímulos económicos para atraer a empresas que buscaran este tipo de recursos en el país. Fue por ello que en la reforma al Sistema General de Regalías, aprobada en el 2011, se introdujo un artículo para hacer un descuento del 40 por ciento en el pago de regalías a las empresas que exploren y exploten estos hidrocarburos en el territorio nacional.



Además de ello, se expidió un nuevo contrato para la explotación de estos recursos y se elaboró un reglamento técnico para este tipo de yacimientos, que determina los plazos para los períodos de exploración y producción, entre otros factores.

El viceministro de Energía, Tomás González, asegura que luego de estos ajustes y del ofrecimiento de 31 bloques no convencionales en la Ronda Colombia 2012, hay que dejar operar el sistema.

“Este paquete del marco de política y de regulación se debe materializar en la ronda. Tenemos que dejar que madure un poco antes de hacer más cambios, para que miremos si todo lo que hicimos está funcionando o si hay que ajustarlo”, explica el funcionario.

De acuerdo con el estudio de la Universidad Nacional, las zonas con mejores perspectivas para el shale gas son los Llanos Orientales, la Cordillera Oriental y la cuenca Caguán-Putumayo.

Entretanto, las zonas con mejores prospectos para petróleo no convencional son, además de la Cordillera

Oriental, la cuenca del valle superior del Magdalena y el departamento del Chocó.

En total, según la ANH, de los 31 bloques con potencial para no convencionales que salieron a subasta, hay 21 considerados como prospectivos y 10 catalogados como menos prospectivos. Hay algo de información geológica sobre 13 de estas áreas, mientras en 18 será necesario que las compañías participantes realicen evaluaciones técnicas, porque son áreas sobre las cuales no existe información.

Retos enormes

Los expertos del sector consultados advierten que todavía es muy temprano para pronosticar cuál será el impacto en producción, en reservas, en exportaciones, en la bolsa (nuevos jugadores) y en la matriz energética del país por cuenta de estos recursos.

Por ahora lo que sí es seguro es que el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales tardará por lo

menos lo que resta de esta década, y que antes de sus efectos hay grandes retos en diferentes aspectos, que será necesario sortear para llevar a buen puerto estas iniciativas.

Prueba de ello es que Ecopetrol espera producir 50.000 barriles equivalentes (crudo y gas) diarios de recursos no convencionales en el 2020, año en el que su producción está proyectada en 1,3 millones de barriles diarios, es decir, únicamente el 4 por ciento del total.

Para Orlando Cabrales, presidente de la ANH, los retos que tendrá que enfrentar el país serán ambientales, sociales y los relacionados con la capacidad de las empresas de servicios para dar la talla a la hora de atender la demanda por parte de las petroleras.

En materia ambiental, el país tendrá que dar el debate sobre los impactos de la fractura que se hace con agua a alta presión en las rocas, en las fuentes hídricas. El funcionario explica que las perforaciones son tan profundas, que es poco probable que lleguen a afectar estas fuentes.

Sobre la probabilidad de que al romper las rocas se puedan presentar temblores en las zonas de influencia, Cabrales cita un estudio realizado en el Reino Unido, que demostró que la posibilidad es mínima.

En materia de licenciamiento ambiental, el Ministerio de Minas y Energía, la ANH y la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) actualmente trabajan en un régimen de aprobación de licencias nuevo y especializado en no convencionales, porque la aprobación rápida de pozos es clave para el desarrollo exitoso de las exploraciones.

“Estos proyectos tienen una economía diferente. Son mucho más intensivos en capital y es más difícil que vuelen”.
Tomás González,
viceministro de Energía

Más desarrollo social

El desarrollo progresivo de los recursos no convencionales implicará para las empresas grandes compromisos de tipo social, para lograr la aceptación de las comunidades que habitan las zonas donde se produzcan estos recursos.

Para el viceministro de Energía, Tomás González, es claro que al ser proyectos diferentes de los que el país conoce, habrá un reto muy grande para el manejo de las comunidades.



Proyecto productivo desarrollado en Arauca

Precisamente por lo anterior fue que para participar en la Ronda se establecieron requisitos exigentes en materia de patrimonio (200 millones de dólares de promedio en los últimos tres años, por proponente) y exigencias de inversiones obligatorias en programas dirigidos a las comunidades.

Teniendo en cuenta el volumen de inversión actual de las empresas del sector, anualmente estas tendrían que aportar más de 120.000 millones de pesos, para beneficiar a las comunidades en sus zonas de influencia.

