Edición N° 02. Septiembre-noviembre de 2012

ACP hidrocarburos

Una publicación de la Asociación Colombiana del Petróleo



Lo que queda y lo que falta

La gestión de Mauricio Cárdenas al frente del Ministerio de Minas y Energía p.18

"No defendemos ni promovemos la industria petrolera, la regulamos"

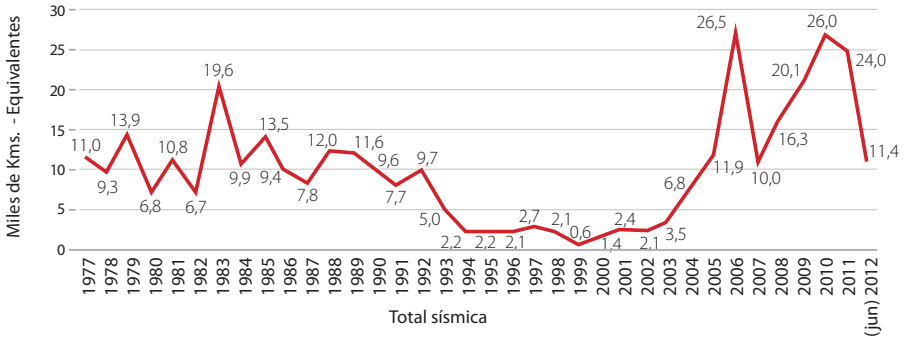
Paul Jeakins, British Columbia p.28

Hacia un nuevo paradigma mundial

Experiencia internacional p.32

Colombia le apuesta a los hidrocarburos no convencionales p.6

1 Sísmica y perforación de pozos

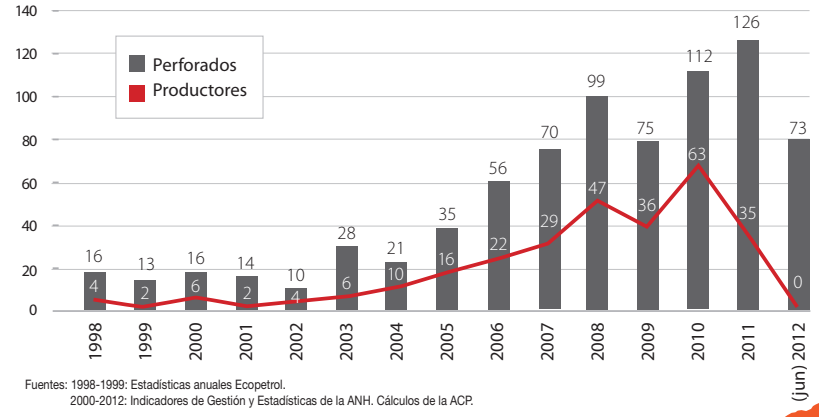


Fuente: 1974-1999: Estadísticas anuales Ecopetrol. 2000-2012: Indicadores de Gestión y Estadísticas de la ANH. Cálculos de la ACP.

Exploración sísmica

A junio de 2012 se han adquirido 11.400 kilómetros equivalentes de sísmica, lo que corresponde al 62 por ciento de la cifra total programada (18.220 kilómetros).

2 Pozos exploratorios

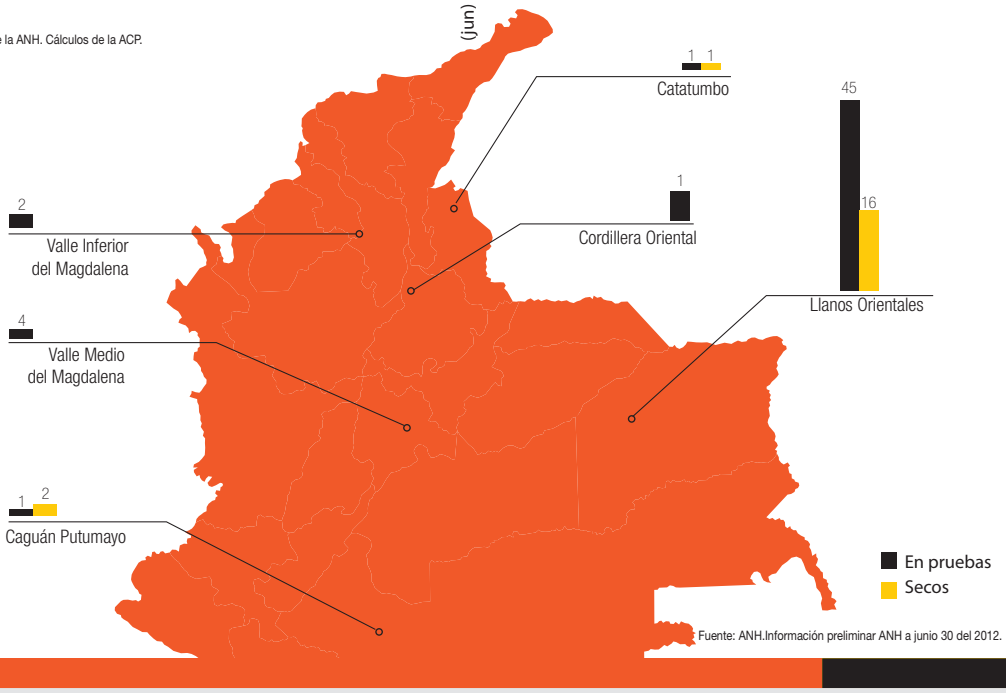


Fuentes: 1998-1999: Estadísticas anuales Ecopetrol.
2000-2012: Indicadores de Gestión y Estadísticas de la ANH. Cálculos de la ACP.

Perforación de pozos exploratorios

El programa exploratorio de 2012 indica que para finales de este año, se espera perforar 194 pozos exploratorios. A junio de 2012 se han perforado 73 pozos, de los cuales 54 están en pruebas y 19 fueron declarados secos.

Resultado de pozos exploratorios por cuencas



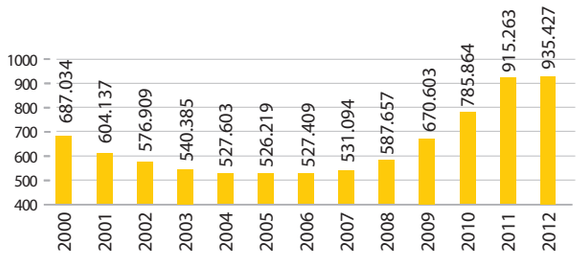
Fuente: ANH.Información preliminar ANH a junio 30 del 2012.

3 Producción de crudo y de gas

Entre enero y junio de 2012, la producción alcanzó 935.427 barriles promedio día (BPDC), que corresponde al 93 por ciento de la meta del millón de barriles diarios.

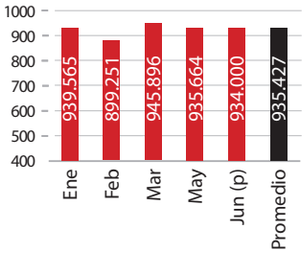
La producción de gas, durante el primer semestre de 2012, registró un promedio de 1.119 millones de pies cúbicos por día calendario (MPCD) entregados a gasoductos.

Producción histórica anual promedio de crudo - BPDC

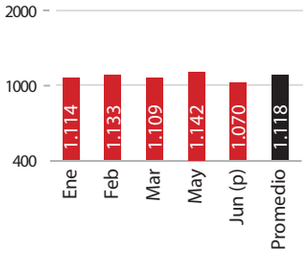


Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol. Cálculos ACP.

Producción crudo (BPDC)



Producción gas (MPCD)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol. Cálculos ACP.

El promedio corresponde a cálculos ACP del promedio ponderado mensual de enero a junio 2012.

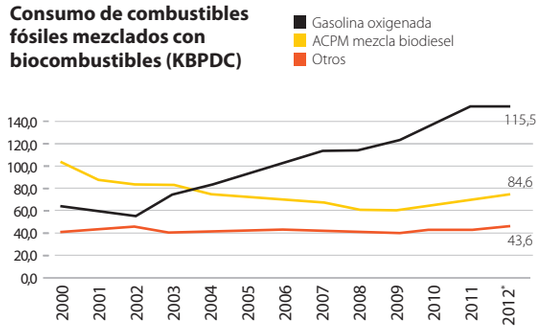
Producción de crudo (BPDC): información preliminar mensual de enero a junio 2012, sujeta a modificaciones por parte de la fuente.

Producción de gas (MPCD): Enero a junio 2012, producción fiscalizada comercializada de gas, entrega a gasoductos. Junio: no se cuenta con información completa de la entrega a gasoductos dentro del balance de gas, por lo cual se toma información preliminar de producción comercializada de gas.

4 Ventas de combustibles

De enero a junio de 2012, el volumen de ventas de gasolina oxigenada fue de 84.600 barriles promedio día, el de ACPM mezcla biodiesel fue de 115.500 barriles promedio día y el volumen de los otros combustibles fue de 43.600 barriles promedio día.

Consumo de combustibles fósiles mezclados con biocombustibles (KBPDC)

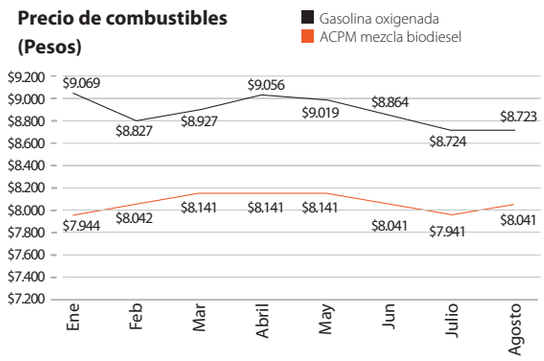


Fuente: Ecopetrol, Asocaña y Fedebiocombustibles. Cálculos ACP.
* Cifra preliminar.

5 Precio combustibles

Entre enero y agosto de 2012, el precio de la gasolina oxigenada en Bogotá osciló entre 8.723 y 9.068,66 pesos. Este registró una caída en los últimos meses, debido a la disminución de los precios internacionales del petróleo y sus derivados. El precio del ACPM mezclado en Bogotá osciló entre los 7.941,32 y los 8.141,32 pesos.

Precio de combustibles (Pesos)



Fuente: Estadísticas Ecopetrol. Cálculos ACP.

Revista ACP Hidrocarburos
Edición N° 02. Septiembre-noviembre de 2012

Presidente Ejecutivo
Alejandro Martínez Villegas

Consejo Directivo
María Victoria Riaño-EQUION ENERGÍA LIMITED
Alfredo Gruber-VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA
Camilo Durán-EXXONMOBIL DE COLOMBIA
Nicolás Foucart-REPSOL EXPLORACIÓN COLOMBIA
Steve Conner-CHEVRON PETROLEUM COMPANY
Germán Espinosa-CEPCOLSA
Eduardo Rodríguez-SHELL COLOMBIA
Lee Di Stefano-PAREX RESOURCES COLOMBIA
Alejandro Fernández-TECPETROL S.A.
Oscar Trujillo-OLEODUCTO CENTRAL S.A.
José Francisco Chalela-SECRETARIO

Dirección y Edición
Patricia Pinzón Ardila

Comité Editorial
María Victoria Riaño
Marcela Vaca
Ismael Arenas
Juan Carlos Ucrós
José Vicente Zapata
Jaime Frysz
Luis Fernando De Angulo
Luis Augusto Yepes
María Mercedes Palacio
Ana Eloísa Zúñiga
Margarita García
Miguel Ángel Herrera
Miguel Ángel Santiago

Asesor Editorial
Mauricio Zuluága

Redacción
Asociación Colombiana del Petróleo:
Alexandra Hernández, Carlos Rodríguez, Henry Martínez e Isabel Cañaveral.
Burson-Marsteller

Fotografía
Milton Cañón
Jackie Frysz
Fernando Valderrama
Archivo Ecopetrol
Archivo Equion
Archivo Talisman
Thinkstock

Corrección de estilo, diseño e impresión
Gatos Gemelos Comunicación

Los artículos, opiniones y declaraciones que contiene esta revista son responsabilidad de sus autores o de quien las emite. No representan necesariamente la posición oficial de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) o de sus directivos.

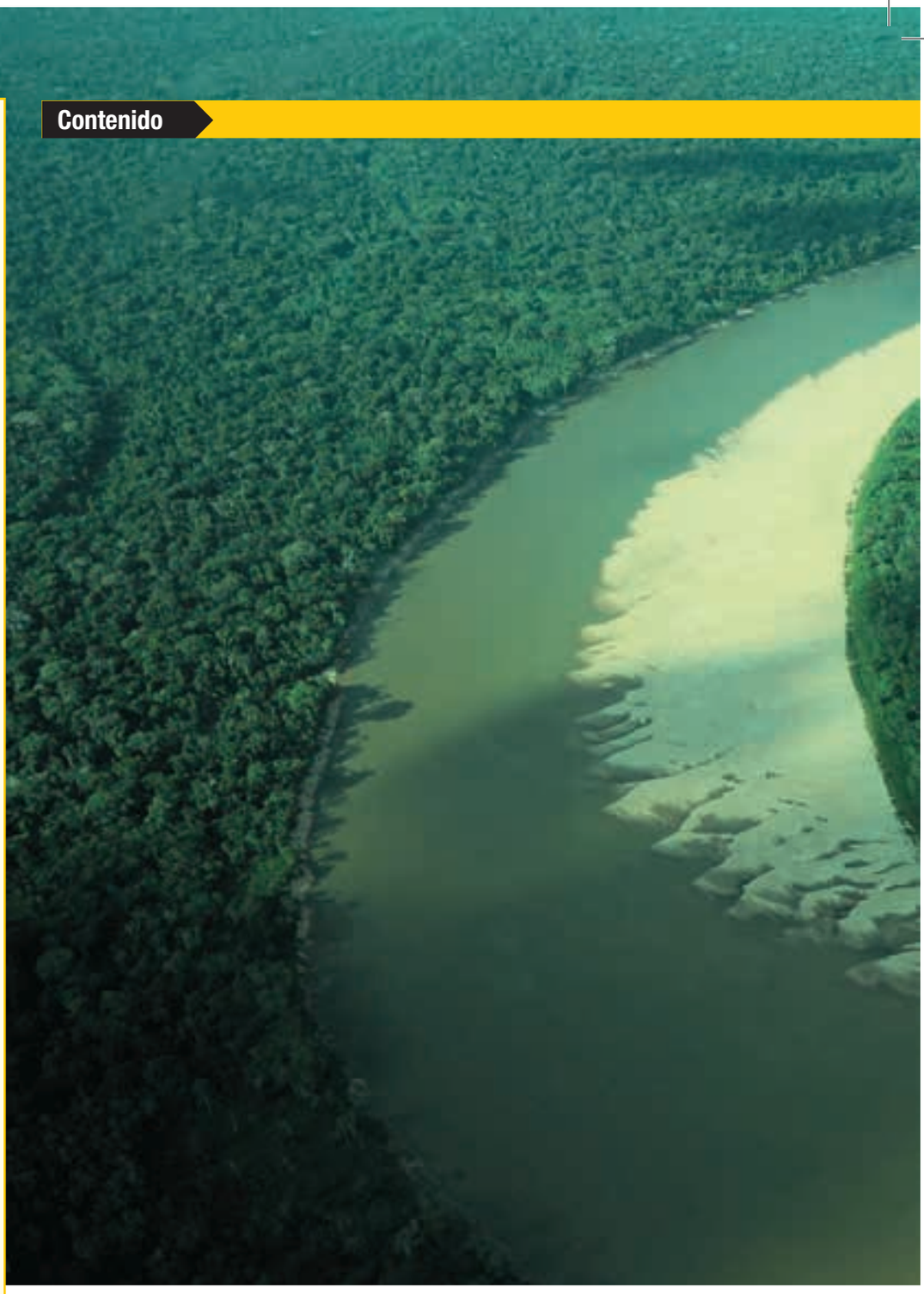
Para cualquier reproducción total o parcial de los artículos aquí contenidos debe darse el correspondiente crédito a la revista ACP HIDROCARBUROS de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).

ACP HIDROCARUROS es una publicación de la Asociación Colombiana del Petróleo
Carrera 7 No. 73-47 piso 12.
Teléfono 212 5758, Fax: 317 8626
www.acp.com.co

email: ppinzon@acp.com.co
icanaveral@acp.com.co

ISSN 2256-3644
Distribución Gratuita

Contenido



4 **EDITORIAL**
Los hidrocarburos no convencionales

6 **IMPACTO ECONÓMICO**
Colombia le apuesta a los hidrocarburos no convencionales

12 **OPERACIONES**
CENIT
¿Qué es y qué espera el sector de hidrocarburos frente al transporte de crudo?

16 **OPINIÓN**
El reto del crecimiento en el sector petrolero

18 **ENTREVISTA**
Lo que queda y lo que falta. La gestión de Mauricio Cárdenas al frente del Ministerio de Minas y Energía

24 **POLÍTICA REGULATORIA**
Ajustes normativos en Colombia para los no convencionales



Resguardo Unuma, río Vichada. Cortesia: Talisman Colombia Oil & Gas

28 **EXPERIENCIA INTERNACIONAL**
Paul Jeakins
Comisario y CEO de la Comisión de Petróleo y Gas de la provincia de British Columbia, Canadá

32 Hacia un nuevo paradigma mundial

40 **COMPROMISO VERDE**
Juéguele limpio a su motor: compre aceite lubricante 100% original

44 **OPINIÓN**
Los biocombustibles como parte de la solución

46 **REGIONES**
En Vichada se desarrolló un modelo de confianza

52 En la búsqueda del equilibrio: Gobernabilidad y responsabilidad social

56 **EN BLANCO Y NEGRO**
Paso a paso ¿Cuánto tiempo requiere producir el primer barril de petróleo?

58 **RESPONSABILIDAD SOCIAL**
Capachos
Evidencia de una buena gestión

65 **HECHOS**

Los *hidrocarburos* no convencionales



Alejandro Martínez Villegas
Presidente Ejecutivo de la ACP

La segunda edición de la revista ACP Hidrocarburos está dedicada a analizar aspectos importantes relacionados con el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en Colombia.

Según el estudio contratado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) con la Universidad Nacional, Colombia tiene en los hidrocarburos no convencionales una excelente oportunidad, con un potencial entre 13 y 92 mil millones de barriles equivalentes de petróleo (P50-P90), de los cuales alrededor del 50 porciento corresponderían a gas natural.

Dada la importancia que representan estos recursos, la segunda edición de la revista ACP Hidrocarburos está dedicada a analizar aspectos importantes relacionados con el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en Colombia.

Los recursos no convencionales tienden a tener menor riesgo exploratorio del normalmente asociado con los convencionales, dado que en estos últimos la ubicación del recurso y su tamaño potencial se desconocen. Sin embargo, esta disminución de riesgo exploratorio va acompañada de mayores riesgos técnicos y ambientales asociados con su desarrollo, los cuales conllevan desafíos tecnológicos, logísticos y ambientales más complejos, mayores exigencias económicas y tiempo para desarrollar las reservas, además de ser una actividad desconocida en la geología de Colombia. De hecho, el impulso al desarrollo de los yacimientos con hidrocarburos no convencionales es reciente en el mundo entero. En Estados Unidos el "shale gas", no obstante conocerse hace mucho tiempo y haber iniciado su producción en la década de los 70, apenas lleva 10 años de trabajo activo. Igual ha sucedido con las arenas bituminosas en Canadá y los crudos extrapesados en Venezuela.

Cómo afrontar dichos desafíos es todavía un enigma que se debe resolver en el país; demandará tiempo e inmensas inversiones de capital. Cada formación de "shales" tiene características geológicas diferentes y requiere su propia 'receta' para extraer los recursos. Por eso, la experiencia canadiense es distinta de la estadounidense, y la colombiana con seguridad será particular también. Las empresas en el país aprenderán sobre la marcha, pero deberán hacerlo muy rápidamente para reducir los costos de la actividad. De la velocidad con que lo logren dependerá la continuidad de las operaciones.

Descontada la necesidad de un precio atractivo y estable del petróleo crudo, la explotación exitosa de los no convencionales enfrenta una serie de retos que se deben ir resolviendo año a año. Uno es crear las condiciones económicas que viabilicen las inversiones de capital que este tipo de proyectos requieren. Ello implica hacer ajustes contractuales, fiscales y regulatorios. Acá hay avances para resaltar. Son el resultado de un trabajo colaborativo entre el Gobierno y la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), con el fin de analizar los ajustes necesarios para resolver los retos económicos y técnicos que implican este tipo de hidrocarburos.

El Congreso de la República redujo en 40% la tarifa para el pago de regalías, al paso que el Gobierno expidió un nuevo contrato para la exploración de no convencionales, y cambió la contraprestación por precios altos.

Estas medidas permitirán la llegada de empresas que inviertan en el desarrollo de estos recursos.

Una de las características propias de los yacimientos no convencionales es la gran cantidad de pozos requeridos para el desarrollo del campo. El reto aquí será implementar eficiencias para que su perforación sea cada vez menos costosa. Parte principal de la solución está en desarrollar una oferta de servicios (maquinaria, equipos, logística, etc.) que permita reducir costos. También implica contar con una infraestructura de transporte adecuada.

Los retos que plantea el desarrollo de hidrocarburos no convencionales se explican en detalle en el artículo central de esta edición, titulado "Colombia le apuesta a los hidrocarburos no convencionales".

Además, en la sección de Política Regulatoria ofrecemos un análisis detallado de los ajustes normativos que el Gobierno implementó para favorecer el desarrollo de estos recursos. El artículo también explica otros ajustes que pueden adoptarse para asegurar las condiciones económicas que este tipo de hidrocarburos requieren.

Los hidrocarburos no convencionales son importantes para Colombia, pero también para el mundo. El desarrollo de estos yacimientos está modificando las relaciones comerciales de muchos países, y de paso las agendas internacionales.

Estados Unidos, que cuenta con una producción de 1,5 millones de barriles diarios de petróleo no convencional, está disminuyendo sus importaciones de crudo y se convertirá en un exportador neto de gas. Esta razón llevó a Canadá a establecer acuerdos comerciales con Asia y a construir un gran gasoducto para exportar a este continente. Estas realidades, que plantean el establecimiento de relaciones políticas donde Estados Unidos no dependa del petróleo del Medio Oriente, son analizadas en detalle en la sección Experiencia Internacional, con el artículo titulado: "Hacia un nuevo paradigma mundial".

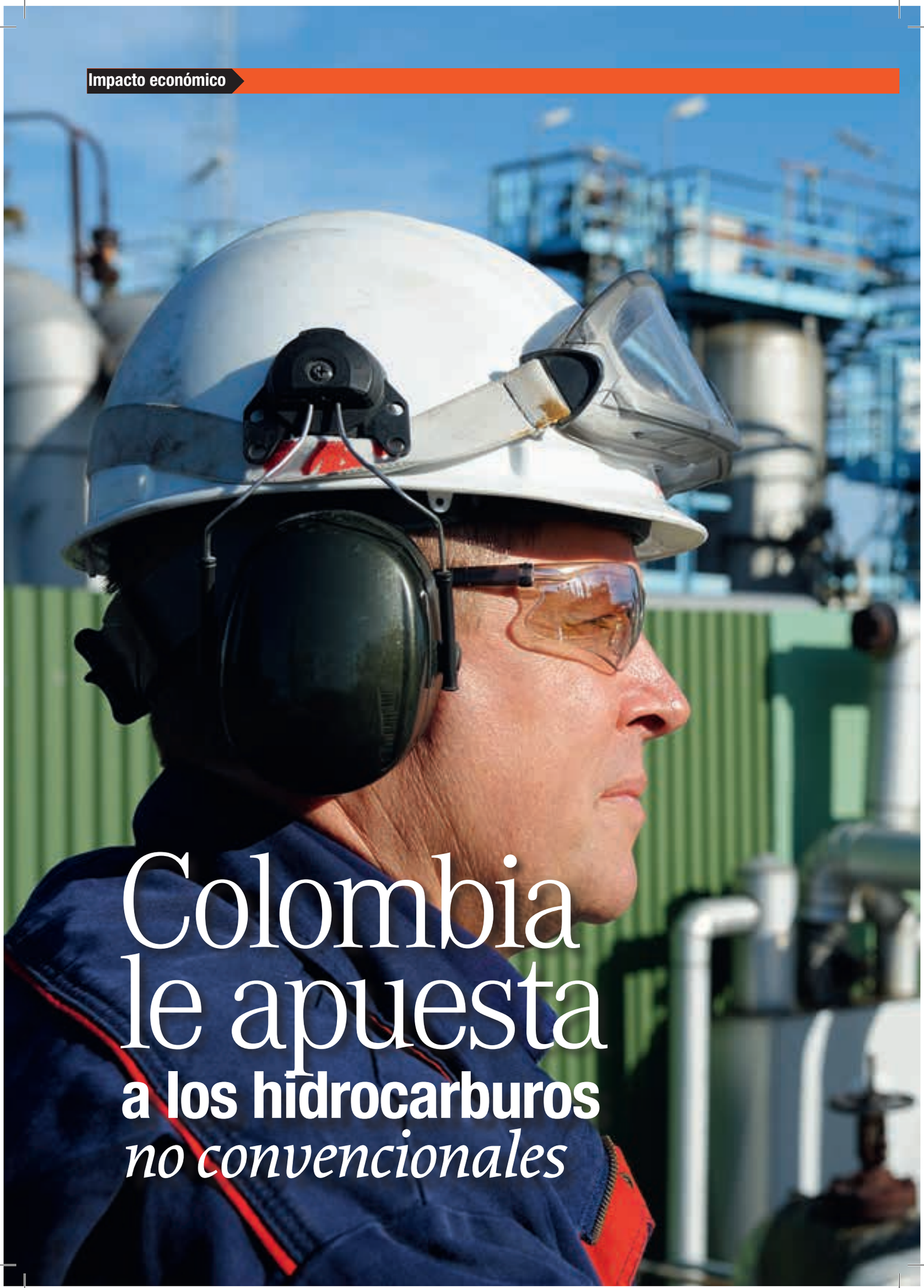
Los hidrocarburos no convencionales son importantes para Colombia, pero también para el mundo. El desarrollo de estos yacimientos está modificando las relaciones comerciales de muchos países, y de paso las agendas internacionales.

El talante de la revista ACP Hidrocarburos es debatir los grandes temas de la industria petrolera y de gas del país. Por tal razón, la edición que tiene en sus manos no se agota en hidrocarburos no convencionales.

En la sección Entrevista, se conversó con Mauricio Cárdenas sobre su gestión al frente del Ministerio de Minas y Energía, y los puntos más sensibles y relevantes para el sector.

También se cuenta con la entrevista al señor Paul Jeakins, comisario y CEO de la Comisión de Petróleo y Gas de la provincia de Columbia Británica (Canadá), quien visitó recientemente Colombia y nos compartió la experiencia canadiense para que el licenciamiento ambiental sea más eficiente, que es otro reto importante para facilitar las actividades de producción y exploración de hidrocarburos en general, pero de manera muy especial las de los no convencionales y de las operaciones en el mar.

De igual forma, esta edición se ocupa de la creación de CENIT, de la problemática de los aceites usados, los retos que surgen en las regiones en materia social y de gobernabilidad. Estos y muchos más temas, los cuales esperamos que sean de interés para nuestros lectores. ACP



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 condesado, 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.

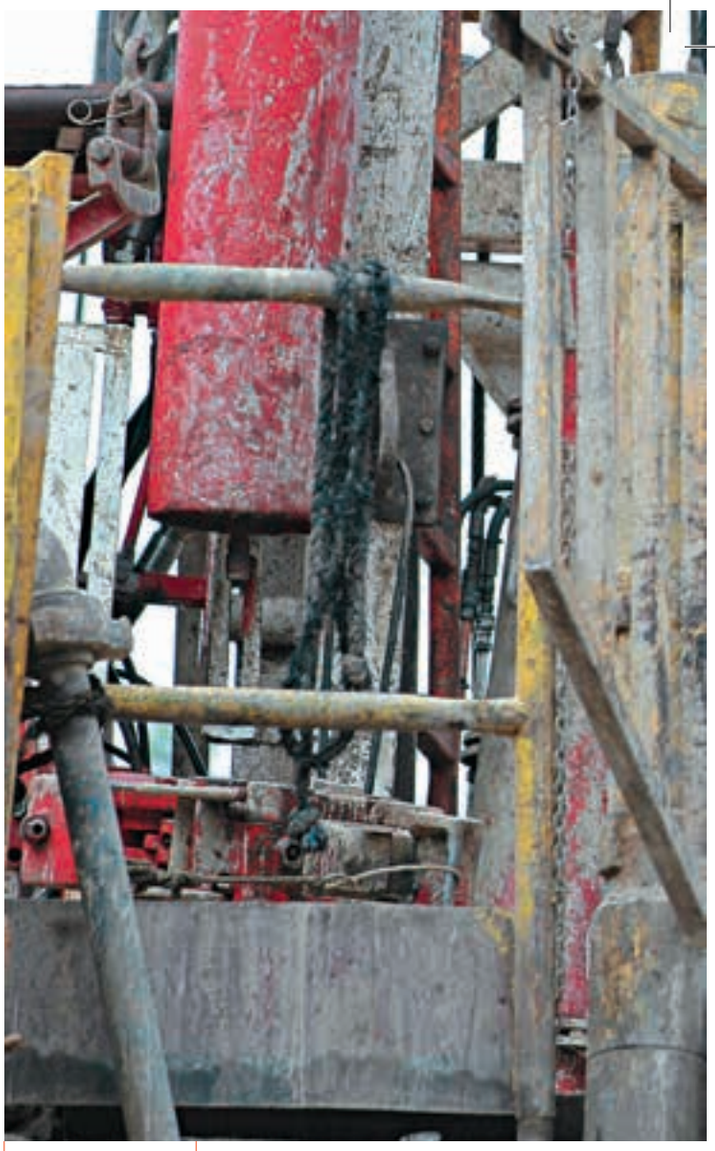
En el país del Tío Sam, este desarrollo ha sido clave para revertir la tendencia de declinación en la producción de crudo, al punto que EE. UU. dejó de importar gas y está bajando las importaciones de crudo.

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.

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.