No obstante, de manera obligatoria y contractual, las compañías invierten mucho más que esta cifra en inversión social voluntaria y obligatoria. En 2010 la industria aportó 233.000 millones en programas sociales. Además, el total de las inversiones realizadas con aportes de otros sectores, más el petrolero, ascendieron a más de 577.000 millones de pesos, en beneficio de las comunidades de las zonas de operación.





El agua, asunto de gran sensibilidad

Actualmente la industria petrolera ha visto limitada su capacidad de producción, por la falta de aprobación de las licencias ambientales para los pozos inyectoros, en los cuales se devuelve al subsuelo el agua que sobra durante la extracción del crudo.

Este hecho es, para muchos, el punto de partida para proyectar las situaciones que en unos años enfrentará la industria, cuando intente obtener los hidrocarburos no convencionales, que requieren cantidades significativas de este recurso.

Enrique Velásquez, vicepresidente de Exploración de Ecopetrol, advierte que este será uno de los mayores retos que se deberán sortear, porque si se va a pedir permiso para captar agua de un río, probablemente no habrá problema en la medida que no se use demasiada y que haya un reciclaje de la misma.

Pero las dificultades comenzarán cuando se solicite autorización a las entidades para utilizar agua de una quebrada de algún corregimiento, la cual abastece al acueducto.

Una alternativa para estas situaciones puede ser la perforación de pozos para tomar agua del subsuelo, lo cual encarece la operación, pero es algo viable.

Actualmente el campo Caño Limón produce un 99 por ciento de agua, que es dulce y se puede disponer en las fuentes hídricas, cumpliendo unos parámetros fijados por las autoridades ambientales.

Pero con los hidrocarburos no convencionales esto puede no darse, ya que no se sabe cómo venga el agua proveniente de las rocas, debido a que muchas de estas se formaron en el mar, es decir, que probablemente albergarán aguas saladas.

Según la ANH, en las perforaciones de hidrocarburos no convencionales se recicla entre un 70 y un 80 por ciento del agua, de acuerdo con las estadísticas internacionales.

Industria verá grandes movidas

Otro de los efectos que se dan por descontados, a causa del desarrollo de los recursos no convencionales en el país, tiene que ver con el reacomodo en el sector y los movimientos empresariales que habrá a lo largo de toda la cadena de petroleras, proveedores y demás firmas de servicios.

El hecho de que compañías como ExxonMobil, ConocoPhillips o Shell hayan comprado los paquetes de información técnica en la ANH, es una clara muestra de su interés por competir para la adjudicación de las zonas con mayor potencial de desarrollo.

El presidente de la ANH, Orlando Cabrales, estima que muchas de estas firmas, expertas en este tipo de recursos, se van a presentar, asociadas con operadores colombianos, en la competencia que en el segundo semestre entra en la fase definitiva.

Al respecto, Enrique Velásquez, vicepresidente de Exploración

de Ecopetrol, cree que si bien las empresas extranjeras pueden llegar un poco tarde, tienen a su favor la experiencia en el desarrollo de estas fábricas de pozos, lo que aprovecharán las firmas locales para tomar un atajo en su curva de aprendizaje.

Esta petrolera ya está caracterizando un campo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, a través de la perforación de un pozo estratigráfico o de conocimiento geológico (sin producción), cuyas muestras ya se enviaron al laboratorio para saber si es rico en materia orgánica y si se va a producir gas, condensado o petróleo.

Entretanto, por el lado de las compañías de servicios petroleros el reto será mayúsculo, si se tiene en cuenta que Colombia está literalmente virgen en el desarrollo de empresas con la capacidad de suplir las necesidades de las petroleras en este frente.

Para la muestra solo basta con saber que para fracturar las rocas se necesitan unos camiones de gran

En 2010 la industria aportó 233.000 millones en programas sociales. Además, el total de las inversiones realizadas con aportes de otros sectores, más el petrolero, ascendieron a más de 577.000 millones de pesos, en beneficio de las comunidades de las zonas de operación.

potencia, que no se encuentran en Colombia, y cuya vía de importación para cuando se necesiten aún no ha sido analizada. Para ello será clave revisar si esto podría darse a través del TLC con Estados Unidos o si es mejor hacerlo utilizando algún otro mecanismo.

El viceministro de Energía, Tomás González, señala que los desarrollos de estos campos dependerán de factores como el precio a largo plazo del gas, que se espera en niveles bajos por la producción de Estados Unidos, lo que le pondrá presión al desarrollo de los proyectos en el país.

Por ahora nadie se atreve a apostar porque el desarrollo de los no convencionales ocurra en cuatro o cinco años, pues todo estará sujeto a una combinación de factores, como las políticas estatales, la capacidad económica de las empresas y el entorno internacional en materia de precios de las materias primas. **ACP**