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

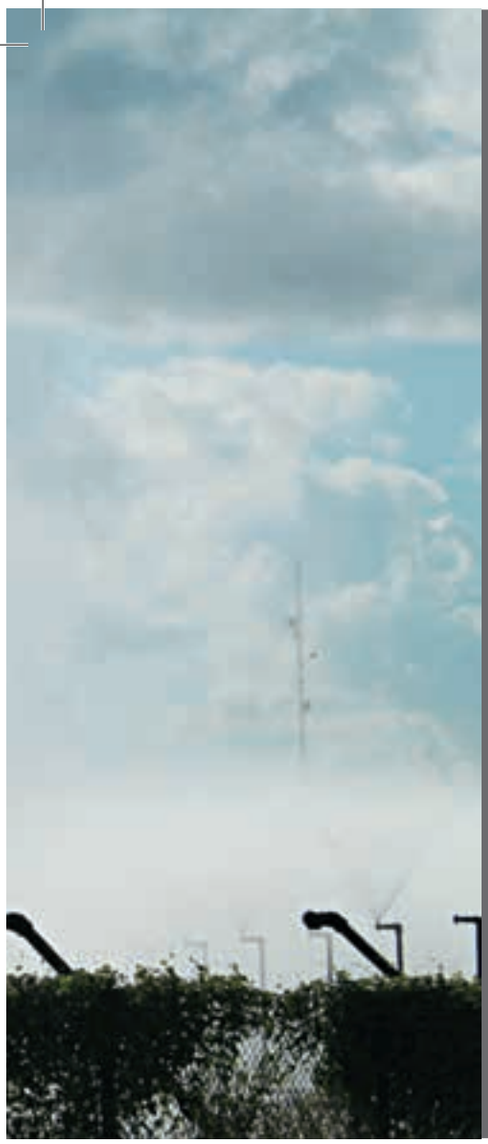


Proyecto productivo desarrollado en Arauca

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 inyectores, 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 producir gas, condensado o petróleo.

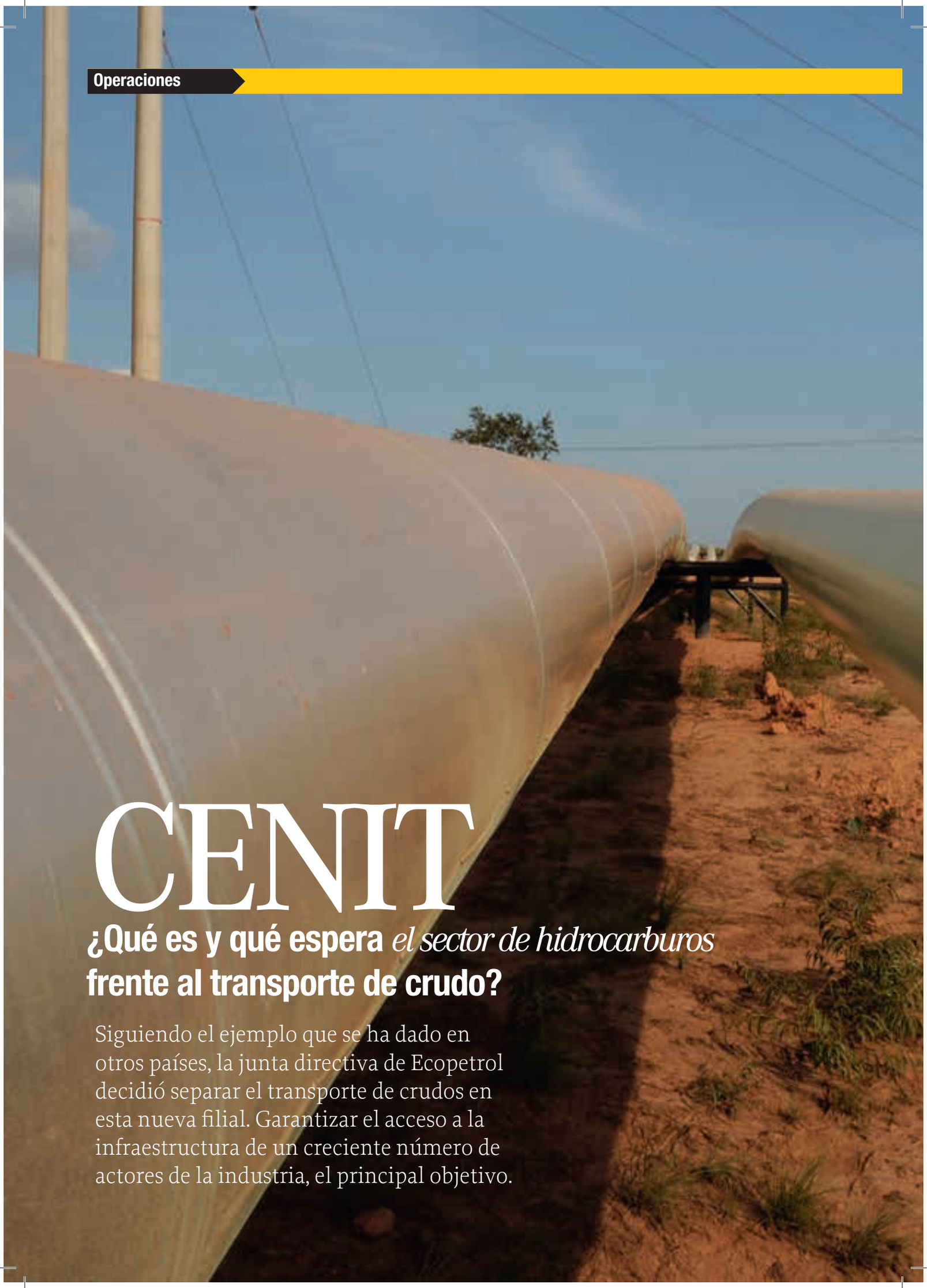
Entretanto, por el lado de las compañías de servicios petroleros el reto será mayúsculo, si se tiene en cuenta que Colombia está literalmente virgen en el desarrollo de empresas con la capacidad de suplir las necesidades de las petroleras en este frente.

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

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 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



CENIT

¿Qué es y qué espera *el sector de hidrocarburos* frente al transporte de crudo?

Siguiendo el ejemplo que se ha dado en otros países, la junta directiva de Ecopetrol decidió separar el transporte de crudos en esta nueva filial. Garantizar el acceso a la infraestructura de un creciente número de actores de la industria, el principal objetivo.



"Es una empresa que nació grande. Es una empresa que, como su nombre lo indica, está en la cúspide; es el CENIT".

Con estas palabras anunció a los medios el anterior ministro de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas Santa María, el nacimiento de CENIT, una filial de Ecopetrol que será la segunda compañía más grande del país, porque nacerá con activos de aproximadamente 13 billones de pesos.

Tendrá a su cargo el transporte y la logística de los hidrocarburos del país, tanto el petróleo que va con destino a la exportación y a las refinerías, como los diferentes productos refinados que se mueven a través de la red de poliductos.

La decisión obedeció a un pedido expreso de la junta directiva de la petrolera, que concluyó que la compañía tenía que ser lo suficientemente creativa y capaz de responder a los nuevos requerimientos del país en infraestructura de transporte de hidrocarburos, que hoy son evidentes con 51 compañías productoras y otras 130 potenciales.

Ese día el presidente de Ecopetrol, Javier Gutiérrez, no solo recordó que en los últimos cinco años el sector petrolero ha duplicado su tamaño, sino que las redes de transporte se quedaron cortas, pues fueron construidas hace 20 ó 30 años para campos como Caño Limón, Cusiana y Cupiagua, y con tecnologías para otras necesidades.

El nacimiento de CENIT tuvo en cuenta experiencias internacionales de firmas como la estadounidense ConocoPhillips o la brasileña Petrobras, que desde 1998 optó por este sistema.

Metas claras

En la estructuración de la nueva empresa se determinaron cuatro prioridades para su gestión. En primer lugar figura la atención de las necesidades de capacidad de transporte de todos los productores y consumidores del país; tener altos estándares de operación; ofrecer alternativas para que terceros puedan acceder a los sistemas, y desarrollar mecanismos de financiación con diferentes agentes para ejecutar nuevos proyectos de transporte y logística.

"Es fundamental realizar un análisis de todos los actores del sistema y sus proyecciones de producción, pues no es lo mismo una empresa como Pacific Rubiales, que muchas de las pequeñas firmas, las cuales tienen producciones que en muchos casos oscilan entre los 2.000 y 5.000 barriles por día."
Julio César Vera, experto en hidrocarburos



Mantenimiento a red de ductos en la Cira Infantas (Santander)

Para consolidar a la empresa, de forma progresiva Ecopetrol le pasará a CENIT la totalidad de sus activos de transporte (oleoductos, poliductos, estaciones de almacenamiento y de descargue, entre otros), así como las participaciones que tiene en los oleoductos de Colombia, de los Llanos, Bicentenario (en construcción) y Ocensa.

La empresa naciente realizará la gestión comercial, la planeación y el desarrollo del sistema, buscará nuevos negocios y será la responsable ante terceros. Por su parte, Ecopetrol tendrá en sus manos la operación del sistema, el mantenimiento preventivo y correctivo, el control de pérdidas y los planes de contingencia, entre otras funciones. Además de esto, le pagará a CENIT por el transporte de sus crudos, cuya capacidad está asegurada.

En los estatutos sociales de la firma también se estableció que podrá diseñar, construir, operar y administrar puertos o terminales marítimos o fluviales, al igual que crear sociedades filiales, en el país o en el exterior, que tengan un objetivo similar, en las que podrán participar terceros.

La nueva estructura era más que necesaria, ya que, según el exministro Cárdenas, la red de ductos está copada y no hace posible la firma de nuevos contratos con las entidades productoras, lo cual obliga al sector a mover más de 85.000 barriles por carretera, en por lo menos 3.000 carrotanques.

Neutralidad con el resto del sector

En el escenario actual, para el Gobierno es claro que en el negocio petrolero la especialización cuenta mucho. El exministro Cárdenas explica que una parte es la exploración y producción, y otra la refinación. Ahora, se le quiere dar este mismo nivel al transporte y a la logística.

Y es que la experiencia mundial indica que las empresas petroleras que han optado por este esquema para mover sus crudos y productos refinados han tenido impactos muy positivos sobre su valoración, sus flujos de caja y su rentabilidad.

Por eso el exministro Cárdenas recalcó, el día del anuncio, la importancia de que las demás empresas productoras encuentren reglas de neutralidad para transportar su crudo, con base en unas reglas que va a definir el Ministerio de Minas y Energía.

En ese orden de ideas, la entidad está llamada a liderar la convocatoria a nuevos inversionistas, para que participen en proyectos de expansión de la infraestructura del país. Por ejemplo, será la que tome las riendas del proyecto del Oleoducto al Pacífico, que se viene hablando entre Venezuela y Colombia, el cual movería 600.000 barriles diarios de crudo, la mitad de cada país.

La nueva estructura era más que necesaria. La red de ductos está copada, lo cual obliga al sector a mover más de 85.000 barriles por carretera, en por lo menos 3.000 carrotanques, comenta el exministro Cárdenas.

Otra de sus funciones será la de abrir rondas de capacidad en los oleoductos, para que los diferentes actores del sector tengan la posibilidad de postularse y obtener un cupo para sus productos.

De acuerdo con el presidente de Ecopetrol, Javier Gutiérrez, la rentabilidad de las empresas de transporte es parecida a la de los gasoductos, es decir, entre 12 y el 14 por ciento.

Empresa grande, retos enormes

En cuanto a las metas, lo que hereda CENIT es el reto de elevar la capacidad de transporte, para atender sin complicaciones las necesidades de las empresas cuando desarrollen los programas de exploración en marcha y los que se desarrollarán, tanto de la Ronda Colombia del 2010 como del proceso que se realiza este año y que pretende subastar 115 bloques petroleros.

Hoy la capacidad de oleoductos está en 1,1 millones de barriles, y la de poliductos, en 390.000 barriles por día. El objetivo es incrementarla en los primeros a 1,7 millones



de barriles en el 2020, mientras la prioridad en poliductos es garantizar su seguridad y hacer un buen mantenimiento, ahora que el cambio climático ha afectado la estabilidad de muchos terrenos.

En este sentido, aproximadamente desde marzo el Ministerio de Minas y Energía les envió una circular a los dueños de oleoductos, poliductos y gasoductos, para decirles que las condiciones del país han cambiando en cuanto a estabilidad y climatología, lo que hacía necesario que tengan que revisar todos sus planes de contingencia y la integridad de su infraestructura.

Para Julio César Vera, experto en hidrocarburos, lo fundamental del cambio con la creación de CENIT será garantizar que, a través de un esquema de gobierno corporativo independiente, y sin importar que el dueño sea Ecopetrol, se logre que el modelo sea totalmente transparente, lo cual garantiza el acceso a la infraestructura de transporte a todos los jugadores en igualdad de condiciones y sin privilegios específicos, como hoy los tiene la petrolera.

"Más que pasarle los activos, se trata de que la junta directiva y sus órganos de administración (presidente y vicepresidente) actúen en pro de todos los actores de la industria", señala Vera, quien es partidario de que el presidente de CENIT no tenga vínculos directos con Ecopetrol.

En este proceso, agrega que es fundamental realizar un análisis de todos los actores del sistema y sus proyecciones de producción, pues no es lo mismo una empresa como Pacific Rubiales, que muchas de las pequeñas firmas, las cuales tienen producciones que en muchos casos oscilan entre los 2.000 y 5.000 barriles por día.

Vera cree que hay que tener claro que la expansión no debe ser porque Ecopetrol la necesita, sino porque se ve que el transporte del país lo requiere, teniendo en cuenta las expectativas de producción de los diferentes campos y empresas.

Uno de los mecanismos que podrían contribuir a esta independencia es la posibilidad de que CENIT tenga capital privado, y que exista una reglamentación clara para que todas las petroleras tengan acceso a los tubos.

En materia de regulación, la llegada de CENIT también marca la necesidad de crear las condiciones para dejar entrar a otras firmas al negocio de forma independiente. Un ejemplo de ello es la estructuración que la canadiense Embridge viene haciendo, de un oleoducto al Pacífico, y que otras firmas hayan mostrado interés en este sentido, como Transcanada o algunas europeas. ACP

Según los estatutos sociales, el capital autorizado de CENIT es de 1,33 billones de pesos, dividido en 133 millones de acciones ordinarias, con un valor nominal de 10.000 pesos cada una.
La empresa nació con un capital suscrito de **10 millones de pesos**, dividido en 1.000 acciones.
La junta directiva de la compañía quedó facultada para autorizar al gerente la negociación y suscripción de contratos que individualmente o **en conjunto superen los 5 millones de dólares**.
Mientras la asamblea de accionistas se reúne, para elegir a la junta directiva, los miembros de esta nombrados para el despegue de la empresa fueron **Henry Medina**, viceministro de Minas; **María Fernanda Suárez**, directora de Crédito Público, y **Javier Gutiérrez**, presidente de Ecopetrol.

CENIT está llamada a liderar la convocatoria a nuevos inversionistas, para que participen en proyectos de expansión de la infraestructura del país.



Las estaciones de almacenamiento y descargue de Ecopetrol harán parte de CENIT

ACP Hidrocarburos



Rodolfo Guzmán
Director y Socio Arthur D. Little

El reto del *crecimiento* en el sector petrolero

Para asegurar el crecimiento y la sostenibilidad de su industria petrolera, Colombia tendrá que asegurar tasas de incorporación de reservas superiores a los 600 millones de barriles de petróleo equivalente por año, por varias décadas.

El sector minero-energético es considerado por el Gobierno Nacional como una de las locomotoras del desarrollo de Colombia. La reforma energética y la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en el 2004, contribuyeron sin duda a revertir la tendencia de declinación de las reservas de petróleo, y se han traducido en incrementos importantes en los niveles de incorporación de reservas de crudo y gas.

Diversos factores han contribuido a estos éxitos en los últimos ocho años. Entre ellos destacan: el aumento de la inversión en el sector, promovida por un marco fiscal y contractual atractivo; los esfuerzos de promoción internacional de la ANH; el incremento del conocimiento geológico; la modernización de Ecopetrol; la incorporación de recursos humanos calificados en la industria; las mejoras notables en las condiciones de seguridad en el país; el incremento en los factores de recobro, por la incorporación de nuevas tecnologías, y unas condiciones de mercado internacional favorables, reflejadas en elevados precios del petróleo.

No es sorpresa, por lo tanto, que en un estudio reciente de la firma Arthur D. Little, Colombia haya sido destacada por los inversionistas internacionales como el destino más atractivo para la inversión petrolera en Latinoamérica. Esta es una posición muy meritoria cuando se considera la inmensa base de recursos petroleros con la que cuentan países vecinos, como Venezuela y Brasil. Sin embargo, a pesar de los logros recientes y del gran potencial geológico aún no explorado de las cuencas colombianas, el futuro energético del país no está asegurado.

La incorporación anual de reservas desde la reforma energética, en promedio, ha sido de 375 millones de barriles de petróleo equivalente por año, y se disparó a 535 millones en el 2011, lo cual permitió un crecimiento paulatino en las cifras de reservas probadas del país. Sin embargo, la mayor parte de estas adiciones se han concretado mediante revaluaciones, extensiones y mejoras en el factor de recobro de campos existentes. Solo una pequeña fracción de las incorporaciones corresponde a nuevos descubrimientos, ya que la mayoría de los éxitos exploratorios en tiempos recientes corresponden a campos de tamaño muy modesto. Pareciera, entonces, que la industria petrolera está jugando un reñido partido de fútbol con muchos intentos de llegada al arco, pero que aún no logra abrir el marcador con golazos como el de Caño Limón o Cusiana en épocas pasadas.

Para asegurar el crecimiento y la sostenibilidad de su industria petrolera, Colombia tendrá que asegurar tasas de incorporación de reservas superiores a los 600 millones de barriles de petróleo equivalente por año, por varias décadas. Se considera que estos resultados solo serán alcanzables si la industria logra éxitos importantes en tres frentes: descubrimientos convencionales de tamaño significativo, explotación en gran escala de hidrocarburos no convencionales y nuevos desarrollos de crudos pesados en la cuenca de los Llanos.

Un entorno internacional caracterizado por precios elevados para el petróleo, como el que anticipamos que vendría por muchos años, ayudará sin duda a alentar los esfuerzos para la búsqueda de recursos de explotación más compleja, tales como crudos extrapesados, hidrocarburos no convencionales o yacimientos en aguas profundas. Estos recursos representan las nuevas fronteras de crecimiento para la industria petrolera en Colombia. En particular, el potencial de hidrocarburos no convencionales constituye una gran oportunidad para el país. Los recursos técnicamente recuperables de shale gas en Colombia se han estimado en más de 30 TPC, y también existen grandes expectativas en relación con el potencial de *shale oil.*

Pero a diferencia de Norteamérica, donde la madurez y la competitividad de la industria de servicios petroleros, aunada a una amplia disponibilidad de infraestructura, han permitido un crecimiento acelerado en la explotación de sus formaciones de shale, los desarrollos no convencionales en países emergentes como Colombia no están ni técnica ni comercialmente garantizados.

Para explotar al máximo su potencial hidrocarburífero, Colombia tendrá que asegurar el compromiso y la inversión de una amplia gama de jugadores, locales e internacionales, con visión a largo plazo, disponibilidad de capital, acceso a tecnologías de punta y competencias técnicas y operacionales. Para ello será crítico que las autoridades y la ANH no bajen la guardia en ningún momento, sino que redoblen sus esfuerzos para que el país continúe siendo uno de los destinos más atractivos para la inversión petrolera en los ámbitos regional y mundial.

También es importante destacar que Colombia goza de una biodiversidad única, cuya preservación requiere de una alta sensibilidad ambiental en la mayoría de sus cuencas petroleras. Los retos ambientales y las problemáticas sociales tienden a acentuarse en el caso de los hidrocarburos no convencionales, por lo que gobierno e industria deberán alinear sus esfuerzos, para asegurar un balance adecuado entre desarrollo y conservación.

La expansión y adecuación de la infraestructura de refinación, almacenaje y transporte de crudo, gas natural y productos refinados será también una tarea prioritaria, para asegurar el abastecimiento de combustibles al mercado doméstico y permitir la salida de los excedentes hacia los mercados de exportación. Sin duda Ecopetrol seguirá desempeñando un papel preponderante en el desarrollo de dicha infraestructura, pero también será fundamental que se definan mecanismos adecuados para alentar la participación privada en los proyectos aguas abajo.

Con este panorama, podemos concluir que Colombia cuenta con el potencial geológico y otras condiciones favorables para la inversión petrolera, que deberían permitirle ganar ampliamente el partido que apenas comienza y asegurar así su futuro energético como país exportador de hidrocarburos a largo plazo. Pero los retos también tienden a acrecentarse, y se requerirá de mucho esfuerzo, coordinación, creatividad y hasta un poco de suerte para lograr esos goles tan deseados. ACP

Para explotar al máximo su potencial hidrocarburífero, Colombia tendrá que asegurar el compromiso y la inversión de una amplia gama de jugadores, locales e internacionales.

Tras 11 meses al frente del ministerio de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas dialogó con la revista ACP Hidrocarburos acerca de los puntos más sensibles y relevantes para el sector.

LO QUE QUEDA Y LO QUE FALTA

La gestión de Mauricio Cárdenas al frente del Ministerio de Minas y Energía



Doctor Cárdenas, el país tiene grandes expectativas sobre la industria petrolera; también hay importantes retos para que siga creciendo, y que este crecimiento se mantenga en el tiempo. Hay muchas expectativas por llegar al millón de barriles. ¿Cómo sostener y superar esa meta a largo plazo?

El año pasado, las reservas probadas de crudo aumentaron en 535 millones de barriles, con un factor de reemplazo del 160 por ciento; esto es una señal de que el país se mueve en la dirección correcta, pero estamos haciendo un esfuerzo mayor para garantizar la sostenibilidad del sector. Por esta razón, se pide a las compañías petroleras que sigan dedicando buena parte de sus actividades a la exploración, para que podamos aumentar las reservas del país.

Precisamente, este es uno de los propósitos de la Ronda Colombia 2012, en la que se están ofreciendo 115 bloques, una tercera parte de los cuales están relacionados principalmente con hidrocarburos no convencionales. Estos bloques han atraído a un gran número de compañías de petróleo y gas con tecnología de punta, al punto que estamos estudiando la posibilidad de aumentar el número de bloques que se ofrecerán en esta Ronda.

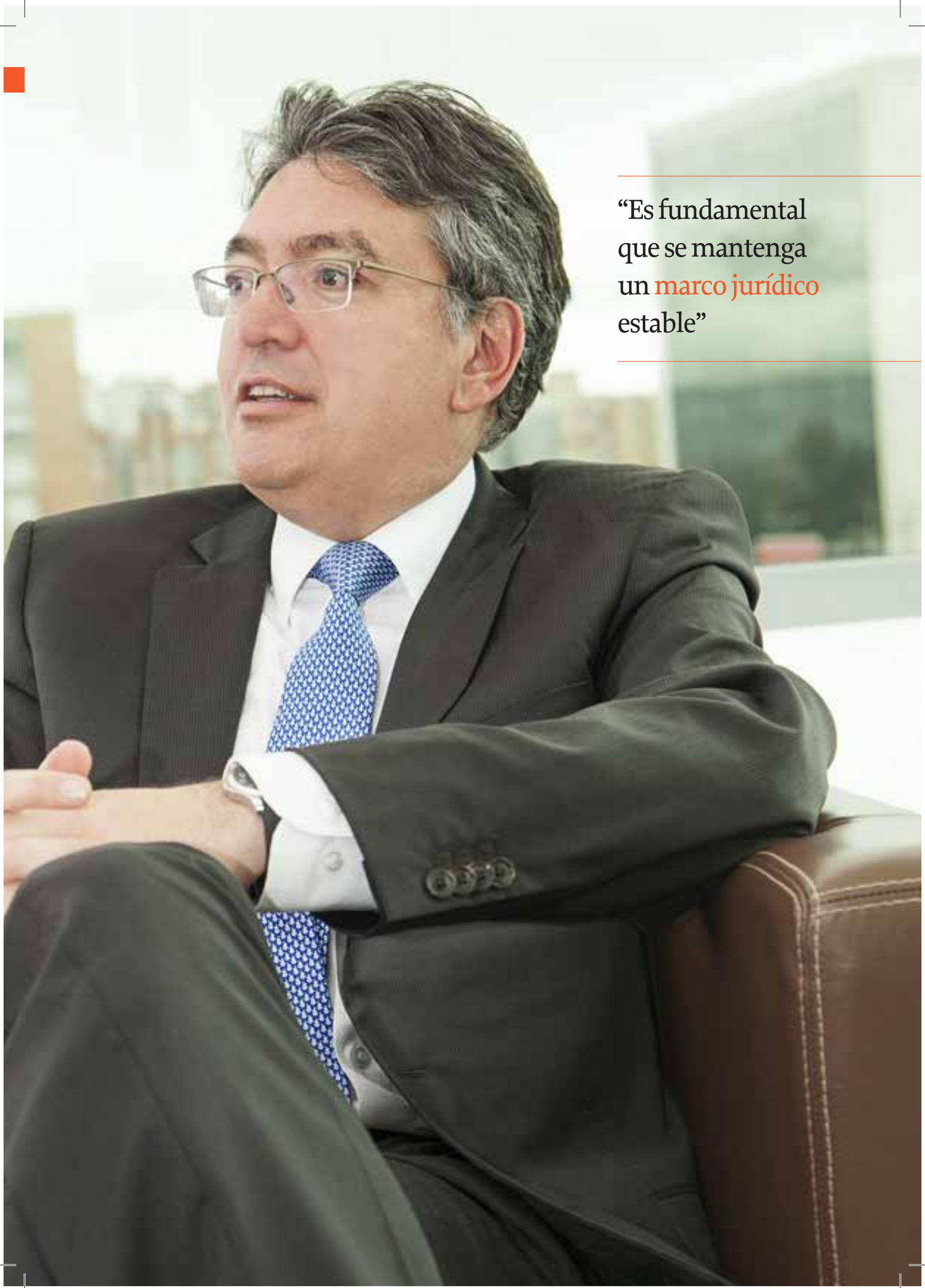
Con la Ronda Colombia 2012 se están ofreciendo bloques con buen potencial en materia de nuevas reservas de hidrocarburos (convencionales y no convencionales). ¿Qué otras acciones liderará el Gobierno para aumentar la relación reservas/producción a largo plazo?

Compañías de todos los tamaños están buscando oportunidades en el país, lo que es una señal no solo de las buenas perspectivas de exploración y producción, sino de que la institucionalidad, la confianza y la seguridad del país están incentivando la inversión extranjera, lo que nos obliga a 'no bajar la guardia'. En ese sentido, la política del Gobierno está direccionada a mantener las mejores condiciones del sector de los hidrocarburos y fomentar su crecimiento y sostenibilidad en el tiempo.

Un punto de vital importancia en este objetivo ha sido mejorar el factor de recobro en campos maduros, a través de inversiones y transferencia tecnológica. Esta estrategia ha sido exitosa, y esperamos que rinda sus mejores frutos a mediano y largo plazo.

Desde el año pasado se ha evidenciado un crecimiento extraordinario de bloqueos en las regiones petroleras, fenómeno que se ha exacerbado por la disminución en los ingresos por regalías. Estas situaciones, que alteran el orden público en departamentos como Meta y Casanare, afectan la exploración y producción petroleras. ¿Cuáles son las estrategias para mejorar la gobernabilidad en las regiones y evitar que se siga obstaculizando la inversión petrolera?

Se trabajó en la alineación de todos los instrumentos de política necesarios para garantizar la sostenibilidad de la actividad minero-energética. El Ministerio de Minas y Energía creó la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales, con el fin de tener un canal permanente de comunicación de estos temas entre el Gobierno Nacional y las autoridades regionales, como alcaldes y gobernadores.



"Es fundamental que se mantenga un marco jurídico estable"



"La locomotora minero-energética ha generado importantes recursos para financiar el desarrollo social y económico del país".

También implementó planes de coordinación y trabajo con el Ministerio del Interior para el relacionamiento con las autoridades locales. Es lo que se denominó 'Alianzas para la prosperidad', una iniciativa a través de la cual las comunidades formulan peticiones concretas relacionadas con inversión social, infraestructura, medioambiente y temas laborales, entre otros. De esta manera mejora la comunicación con las comunidades y, por lo tanto, la gobernabilidad.

Asimismo, se buscó sacar adelante la iniciativa del "Pacto del millón de barriles de petróleo", con el fin de mejorar la calidad de vida de las poblaciones que se encuentran asentadas en las zonas de operación petrolera. Esta estrategia del Ministerio de Minas y Energía y el Departamento para la Prosperidad Social vinculará a los gobernadores y alcaldes de las zonas de producción de petróleo en temas como la superación de la pobreza, dando prioridad a asuntos como agua potable, energía, salud y educación.

Por otro lado, se incluyeron cláusulas sociales en los contratos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que hacen parte de la denominada Ronda Colombia 2012, con el fin de aumentar la inversión social y que esta se articule con los planes de desarrollo local de los municipios y departamentos.

Tenemos claro que esta locomotora de los hidrocarburos no solo debe impulsar el crecimiento económico sino también el desarrollo humano y social del país.

La industria privada ha dicho que necesita un marco legal seguro y estable. ¿Cuál es la posición del Gobierno en esta materia?

Para el Gobierno Nacional es fundamental que se mantenga un marco jurídico estable, que garantice la llegada de nuevas inversiones al sector y vele por la seguridad de las inversiones actuales. Cualquier iniciativa que se presente al Congreso tendrá las discusiones y evaluaciones previas para no generar sorpresas que minen la confianza inversionista. En cuanto a las regalías, estamos seguros de que el nivel actual sobre los hidrocarburos es el adecuado y va en línea con las metas que nos impusimos para acelerar las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Frente al crecimiento de la actividad exploratoria y de producción de petróleo y gas natural, ¿el país contará con la infraestructura necesaria (oleoductos) para garantizar el crecimiento del sector?

Trabajamos en ese frente, y reflejo de eso es el crecimiento de los últimos años en la capacidad de la infraestructura de transporte. De 750.000 barriles de crudo por día, a finales del 2008, pasamos a 1'100.000 barriles a la fecha. Asimismo, incrementamos la capacidad de transporte de gas de 1.100 millones de pies cúbicos por día en 2010, a 1.219 millones actualmente.

También avanza la primera fase del Oleoducto Bicentenario, con el que incrementaremos la capacidad de transporte de crudo en 120.000 barriles por día. Además, se encuentra en estudios de factibilidad el Oleoducto del Pacífico, que será una solución importante para la salida de crudo al mercado asiático por el Pacífico colombiano.



descriptivas para cada uno de los 115 bloques que se van a ofertar, con información sobre presencia o ausencia de comunidades étnicas, áreas de manejo especial, distritos de manejo integrado, reservas naturales de la sociedad civil, reservas de biósfera y reservas forestales, así como información de los ecosistemas estratégicos, particularmente humedales y pastos marinos.

Con esta información los potenciales inversionistas pueden conocer con anticipación las condiciones de los bloques y los procesos que deben surtirse para el desarrollo de los proyectos.

gional, en jurisdicción de las Corporaciones Autónomas Regionales y de Desarrollo Sostenible (CAR) del país.

La ANH también llevó a cabo reuniones interinstitucionales con otras entidades del Estado, para presentarles el mapa de tierras de la Ronda Colombia 2012 e identificar posibles conflictos por superposición de áreas de especial interés con las áreas de los bloques definidos. Esta información fue utilizada como insumo para ajustar los límites de los bloques.

"En el Gobierno Nacional es fundamental que se mantenga un marco jurídico estable, que garantice la llegada de nuevas inversiones al sector y vele por la seguridad de las inversiones actuales".

Una gran preocupación del sector petrolero tiene que ver con los tiempos de trámite de las licencias ambientales, que inexplicablemente se duplicaron en el año 2011. ¿Qué se tiene pensado hacer para recobrar la eficiencia perdida en los procesos de licenciamiento ambiental?

No perdimos eficiencia en el proceso sino que lo mejoramos al poner en estricto cumplimiento las normas en tales adjudicaciones. Pero, además, hay que entender que Colombia es objeto del interés de muchas compañías petroleras que quieren explorar y explotar recursos en el país. De ahí que estemos experimentando una creciente demanda de solicitudes de licencias ambientales, para lo cual el Estado también viene fortaleciendo sus instituciones, al tiempo que ha acelerado la entrega de licencias.

También fuimos proactivos en los procesos de licenciamiento ambiental. Por ejemplo, para facilitar a los inversionistas la planificación social y ambiental de la Ronda Colombia 2012, se elaboraron fichas

¿De qué manera se están coordinando las diferentes instituciones del Estado para que se pueda operar en los bloques que se van a entregar y no tengan problemas con la expedición de licencias ambientales (v. gr., zonas de reserva) o por ser zonas de acceso restringido por razones de seguridad?

Como ya dije, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) adelantó un proceso de planificación en materia social y ambiental de la Ronda Colombia 2012, en coordinación con las diferentes autoridades del país en esta materia, para minimizar las posibles problemáticas que puedan presentarse.

Entre las acciones más relevantes adelantadas a la fecha, se destaca la actualización de la información socioambiental, que reposa en la ANH. Este es un proceso que se inició en el 2010, y consistió en recopilar información sobre áreas protegidas a nivel re-

En materia de seguridad, desde finales del año pasado se ha advertido un incremento en los ataques contra el personal y las instalaciones petroleras en algunas regiones del país. ¿Puede estar el sector tranquilo en el sentido de que esta situación será corregida con prontitud?

El sector petrolero y minero, y en general cualquier compañía en Colombia, pueden tener la certeza de que trabajamos sin cesar, con nuestra fuerza pública, para garantizar la seguridad a las empresas, a la infraestructura y a los colombianos en todos los departamentos del territorio nacional. Como se anunció a comienzos de julio, se van a crear al menos 6 nuevos batallones para reforzar la seguridad de los oleoductos, con el apoyo de Ecopetrol para el mantenimiento logístico de los hombres.

Se hizo un reciente Consejo de Ministros en Tibú (Norte de Santander), pues reconocemos la importancia no solo de tener presencia del Estado en estas regiones, sino de trabajar para aumentar la inversión social y promover el desarrollo de

las comunidades en las áreas de influencia de los oleoductos.

Es notoria la presión que se está ejerciendo sobre el Gobierno para que disminuya los precios de los combustibles líquidos; ¿qué ha pensado el Gobierno ¿que ha pensando el Gobierno al respecto?

Estamos haciendo un análisis a los impuestos a la gasolina, teniendo en cuenta que este rubro representa el 26% del precio total que se paga por galón de combustible. En una eventual reforma tributaria tenemos planteado tocar este tema, pero aún estamos definiendo el momento oportuno para su presentación.

Es indudable que ha habido éxito en la lucha contra el robo de combustibles en los poliductos. Sin embargo, el contrabando de estos es un fenómeno con gran impacto en el país: ¿cuáles son las estrategias y metas del Gobierno (Policía y SIC) para combatir este ilícito?

Dadas las características del mercado de combustibles derivados en las zonas de frontera con Venezuela y Ecuador, donde hay importantes diferencias de precio y se presentan circunstancias propicias para su contrabando, el Estado está interviniendo para asegurar que la distribución de los combustibles en dichas regiones la hagan empresas lícitas y cooperativas formales. El Ministerio de Minas y Energía planteó el establecimiento de una estrategia integral y coordinada entre la Policía Nacional, la DIAN, la Fiscalía, la Procuraduría, el Ejército Nacional y Ecopetrol, para cerrarle el cerco al contrabando de combustibles.

Tomamos medidas, como la importación legal de combustibles desde Venezuela, y se hizo un trabajo conjunto con Ecuador para incrementar el control al tráfico ilegal de combustibles desde este país. También se establecieron más puestos de control y se implementaron planes de reconversión laboral de 'pimpineros' y personas que históricamente se han dedicado al tráfico ilegal de combustibles.

Otro frente de acción tiene que ver con el montaje de estructuras de apoyo, con participación de la Policía, el Ejército, la Fiscalía y la Procuraduría, para avanzar en el desmantelamiento de bandas dedicadas a dicha actividad. Este año se crearán cuatro estructuras de apoyo en Norte de Santander, La Guajira, sur del Cesar y en el sur del país, incluyendo en esta última a Nariño y Putumayo.

"...estamos seguros de que el nivel de regalías actual sobre los hidrocarburos es el adecuado y va en línea con las metas que nos hemos impuesto para acelerar las actividades de exploración y producción de hidrocarburos".

Para efectos del oportuno y seguro abastecimiento de gas natural, ¿cuáles son las principales señales de política y regulatorias que el Gobierno ha dado al sector de exploración y producción para garantizarlo a mediano y largo plazo?

Es importante precisar que mediante el Decreto 2100 de 2011, el Gobierno Nacional determinó los lineamientos de política para el sector del gas natural en el país. Vale la pena mencionar, entre otros puntos, los estímulos a la autosuficiencia de gas natural a través de mayores actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, así como el impulso a las exportaciones del mismo. Para el efecto se permite libertad de exportación de gas natural a los agentes, siempre y cuando no se vea comprometido el abastecimiento de la demanda nacional.

También se establecieron incentivos a la producción de gas de yacimientos no convencionales, como el gas de esquistos y el gas metano del carbón, permitiendo a las compañías desarrollar directamente la actividad de generación termoeléctrica a partir del gas que produzcan. Asimismo, se expidieron las normas





> “Compañías de todos los tamaños están buscando oportunidades en el país, lo que es una señal no solo de las buenas perspectivas de exploración y producción, sino de que la institucionalidad, la confianza y la seguridad del país están incentivando la inversión extranjera”

técnicas para su exploración y explotación, y las reglas de coexistencia con actividades mineras.

A través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos se adoptó un reglamento para la contratación de áreas destinadas a la exploración y explotación de tales yacimientos.

Dentro de los mismos lineamientos de política, se determinó que el gas natural propiedad del Estado y las participaciones de la ANH deben destinarse a la atención de la demanda interna para asegurar el abastecimiento nacional.

La industria petrolera se ha constituido en una excelente oportunidad para acelerar el desarrollo económico y social del país. ¿Qué está haciendo el Gobierno para lograr que la renta petrolera genere el mayor beneficio para todos los colombianos?

Eso es cierto. La locomotora minero-energética ha generado importantes recursos para financiar el desarrollo social y económico del país. Por ejemplo, solo por concepto de regalías, durante la última década se generaron alrededor de 40 billones de pesos.

Ahora, con la reforma a las regalías que impulsamos, los recursos generados por concepto de renta petrolera beneficiarán a una mayor cantidad de colombianos, y las regiones tendrán mayor flexibilidad para que, a través de proyectos presentados al Sistema General de Regalías, puedan invertir en productividad y desarrollo para las regiones.

No hemos exagerado cuando decimos que la reforma a las regalías es la gran reforma de la equidad en Colombia. ACP



Ajustes normativos

EN COLOMBIA

para los no convencionales

Por Alexandra Hernández

Los análisis de evaluación ecónomica 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.

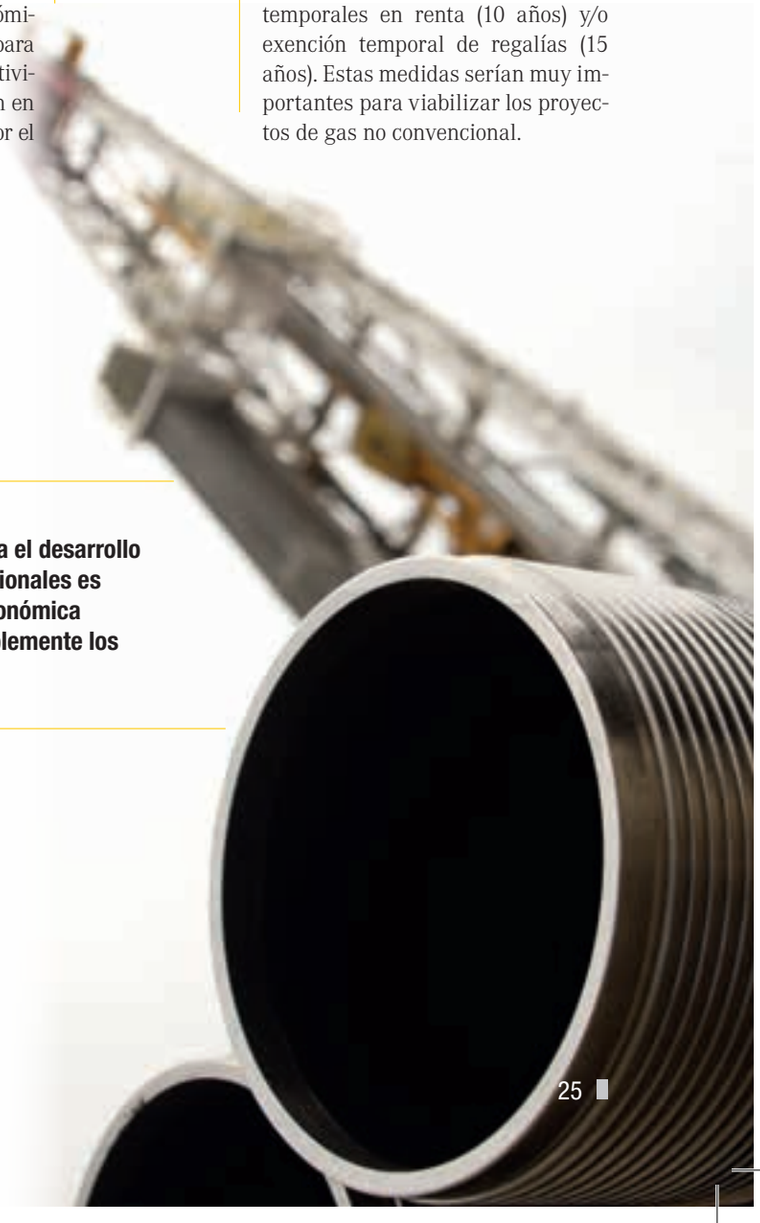
Los análisis de evaluación ecónomica realizados por la ACP con el apoyo de sus afiliadas, demostraron al Gobierno que bajo las anteriores consideraciones era necesario un impulso al desarrollo masivo de estos proyectos en el país, a través de la expedición de incentivos económicos. Similar conclusión 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 fracturalmiento 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 ratas 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 estos 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 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.

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 licencimientos 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

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.



¿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.



“No defendemos ni promovemos la industria petrolera, la regulamos”

PAUL JEAKINS

Comisario y CEO de la Comisión de Petróleo y Gas de la provincia de British Columbia, Canadá

En entrevista exclusiva para la revista ACP Hidrocarburos, Paul Jeakins habló sobre la industria en esa región y su innovador modelo para el licenciamiento ambiental.

En British Columbia todos los permisos que deben tramitar las empresas de petróleo y gas se realizan en una única agencia, ya que solo hay una autoridad encargada de regular las actividades de la industria de los hidrocarburos. Esta autoridad es la Comisión que dirige Jeakins, bajo un innovador modelo denominado Single Window.

Single Window es un modelo eficiente para regular las actividades del sector de hidrocarburos. Evita que las empresas tengan que acudir a diferentes entidades, federales o provinciales, para obtener los permisos que se exigen para la exploración y producción de petróleo y gas.

Al eliminar la duplicación de trámites, se logró desarrollar la eficiencia e impulsar la productividad de su industria. Por ejemplo, el trámite de las licencias ambientales se logra en 21 días, periodo que resulta llamativo para la industria de los hidrocarburos de otras partes del mundo.

Jeakins explica el proceso así: “Antes teníamos un gran número de agencias y organismos que hacían parte del proceso de licenciamiento ambiental, ahora Single Window ha permitido unir todo en una sola agencia, facilitando los trámites para obtener las licencias ambientales”.

Single Window fue importante para que British Columbia lograra una ventaja competitiva frente a otras provincias de Canadá, y ante el mundo. También ha desempeñado un papel importante para que esta provincia sea la segunda principal productora de gas de Canadá.

“Single Window se convirtió en nuestro valor agregado, y por eso somos invitados por muchos países para mostrar este exitoso programa”, agregó Jeakins.

¿Podemos decir que el futuro energético del mundo estará en los hidrocarburos no convencionales?

Creo que sí. De hecho, vemos que el interés sobre estos recursos está creciendo en varias partes. Así como en British Columbia, otros lugares del mundo están produciendo shale gas, y supongo que Colombia también lo hará en algún momento. Por eso creo que habrá una transición hacia los no convencionales, y esto ocurrirá en pocos años.

Canadá y Estados Unidos avanzan en la producción de gas natural, y dejan atrás el diésel y la gasolina.



¿Cuáles fueron los factores de éxito en Canadá, especialmente en British Columbia, en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales?

Solo cambiamos. En 2007, el 85 por ciento de nuestra producción de hidrocarburos provenía de recursos convencionales, pero en 2011 ese mismo porcentaje era de no convencionales. Así que fue una transición muy rápida, pero al tiempo que esto sucedió, modificamos nuestra legislación.

Creo que un factor que nos permitió movernos tan rápido fue cambiar toda nuestra regulación para que la transición ocurriera exitosamente. Además, nuestro modelo de Single Window fue importante.

Háblenos de Single Window.

Es un gran logro de British Columbia, que ha hecho que otras provincias nos visiten para preguntar cómo es nuestro enfoque. ¿De qué se trata? Permitimos que se realizaran varios trámites, que se hacían en diferentes agencias gubernamentales, en un solo lugar. Así, en vez de tener que ir a distintas entidades, o a un ministerio para tramitar un permiso de agua, las empresas van a la Comisión de Petróleo y Gas y allí gestionan todo.



Entonces, ¿se trata de un solo permiso para todo?

No. Todavía tenemos varios permisos. Pero todos se gestionan en una sola agencia, mientras que en las otras provincias hay que acudir a varias entidades. Es por eso que estamos aquí, y por lo que las empresas nos quieren.

Aproximadamente, ¿cuántas solicitudes de licencias ambientales tramita la Comisión de Petróleo y Gas de British Columbia en el año?

Recibimos un buen número de solicitudes. Tenemos alrededor de 1.000 para perforación, que no es mucho. Alberta tiene 10.000. Para todos los tipos de permisos, probablemente nos hacen 4.000 solicitudes al año, que incluyen las de agua, facilidades y oleoductos.

Solo para contextualizar, en Estados Unidos y Canadá el precio del gas está en 2,5 dólares, en Asia está entre 12 y 14 dólares y en Europa en cerca de 10 dólares. Si el gas llegara hoy a 12 dólares en British Columbia, el número de solicitudes sería asombroso, porque tenemos mucho gas, y eso es bueno.

Por eso nos preparamos para cuando el precio de este suba. Incluso, cuando llegue a 6 u 8 dólares, vamos a tener mucha actividad. Así que estamos trabajando bastante.

El porcentaje de licencias ambientales rechazadas es bajo, ¿cuál es la clave?

Trabajamos con los dueños de las tierras y con las comunidades étnicas nativas para hacer los ajustes que se requieran. No es que no las rechacemos, lo que sucede es que buscamos evitar las razones para que se rechacen.

De esta manera, si hay algo que al dueño de la tierra, al nativo o a la comunidad no les guste, buscamos trabajar con las empresas y esos grupos para hacer los cambios requeridos. Por lo tanto, la licencia se retrasa en empezar el proceso de trámite, pero no se rechaza.

Por ejemplo, cuando se pasa de la perforación de uno a varios pozos, se crea más tráfico vehicular en una zona determinada. Así que las compañías trabajan con las comunidades para cambiar los tiempos del tráfico de camiones, para no afectar las rutas escolares. Estos son los tipos de cosas que se hacen.



Paul Jeakins (izquierda) y Trevor Swan (derecha), secretario corporativo de la Comisión de Petróleo y Gas de Columbia Británica.

Por lo tanto, no es que no digamos no, sino que buscamos mitigarlo. Además, hemos realizado un gran trabajo para delimitar las áreas de reserva donde las compañías no pueden estar, y estas saben que no pueden solicitar permisos en esas zonas. De hacerlo, tendríamos que rechazarlos.

Países como Francia han prohibido la fracturación hidráulica, que se utiliza en la explotación de shale gas, debido a impactos ambientales. ¿Cómo manejan este tema en Canadá?

Esto es algo que también se debate en Canadá en estos momentos, y en todas las provincias donde hay shale gas. British Columbia ha liderado el debate, porque tenemos una gran área de este y hemos realizado fracturación hidráulica durante cinco décadas. Aunque en los últimos 5 años se ha incrementado, nuestras leyes cubren todos los aspectos importantes.

Las preocupaciones con este tema tienen que ver con el agua potable. Somos afortunados porque el shale gas que tenemos está muy por debajo del nivel del agua, más o menos a 1.500 metros de profundidad, y los acuíferos a 400 metros. Además, hay varias regulaciones frente a la fracturación hidráulica. Para los vacíos de conocimientos, trabajamos con las universidades en investigación.

¿Cuáles son los temas ambientales más sensibles para la comunidad?

El agua potable es el principal. La salud también es un aspecto importante. En cuanto al agua, el asunto tiene que ver con todos los procesos en los que se incurre cuando se maneja este recurso: la extracción, las mezclas, el transporte, etc. Por eso tenemos diferentes leyes para regular cada proceso.

¿Qué hacen para garantizar la supervisión del agua?

Realizamos inspecciones con nuestro personal. Se trata de una combinación entre las inspecciones y los estudios que hacemos. Las empresas no utilizan agua potable para la inyección hidráulica, sino el agua salada.

¿Cómo manejan las autoridades y las empresas los mitos que se tejen en las comunidades frente a los hidrocarburos no convencionales?

Todo el mundo tiene preocupaciones, por eso nos las tomamos en serio. Trabajamos con las comunidades, con los grupos étnicos nativos, con los dueños de las tierras o con cualquier persona.

Lo que hacemos en la Comisión de Petróleo y Gas no es abogar por los intereses de la industria. No defendemos ni promovemos la industria petrolera, la regulamos. Y como queremos hacer un buen trabajo, nos aseguramos de que las empresas estén haciendo las cosas que les corresponde.

Además, suministramos a las comunidades tanta información como nos es posible, escuchamos lo que tienen que decir. De tal manera que si se está haciendo algo mal, procedemos a hacer el cambio necesario.

Cuando comenzábamos, por ejemplo, les decíamos a las personas: "No tenemos todo resuelto, pero los vamos a escuchar mientras resolvemos lo que sea requerido".

También trabajamos mucho con universidades, para conocer qué cambios son necesarios.

Por lo general trabajamos cada uno de estos temas tanto con las comunidades como con las compañías, para lograr decisiones de mutuo acuerdo. Además, contamos con manuales para cada diferente aspecto.

¿Cuál es la gestión más importante con las comunidades vecinas a la operación, especialmente con las nativas?

En nuestra Constitución se obliga a consultar con las comunidades nativas todo proyecto que se vaya a realizar. Cada vez que damos un permiso, ellos son los primeros en ser informados.

Otro grupo con el que también trabajamos es con el de los dueños de las tierras, ya que el petróleo o el gas pueden estar dentro de sus propiedades.

¿Cuáles son las principales recomendaciones para lograr una buena relación con la comunidad en temas ambientales?

Tenemos un grupo que solo trabaja con comunidades y dueños de tierras. Ese equipo lo hace con las empresas y las comunidades, en los temas que atañen a permisos que se estén tramitando. Creo que mantener un diálogo permanente es una de las claves.

De esta manera, si nos dicen que no les gusta el petróleo, nosotros preguntamos específicamente qué no les gusta: ¿el olor?, ¿el tráfico?, ¿el polvo? Por lo general trabajamos cada uno de estos temas tanto con las comunidades como con las compañías, para lograr decisiones de mutuo acuerdo. Además, contamos con manuales para cada diferente aspecto. Dialogamos a diario con las comunidades.

¿En qué aspectos debería concentrarse Colombia a corto, mediano y largo plazo, para ser un país exitoso en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales?

A corto plazo, deberían estar muy al tanto de los asuntos relacionados con el manejo del agua. Así como lo están haciendo el resto de los países, Colombia debería obtener información sobre este aspecto.

A mediano plazo, para nosotros fue importante trabajar en el análisis, para ser más eficientes. Y a largo plazo, hacerlo con las universidades, para llenar los vacíos de conocimiento que se tengan y realizar los cambios normativos que consideren necesarios. ACP



La magnitud de las nuevas reservas de hidrocarburos no convencionales, particularmente en Estados Unidos y Canadá, está modificando los ejes energéticos globales, lo que conllevará grandes cambios geopolíticos, estratégicos y económicos aún difíciles de predecir.

Hacia un nuevo paradigma mundial

Por: Luis Augusto Yepes



Durante los últimos 100 años, el eje petrolero del mundo ha estado localizado en la región del Medio Oriente y la antigua Unión Soviética. El ejercicio consiste en trazar una línea desde la región occidental de Siberia y los Urales, donde se produce aproximadamente el 80 por ciento del petróleo ruso, que continúa en dirección sur por Irán, Irak y Kuwait y bordea el golfo Pérsico para conectar a los Emiratos Árabes, Qatar y Arabia Saudita. Era el paradigma de los hidrocarburos convencionales, donde el mayor porcentaje de las reservas se encontraba en un área políticamente inestable, como el Medio Oriente, y además en abierto antagonismo con el mundo occidental, como el caso de Rusia y el bloque de la antigua Unión Soviética. En temas de gas natural, también la riqueza estaba concentrada en varios de los países de esa línea imaginaria, fundamentalmente Rusia e Irán, los cuales en el año 2011 poseían el 47 por ciento de las reservas mundiales de este energético.

Los Estados Unidos siempre se han considerado en un estado de vulnerabilidad al depender de petróleo importado para atender más de la mitad de sus requerimientos internos.

Ahora resulta que el eje petrolero del mundo se está moviendo hacia el continente americano, gracias principalmente a los hidrocarburos no convencionales. Ese nuevo eje arranca desde las arenas bituminosas en Alberta (Canadá), pasa por el denominado *mid continent* en Estados Unidos, con gran abundancia de gas y petróleo no convencional, hasta llegar a la Costa del Golfo, o golfo de México, como se le conoce. Si en el rediseño de este mapa se incluyen los nuevos descubrimientos petroleros convencionales en la costa suroriental de Brasil, se configura algo así como un nuevo "orden energético mundial", no solo en petróleo sino también en gas natural, el cual se encuentra literalmente al revés, gracias a los descubrimientos de gas no convencional, o shale gas, en los Estados Unidos.

Se trata, entonces, de un cambio de paradigma, donde gracias a las nuevas variables se tienen dos efectos: el centro energético del mundo se está moviendo al Nuevo Continente y se observa "un nuevo orden" en la distribución del petró-





leo y gas no convencional en las diferentes regiones con respecto a lo observado anteriormente con los energéticos convencionales. Los dos efectos combinados van a traer cambios estratégicos, geopolíticos y económicos, que aún son difíciles de cuantificar en forma precisa.

El nuevo paradigma[1]

Lo que está ocurriendo en el mundo con el descubrimiento de los hidrocarburos no convencionales no es el resultado de un diseño específico o de la aplicación de una política pública particular elaborada a través de los años. En el caso de los Estados Unidos, pese a todos los postulados elaborados durante varias décadas los cuales propugnaban por una política de "independencia energética" con respecto a los países productores de petróleo del golfo Pérsico, el "boom" de los hidrocarburos no convencionales llegó sin haber surtido los procedimientos y modelos de planificación energética bien conocidos, sino como el producto de una serie de acontecimientos tecnológicos enlazados unos con otros, gracias a los cuales se han obtenido una serie de resultados que están cambiando el panorama energético y definiendo un nuevo "orden mundial" en el desarrollo del petróleo y gas natural.

Ahora resulta que el eje petrolero del mundo se está moviendo hacia el continente americano, gracias principalmente a los hidrocarburos no convencionales.

Los desarrollos tecnológicos que han hecho posible la revolución de los hidrocarburos no convencionales son: la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico. Aunque conocidos de tiempo atrás, lo que en realidad hizo la diferencia fue: "la integración de ambas para finalmente lograr romper la roca y así descifrar los códigos geológicos que permitieran acceder a este recurso escondido por muchos años"[2].

Lo que se viene conociendo como "gas natural no convencional" son las producciones derivadas de la explotación de depósitos de carbón, o *coal bed methane,* las conocidas como *tight sands* y las llamadas *shales.* La última de las mencionadas es una clase particular de roca, que se encuentra entre las más abundantes dentro de la categoría de rocas sedimentarias, puesto que puede contener cantidades importantes de material orgánico y que, bajo condiciones adecuadas de presión y temperatura, generan petróleo o gas.

Las rocas con alto grado de "permeabilidad" permiten la transmisión de fluidos gracias a que se cuenta con una amplia red de poros interconectados entre sí. Por el contrario, una de las características de las rocas tipo *shale* es su baja permeabilidad, lo que se traduce en un número bajo de poros interconectados, lo que hace que el hidrocarburo tienda a quedar confinado.

Teniendo en cuenta lo expresado, se encontró que las técnicas convencionales de perforación vertical no son las más adecuadas para penetrar en este tipo de rocas. De ahí la importancia de las nuevas técnicas de exploración de hidrocarburos, las cuales se han redefinido con el objetivo de producir fracturas que permitan extraer petróleo y gas natural en estructuras de baja permeabilidad, lo que se conoce como hydraulic fracturing. De esa manera, la "fractura" que se produce en la roca tiene el efecto de crear una ruta que permita el flujo de los hidrocarburos. De manera complementaria se viene utilizando la perforación horizontal, la cual tiene el objetivo de encontrar las "fracturas naturales" de las rocas sedimentarias. Una vez que la perforación horizontal termina, se procede a la inyección de líquidos a alta presión en la formación, con el fin de crear "fracturas" adicionales que permitan el flujo del hidrocarburo gaseoso.



Plataforma offshore Halifax Canadá

Menos petróleo surcará los mares en sentido Medio Oriente-Occidente, mientras más barriles fluirán del Medio Oriente al Asia, en particular al mercado chino, al tiempo que mayores importaciones tomarán la ruta Canadá-Estados Unidos.



Cuenca Horn River, Canadá. Archivo ACP

Respecto a la extracción de crudo, lo que se conoce como el *tight oil,* se encuentra que para obtener los hidrocarburos de este tipo de roca dura se aplican las mismas técnicas que constituyen la tecnología del *shale gas,* es decir, la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico.

El nuevo panorama de hidrocarburos no convencionales en los Estados Unidos

Por ser los Estados Unidos el mayor consumidor de energía del planeta, lo que ocurra en ese país, tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda, tiene implicaciones mundiales. Por esa misma consideración, la seguridad de abastecimiento se volvió un tema de fondo desde mediados de los 70, cuando ocurrió la crisis energética y el embargo petrolero por parte de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) a los países occidentales. Desde entonces, los Estados Unidos siempre se han considerado en estado de vulnerabilidad al depender de petróleo importado para atender más de la mitad de sus requerimientos internos. Incluso en el año 2008, cuando los precios del petróleo llegaron a su máximo valor histórico, se daba por descontado que la era de escasez de petróleo en los Estados Unidos era algo crónico y había llegado para quedarse.

En gas natural la situación era más o menos la misma. El sistema internacional de gas natural estaba prácticamente diseñado para atender las necesidades cada vez mayores de los Estados Unidos, así como las demandas de Europa y el Lejano Oriente. Los grandes proyectos de licuefacción de gas natural tenían lo que se podría considerar clientes fijos en estas tres regiones principales.

Pero, la historia cambió... Y la larga jornada de declinación de la producción de petróleo y gas, que supuestamente continuarían cayendo para siempre, terminó con la entrada en el escenario de los hidrocarburos no convencionales. Según información de CERA, entre 1970 y 2008 la producción de petróleo en los Estados Unidos cayó desde 11,3 millones de barriles diarios (mbd) a 7,64 mbd. Sin embargo, el impacto agregado de los altos precios del petróleo, los avances tecnológicos señalados y el acceso a áreas restringidas, entre otros factores, permitieron que entre el año 2008 y 2011 la producción de petróleo haya aumentado en 1,3 mbd, la mayor parte del denominado *tight oil,* lo que constituye el incremento individual más importante en producción petrolera que haya registrado cualquier país en ese periodo. Colombia ocupa un honroso 5º lugar, después de Estados Unidos, Rusia, China y Brasil, con un incremento un poco inferior a 0,4 mbd[3].

El 'boom' de los hidrocarburos no convencionales no es el resultado de un diseño específico de política sino el producto de una serie de acontecimientos tecnológicos debidamente enlazados unos con otros.

Al mismo tiempo que se ha incrementado la producción de petróleo, la demanda en los Estados Unidos no ha superado los niveles del año 2005. Los dos efectos anteriores combinados, mayor producción y demanda estable, resultan en la disminución de las importaciones en un volumen que se estima en 5



mbd. Estimativos de CERA concluyen que los ahorros por menores importaciones de petróleo crudo representan, aproximadamente, la tercera parte del déficit comercial de los Estados Unidos en el año 2011. En el interior de ese país, Dakota del Norte desplazó a California y Alaska para convertirse en el segundo Estado productor, después de Texas, y todo el incremento de la producción a nivel nacional resultó ser la mayor de cualquier país fuera de la OPEP en el año 2011. El Departamento de Energía de Estados Unidos estima en 24.000 millones de barriles las reservas técnicamente recuperables de los denominados *shale oil resources.* Nada mal si se tiene en cuenta que en el año 2000 las reservas de petróleo en ese país eran de 30.000 millones de barriles.

Lo que ha ocurrido en petróleo en los Estados Unidos, es decir, el resurgimiento de su producción, tiene su capítulo equivalente en la denominada revolución del *shale gas.* El país presentaba una dependencia del suministro de GNL (Gas Natural Licuado) de importación. La situación ahora es completamente diferente y, gracias a la aplicación de las nuevas tecnologías de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico, se ha producido una expansión en la producción de gas natural, donde la participación del *shale gas* pasó del 2 por ciento en el año 2000 a cerca de 37 por ciento en 2012, y subiendo hasta un porcentaje cercano al 46 por ciento seguido del *tight gas,* con el 22 por ciento de participación para el año 2035.

El resultado de todo esto indica que mientras a mediados de la década pasada se esperaba que para el año 2025 los Estados Unidos tendrían que importar aproximadamente el 25 por ciento de sus consumos de gas natural, hoy día esa proyección señala que no solo la oferta estará en balance con la demanda, sino que será posible iniciar el tránsito de importador a exportador de gas natural probablemente al finalizar la presente década[4].

El efecto inmediato de las nuevas producciones de gas no convencional es la disminución de los precios internos. El Henry Hub Index viene en descenso y ha caído a niveles inferiores a 2,00 dólares por millón de btu (US$/mbtu). Por un efecto de carambola, este resultado puede afectar la competitividad de las industrias colombianas, que tienen que afrontar precios internos de este energético superiores a los de sus similares en los Estados Unidos. Por otra parte, el nuevo panorama de la industria del gas tendrá un impacto en la planificación de las expansiones de la capacidad de generación de energía eléctrica. Mientras que a finales de 2011 en los Estados Unidos la participación de los diferentes energéticos en la oferta de electricidad era: gas natural 34 por ciento, carbón 30 por ciento, nuclear 10 por ciento, hidroelectricidad 10 por ciento, como las principales fuentes, se encuentra que en el periodo 2009-2035, de la expansión prevista de 233 gigawatios (Gw) en la capacidad de generación, el 60 por ciento será a gas natural, 24 por ciento renovables, incluyendo fuentes eólicas e hidroeléctricas, y 11 por ciento carbón.



Carguero saliendo de Portland Maine, Estados Unidos

La distribución de los recursos no convencionales de gas natural: el nuevo orden[5]

La revolución del *shale gas* ofrece un nuevo esquema de distribución de este recurso natural en el mundo. Los países donde se concentra el mayor porcentaje de reservas de gas natural convencionales son: la antigua Unión Soviética (31%), Irán (15,8%) y Qatar (13,5%). Le siguen: Argelia 2,4 por ciento y Nigeria 2,8 por ciento, Emiratos Árabes 3,4 por ciento y Arabia Saudita 4,2 por ciento, Venezuela 3,0 por ciento y Canadá-Estados Unidos 4,6 por ciento. Así las cosas, la mayor parte de las reservas se encuentran en la antigua Unión Soviética, Asia y Medio Oriente, mientras que en las zonas de más alto consumo, como Estados Unidos y Europa occidental, el nivel de reservas es menor en proporción a su demanda.

Sin embargo, este panorama podría cambiar de conformidad con los resultados de un reciente estudio adelantado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, en el cual se evaluaron aproximadamente 70 formaciones de este tipo de gas en 48 cuencas, localizadas en 32 países.

Los menores precios del gas natural en los Estados Unidos pueden afectar la competitividad de las industrias colombianas, que tienen que afrontar precios internos de este energético superiores a los de sus similares en ese país.





Los resultados indican que las nuevas reservas recuperables de *gas shale* se estiman en 6.622 trillones de pies cúbicos (TPC), valor similar a las reservas recuperables de gas convencional estimadas en 6.609 TPC. De las nuevas reservas, cerca del 30 por ciento se encuentran en Estados Unidos, Canadá y México. En Europa surgen como nuevos jugadores Francia, Noruega y Polonia, con un 6,8 por ciento, mientras que en África las nuevas reservas de gas shale están concentradas en Sudáfrica, Argelia y Libia, con el 15 por ciento; en Suramérica, Brasil y Argentina con el 15 por ciento del total y, por último, en la región de Asia-Pacífico se destaca China con el 20,5 por ciento.

Cabe señalar que áreas como Rusia, Medio Oriente, Asia Central, sureste de Asia y África no hicieron parte de este estudio, puesto que o bien ya disponen de abundantes reservas de gas convencional o la calidad de la información no era suficiente para llevar a cabo el análisis de recursos con la profundidad requerida.

Los resultados sugieren una nueva distribución de los recursos gasíferos del planeta. Las zonas de alto consumo tendrán mayor disponibilidad de gas natural, como es el caso de Europa occidental, lo que reducirá la dependencia del gas ruso. Los Estados Unidos y sus socios en el Nafta (Tratado de Libre Comercio de América del Norte, por sus siglas en inglés) tendrán más recursos propios, lo que los obligará a importar menos y podrán convertirse en exportadores. Finalmente, se observa un potencial interesante en China, lo que constituye un alivio importante para su balance energético a largo plazo.

A raíz de esta nueva distribución de los recursos de gas natural no convencionales, puede decirse que los flujos de este energético entre los países se verán menos afectados por consideraciones geopolíticas y dependerán más de los arreglos comerciales directos entre compradores y vendedores. No olvidemos que en la actualidad, siendo Rusia e Irán los mayores depositarios del gas



Campo Dilly Creek (Canadá) de la compañía Nexen Petroleum. Archivo ACP.

convencional, el tema geopolítico siempre va a estar en la discusión.

Colombia aparece en este análisis con un total de 19 TPC de reservas recuperables de *gas shale*. Los planteamientos de la Ronda Colombia 2012, por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, comprenden el ofrecimiento de 31 bloques con alta prospectiva en este tipo de recursos.

De esta manera, el mundo tendrá recursos de gas natural para atender la demanda y brindarle un respiro ambiental al planeta, al incrementar el uso del gas para atender los requerimientos de energía a mediano y largo plazo.

Hacia una nueva reconfiguración energética

El panorama energético mundial se está reconfigurando. Hay un nuevo orden en la distribución de los recursos energéticos de petróleo y gas natural por cuenta de los hidrocarburos no convencionales. Más países tendrán acceso a estos recursos, los cuales ya no estarán tan concentrados en la antigua Unión Soviética y el Medio Oriente. Su distribución luce más equitativa desde el punto de vista geográfico, lo que beneficia a países y regiones que antes aparecían con una dotación de recursos relativamente escasa.

La situación de los Estados Unidos es la más interesante de destacar, en particular por su papel de mayor consumidor de energía del mundo. Los nuevos descubrimientos en *shale gas y tight oil* han cambiado el ajedrez energético del planeta. Siendo por tradición un país importador de gas natural, los nuevos descubrimientos del *shale gas* han hecho que este país pase de importar alrededor del 18 por ciento de su consumo a mediados de la década pasada, al 11 por ciento en 2010, hasta convertirse en exportador neto en 2020. En cuanto a petróleo crudo, las importaciones pasarán de un 60 por ciento del consumo en 2005, a 43 por ciento en 2012 y 36 por ciento a largo plazo, hacia 2035, según proyecciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Así las cosas, el balance energético de ese país, en cuanto a importación de petróleo crudo, se completa con los suministros desde Canadá. donde la producción de las denominadas *oil sands o* también conocidas como las tar sands, podría llegar a más de 3 millones de barriles día a comienzos de la próxima década. Junto con sus recursos de petróleo convencional, Canadá se convertiría en el quinto productor de petróleo del mundo, después de Rusia, Arabia Saudita, Estados Unidos y China.

La combinación de producción propia de petróleo más las importaciones de Canadá, con el que los Estados Unidos comparte una red de intercambios comerciales gracias a sus tratados de libre comercio firmados en 1988, parecen ser las claves de la "seguridad energética" largamente buscada desde la propia crisis y embargo petrolero de mediados de los 70. En efecto, hoy día los Estados Unidos están en capacidad de replantear el portafolio de los suministros petroleros, donde menos petróleo surcará los mares en sentido Medio Oriente-Occidente, mientras más barriles fluirán del Medio Oriente al Asia, en particular al mercado chino, al tiempo que mayores importaciones tomarán la ruta Canadá-Estados Unidos. Si a lo anterior se le suman los nuevos volúmenes de producción en Brasil, toma mayor sentido la afirmación inicial, según la cual habrá una distribución más uniforme de los recursos energéticos del planeta y, además, el eje energético del mundo se está moviendo al Nuevo Continente. **ACP**

1 Yergin, D. (junio de 2012). America's New Energy Reality. *New York Times*.

2 Yergin, D. (noviembre de 2011). The New map of the world. *The Washington Post*.

3 Burkhad, J. (2012). Oil and Gas Markets in 2012. Special report. New York: IHS CERA.

4 Conti, J. J. (2012). *Annual Energy Outlook* 2012. Washington: U.S. Energy Information Administration (EIA).

5 Yepes, L. A. (2011). Shale Gas - El nuevo orden. *Portafolio*.



La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) viene trabajando en un programa que ha posicionado el mensaje de prevención en la ciudadanía y ha tenido resultados en el campo judicial.

Juéguele limpio a su motor

Compre aceite lubricante 100% original



Entre ocho y diez millones de galones de aceite automotor se falsifican cada año en el país, lo que equivale a decir que entre el 15 y el 20 por ciento de los lubricantes que se venden en Colombia son falsificados.

Esta situación, que le genera más de 160 mil millones de pesos a las mafias dedicadas a este ilícito, afecta los ingresos de la Nación, el medioambiente y, principalmente, el patrimonio del consumidor, porque pone en riesgo la vida útil del motor de su vehículo. Por esa razón, la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) ha desarrollado un plan de actividades, con dos componentes definidos: elevar el nivel de conciencia de los consumidores sobre la existencia de esta problemática mediante una estrategia de comunicación y, en segundo término, apoyar a las autoridades en su lucha contra las redes ilegales que falsifican el aceite automotor.

Respecto al consumidor, el objetivo de la ACP ha sido informarlo a partir de una campaña de comunicación, con el propósito de facilitar que él mismo pueda adoptar medidas para protegerse de esta actividad ilegal. En ese sentido, el Presidente de la ACP, Alejandro Martínez Villegas, manifiesta que en este componente "es fundamental que la gente se entere de que podría estar siendo engañada por parte de unas personas que le estan vendiendo un producto falso".

El Presidente de la ACP recuerda algunos consejos prácticos que los consumidores pueden poner en práctica para evitar ser víctimas de los falsificadores: "Nunca cambiar el aceite en sitios que no sean de su total confianza, y estar muy pendientes de cómo están los empaques; si llegan a notar un consumo no justificado de gasolina, o no pasan el control de emisión de gases, puede ser que el aceite sea falso". Además, Martínez Villegas recuerda que los daños al motor causados por los lubricantes falsos no son evidentes en el primer cambio de aceite, sino a mediano y largo plazo.

Recomendaciones similares hace el reconocido periodista Manuel Orduz, redactor de la sección Vehículos, del periódico El Tiempo, y quien ha hecho varias investigaciones sobre el tema. Para él, el consumidor debe estar alerta y 'no comer cuento' cuando le digan que el aceite está muy negro y hay que cambiarlo. "Por el contrario, si el aceite está negro es porque está cumpliendo con su labor de limpiar, pues si sale blanco quiere decir que no lo está haciendo", sostuvo.

Explicó que "un aceite falso no es tan detergente, el motor se contamina más, y al no limpiar correctamente el vehículo no pasa la revisión técnico-mecánica. También recomendamos cambiar los filtros cada cinco mil kilómetros, así el aceite dure diez mil, comprarlos siempre nuevos, no de segunda, y que sean destapados en presencia del consumidor".

Condenas

En cuanto al apoyo a la Policía Nacional, la ACP ha contribuido en los últimos años a fortalecer sus laboratorios y a capacitar a los investigadores para que puedan identificar un lubricante falso.

Precisamente, la acción de las autoridades contra estas bandas permitió que en junio último un juez de Bogotá condenara a 29 meses de prisión a seis personas, al hallarlas responsables de los delitos de usurpación de derechos de propiedad industrial y derechos de obtentores de variedades vegetales, establecidos en el artículo 306 del Código Penal.

Los sentenciados fueron detenidos por agentes de la Policía el 21 de diciembre de 2010, en dos fábricas clandestinas ubicadas en el suroccidente de la capital. En la misma decisión, el juez les impuso una multa de 16 salarios mínimos legales mensuales vigentes, por su responsabilidad en esos delitos.

Para el presidente de la ACP, Alejandro Martínez Villegas, en materia de judicialización se ha avanzado mucho. "La actividad de la Policía es muy intensa en las principales ciudades capitales del país. Allí hay una actividad muy proactiva de las instituciones gubernamentales, que han contado con nuestro apoyo", sostuvo.

En ese mismo sentido se manifiestan los asesores jurídicos de la ACP, encargados de representar a las empresas en los procesos adelantados por la Fiscalía, quienes opinan que, en materia de judicialización, los resultados han sido bue-

nos, no obstante la falta de personal de la Policía para adelantar los procesos y el ritmo del sistema judicial.

Para ellos, la falsificación de lubricantes es un delito muy difícil y complejo de investigar para las autoridades, pues sus autores se sienten perseguidos por ellas y trasladan sus fábricas ilegales o cambian de razón social sus locales en caso de que sean sellados.

Los abogados consultados precisaron que recaudar las pruebas es una labor muy exigente, entre otras razones porque un fiscal debe cumplir con ciertos requisitos para ordenar un allanamiento, lo que implica una labor investigativa muy cuidadosa por parte de los investigadores, así como la colaboración de las compañías productoras de lubricantes, para facilitar las muestras necesarias que permitan a las autoridades comparar un aceite original con uno falsificado.

En este punto los resultados obtenidos por las autoridades y la Fiscalía se traducen, hasta el momento, en: 38 personas capturadas, 6 condenadas, 30 allanamientos a inmuebles relacionados con este ilícito, 9 fábricas desmanteladas, 21 establecimientos de comercio allanados y 20 procesos penales iniciados, según datos de la ACP.

El verdadero

El aceite original está compuesto por una base lubricante virgen refinada de primera calidad y un paquete de aditivos seleccionados que le imprimen excelentes cualidades de resistencia y desempeño para proteger adecuadamente el motor. En resumen, sus funciones son: lubricar, evitar la fricción entre las partes metálicas que se mueven entre sí, enfriar los componentes y limpiar. Sin aceite, la temperatura del motor se elevaría mucho y las piezas se desgastarían demasiado.

Una de sus principales propiedades es la viscosidad. En un desempeño óptimo los aceites multígrados poseen una excelente fluidez a baja temperatura, lo que protege el motor contra el desgaste en el momento de encenderse en frío, e igualmente proporcionan una película lubricante resistente a las elevadas temperaturas de operación del motor, que evita el contacto de las partes metálicas cuando el vehículo está en movimiento. Un lubricante falso no tiene esa cualidad detergente y, por lo tanto, no limpia bien el motor, este se ensucia más rápido y contamina más.

En general, la recomendación de los fabricantes es que el aceite lubricante se debe cambiar en promedio cada seis mil u ocho mil kilómetros para garantizar la mejor protección, aunque esta condición varía de acuerdo con el tipo de vehículo, su uso y especificaciones técnicas del aceite lubricante. También es oportuno cambiarlo a los 6 meses, aunque no se haya completado el kilometraje recomendado por el fabricante.

Si no se cambia el aceite lubricante en el tiempo adecuado, podría ocurrir que aumente su viscosidad por efecto del fenómeno de oxidación, a tal punto que perdería totalmente su fluidez y permitiría el contacto directo de las partes internas del motor, hasta el punto de fundirse entre sí, ocasionando un daño catastrófico.



El fenómeno de la falsificación se extiende también a los tarros y empaques plásticos utilizados para su comercialización. Por eso es importante que los consumidores tengan en cuenta ciertas características para evitar ser engañados

ACEITE LUBRICANTE ORIGINAL

Es diseñado y formulado en laboratorios de investigación y desarrollo de compañías fabricantes reconocidas.

Está compuesto por una base lubricante virgen refinada de primera calidad y un paquete de aditivos seleccionados que le dan cualidades de protección y alto desempeño.

Protege las partes del motor para evitar el desgaste, la corrosión y la fricción.

Garantiza una permanente y óptima protección del motor debido a sus altos estándares de calidad y desempeño.

Se debe adquirir únicamente en lugares reconocidos.

Permite el ahorro de combustible.

Protege y conserva el medioambiente.





"Es fundamental que la gente se entere de que podría estar siendo engañada por parte de unas personas que están vendiendo un producto falso" Alejandro Martínez, Presidente de la ACP.

El fenómeno de la falsificación se extiende también a los tarros y empaques plásticos utilizados para su comercialización. Por eso es importante que los consumidores tengan en cuenta ciertas características para evitar ser engañados. Es necesario observar que el empaque se encuentre en buen estado, que el 'foil', o sello de seguridad, si el empaque lo tiene, esté en perfecto estado, y que la tirilla de la tapa esté en su totalidad adherida y no tenga enmendaduras ni cortes.

De otra parte, un aspecto relevante es que este año entró en vigencia el nuevo Estatuto del Consumidor, que le da competencia a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), entre otros, para investigar y sancionar a los comerciantes que se presten para vender aceites lubricantes falsificados.

En ese sentido, el Presidente de la ACP destaca el papel de este nuevo actor, que "con la nueva normatividad tiene competencia sobre este tema de falsificación, con miras a proteger al consumidor e implementar sanciones que van a ser muy efectivas en contra de este fenómeno".

Campaña

Para contrarrestar este delito, la ACP y la Policía Nacional pusieron en marcha la campaña 'Dale a tu motor aceite lubricante 100% original', la cual tiene como objetivo informar a los ciudadanos acerca de la problemática de la falsificación de aceites lubricantes, motivarlos para que tomen medidas preventivas, se abstengan de comprar y usar aceites lubricantes falsificados y denuncien ante las autoridades.

Esta iniciativa también está dirigida a quienes comercializan aceite lubricante, porque ellos deben informarse adecuadamente para ofrecerle al consumidor productos originales, que cuiden el medioambiente y garanticen una vida útil al motor de sus clientes.

La actividad se ha realizado en concesionarios, almacenes de cadena, talleres, puntos de venta de aceites lubricantes y estaciones de servicio de Bogotá, Cali, Medellín, Barranquilla, Bucaramanga y Pereira.

Además, fue diseñado el sitio web para la campaña www.aceiteoriginal.com.co, donde el consumidor encontrará información relacionada con noticias, preguntas frecuentes y recomendaciones, entre otros. En cuanto a las redes sociales, los seguidores pueden unirse al fan page de Facebook "aceite original, amigo original" y al twitter @aceiteoriginal. Igualmente, la Policía habilitó la línea nacional 01 8000 910600, y en Bogotá el 3159111 o el 123, para que los ciudadanos denuncien cualquier irregularidad. ACP



Disposición adecuada del aceite usado en un centro automotriz.

ACEITE FALSIFICADO

Es elaborado 'artesanalmente', sin ninguna técnica de fabricación.

Se hace a partir de aceites residuales de desecho, o de bases lubricantes de muy pobre calidad lubricante, sin ningún tipo de aditivos.

No brinda protección, permite elevados desgastes y obstruye los filtros del motor debido a que no tiene resistencia a la oxidación.

El motor sufre un deterioro paulatino, con daños irreversibles, ante lo cual la única opción es repararlo completamente.

Se compra en cualquier lugar, y no tiene el respaldo de la marca.

Genera un mayor esfuerzo mecánico, que incrementa el consumo de combustible.

Causa un importante daño al medioambiente.



Amylkar D. Acosta M
Miembro de la Junta Directiva
de Ecopetrol

LOS BIOCOMBUSTIBLES *como parte de la solución*

De lo que se trata entonces en Colombia, en primera instancia, es de mejorar la calidad del combustible de origen fósil, y a ello apunta la mezcla de un porcentaje de etanol con la gasolina y, análogamente, un porcentaje de biodiésel de palma con el DIÉSEL

Desde el primer momento los biocombustibles en Colombia, como en el resto del mundo, se concibieron con un alcance multipropósito. No se trata, ni mucho menos, de reemplazar o sustituir el consumo de combustibles de origen fósil. Se busca sí depender menos de ellos, ya que además de ser cada vez más costosos y escasos, son altamente contaminantes. Estamos ante una realidad incontrastable: a pesar de ser escasos, costosos y contaminantes, según la Agencia Internacional de Energía (AIE), el consumo de energía en el mundo tendrá un incremento del 40 por ciento para el 2030, y un 30 por ciento del mismo será satisfecho con petróleo.

De lo que se trata entonces en Colombia, en primera instancia, es de mejorar la calidad del combustible de origen fósil, y a ello apunta la mezcla de un porcentaje de etanol con la gasolina y, análogamente, un porcentaje de biodiésel de palma con el DIÉSEL. A través de esta mezcla se oxigena el combustible, y de este modo se reducen las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y otros gases contaminantes, a causa de la combustión en los motores, ya sean de ciclo Otto o diésel.

Ahora bien, para producir los biocombustibles se requiere contar con la materia prima (feedstock) –la cual participa entre el 55 y el 80 por ciento en el costo total del producto final– que proporciona el sector agrícola, el cual recibe un gran impulso gracias a la demanda por la misma. De esta manera se producen unos encadenamientos productivos, que le imprimen una mayor dinámica al crecimiento del PIB agrícola, y al empleo rural, especialmente. La afluencia cada vez mayor de capital de riesgo para ser invertido en este nuevo clúster es una realidad en Latinoamérica, en general, y en Colombia, en particular.

Colombia: país con petróleo

En el caso colombiano, es claro que tiene un precario autoabastecimiento de hidrocarburos, que no va más allá de los 8 años. Es más, el año anterior Colombia tuvo que importar 351.881 barriles de gasolina (1,4% de las ventas en el mercado doméstico) y 14'101.563 de petrodiésel (38,6% de las ventas). Entre enero y febrero de este año se importaron 189.720 barriles de gasolina (4,3% de las ventas), un promedio superior debido fundamentalmente a la interrupción del suministro de etanol para la mezcla a causa de la ola invernal, que trajo consigo el fenómeno de la niña, como también a la limitada capacidad de refinación del país. En este mismo lapso se importaron también 1.964.528 barriles de Diesel. Ello le significó un costo al país, en términos de divisas y de subsidios que debió absorber la Nación. De enero de 2009 al 31 de marzo de 2010, el Ministerio de Minas y Energía debió reconocerle a Ecopetrol, por este último concepto, $390.35 millardos, calculado a partir de la

diferencia del costo de importación y el precio paridad exportación. De modo que a Colombia le viene muy bien tener en los biocombustibles, además de un complemento, una oportunidad para depender cada vez menos de los hidrocarburos, habida consideración de que dadas sus limitadas reservas de crudo anda sobre el filo de la navaja.

De Colombia siempre se ha dicho que es un país con petróleo, mas no un país petrolero, y ello en razón de sus modestas reservas del oro negro. Desde el año 2000 las reservas de crudo en Colombia venían en caída libre, hasta que por fin, a partir del año 2007, empezaron a recuperarse de manera sostenida, aunque leve. Después del hallazgo de Cusiana, Colombia no ha vuelto a tener otro de su importancia; de allí que las mayores reservas responden en una gran proporción a la mayor tasa de recobro, gracias a la recuperación secundaria y terciaria de campos ya en explotación. Y ello, a pesar del gran esfuerzo exploratorio de los últimos años, que llevó a Ecopetrol a pasar de 18 pozos perforados en el año 2000 a 108 en el 2010. Es muy diciente que en el 2011, de 408 millones de barriles de crudo de nuevas reservas incorporadas, solo 8 millones corresponden a nuevos descubrimientos.

A ello se suma el hecho, que viene registrando el Gobierno con gran preocupación, de que la relación reservas-producción (R/P) ha venido de capa caída durante los últimos 3 años, alejándonos peligrosamente, en lugar de acercarnos, de la esquiva meta de los 10 años, que es el estándar a nivel internacional. Es decir, que el autoabastecimiento de Colombia en materia petrolera es bastante precario, con un horizonte limitado a solo 6,5 años, razón suficiente para explorar y explotar otras alternativas que puedan suplir, así sea en parte, el abastecimiento nacional.

La afluencia cada vez mayor de capital de riesgo para ser invertido en este nuevo clúster es una realidad en Latinoamérica, en general, y en Colombia, en particular.

Qué importantes, entonces, son los biocombustibles para la seguridad energética del país.

A guisa de ejemplo, para dimensionar tal importancia:

La producción de 500 mil toneladas de biodiésel de palma al año, igual a 3,6 millones de barriles de biodiésel, que es la actual capacidad instalada en Colombia, equivale a cargar las refinerías con 18 millones de barriles de petróleo por año (para producir un barril de diésel se requieren 5 barriles de petróleo) o al descubrimiento de un campo de 360 millones de barriles de petróleo producibles cada 20 años o, en otras palabras, a descubrir reservas producibles por un valor de 36 mil millones de dólares cada 20 años al precio del petróleo hoy, petróleo que se estaría exportando, con los ingentes beneficios transversales que tiene, como que al llegar a manos del Estado se distribuyen de manera universal.

Y el país ya sabe lo que cuesta perder el autoabastecimiento, como lo perdió en la década de 1974-1984; ello le costó al país US$ 5.500 millones de la época. Una muy amarga experiencia esta, como para no repetirla, y para evitarlo, los biocombustibles son el gran aliado. ACP

En Vichada
se desarrolló un *modelo* de confianza

A partir de 2013, la campaña exploradora de hidrocarburos se adentrará en nuevas áreas del país. La capacidad para generar ambientes de colaboración y confianza será determinante para asegurar el buen desarrollo de las eventuales operaciones extractivas.



Cortesia: Talisman Colombia Oil & Gas



A través de la Ronda Colombia 2012, 46 bloques para exploración serán adjudicados. El éxito de las operaciones para identificar los nuevos yacimientos de petróleo y gas no solo depende de los instrumentos tecnológicos que se utilizan para estos propósitos. El ingreso por primera vez a estos territorios debe conducir a establecer ambientes colaborativos con los habitantes de la región.

Una de las áreas donde se realizarán operaciones de exploración por primera vez es la cuenca Vaupés-Amazonas. Esta es una región única en biodiversidad, con un sistema petrolífero que puede ser parecido al de las cuencas de Brasil y Bolivia, que han tenido importantes descubrimientos[1].

El anuncio de una eventual presencia de hidrocarburos produce expectativas y temores entre las comunidades aledañas a las áreas de exploración.

Resulta importante, entonces, crear sinergias entre los intereses de la operación y los de los habitantes de la zona. La fase de exploración es el punto de partida para armonizar los intereses de la región y crear un ambiente favorable, para que la extracción del recurso apalanque el desarrollo sostenible de la región.

En 2008, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) se enfrentó a un escenario semejante. Para garantizar la sostenibilidad de la operación petrolera y generar un desarrollo sostenible en la región, puso en marcha el proyecto conocido como "Desarrollo de Crudos Pesados" en la cuenca oriental de los Llanos Orientales.

"No se trataba de crear una consulta previa, sino informar y construir un buen ambiente".

La experiencia del Vichada. Enfoque para ingresar al territorio

La cuenca de los Llanos Orientales, conformada por los departamentos de Meta, Arauca, Casanare, Guainía, Guaviare y Vichada, es el epicentro de varios de los más importantes proyectos de desarrollo de petróleo y gas en Colombia.

Desde 1950 se realizan programas de sísmica para identificar nuevos yacimientos de hidrocarburos, lo que ha permitido un conocimiento general de la región. Sin embargo, para 2008 la información disponible sobre los bordes orientales de la cuenca era aún escasa.

Para desarrollar el potencial de esa región, poco conocida, ese mismo año el Gobierno puso a rodar el proyecto "Desarrollo de Crudos Pesados en la cuenca oriental de los Llanos Orientales", para un área de 127.058 km^2, distribuidos en ocho bloques ubicados en los departamentos de Vichada, Casanare y Meta. Estos se adjudicaron a seis compañías petroleras, a través de la Ronda de Crudos Pesados 2008, para que adelantaran las actividades de exploración.

Vichada, ubicado en la cuenca geológica que en Venezuela tiene grandes reservas probadas de petróleo, pronto se convirtió en escenario de grandes expectativas económicas, tanto de las compañías petroleras como de los habitantes de la región.

Además de tener una gran importancia en términos de biodiversidad y estar habitada por una variedad de grupos indígenas, Vichada es una región con una serie de procesos complejos. El más reciente estuvo relacionado con la presencia de cultivos ilícitos de coca y marihuana, y el accionar violento de grupos armados ilegales.

"En una región con estas características, a la voz de petróleo no solo se crean expectativas, también se despiertan temores", explicó Margarita Serje, profesora del Departamento de Antropología de la Universidad de los Andes y directora del proyecto de acompañamiento a la consulta previa para el desarrollo de Crudos Pesados en la Orinoquia Oriental.

"Lo que nosotros vimos, cuenta Serje, es que la gente temía que se presentaran procesos de violencia fuerte, como sucedió con la llegada de la coca, y que se diera una degradación ambiental. Y en el caso de los indígenas, que haya una migración de colonos que les invada sus territorios".

La ANH, consciente de las expectativas, los temores y del potencial que el petróleo tiene para acelerar el desarrollo social y económico de la región, consideró que esta era una gran oportunidad para implementar un acercamiento diferente entre las comunidades, las autoridades locales y las compañías petroleras, y que condujera a un desarrollo adecuado para una zona tan compleja.

El proyecto de "Desarrollo de Crudos Pesados" no solo incluyó una campaña exploratoria para cuantificar los posibles volúmenes existentes en esas áreas, también realizó un trabajo coordinado con todos los actores involucrados, para armonizar los intereses tanto de la industria de hidrocarburos como los de la región, de tal forma que se establecieran las bases para construir un entorno que, simultáneamente, permitiera la extracción del recursos y el desarrollo sostenible de la zona[2].

Esto se tradujo en un nuevo modelo de colaboración, promovido y coordinado por la ANH, un proceso de reconocimiento del territorio, que comienza por informar a todos los actores, de forma adecuada, las actividades que se iban a realizar, y escuchar las expectativas, temores y visiones de desarrollo de los habitantes de la región.

No es crear "un lenguaje común", sino hacer un esfuerzo por comprender los distintos lenguajes de las partes involucradas.



Informar: clave para construir un buen ambiente

Germán Botero, quien se desempeñó como director del proyecto piloto "Desarrollo de Crudos Pesados" entre 2008 y 2011, y hoy es consultor asociado de la firma Trust, dijo que la razón de ser del proyecto se basó en "apoyar el desarrollo sostenible de la Orinoquia, definido por sus habitantes y apalancándose en los recursos hidrocarburíferos de la región"[3]. El plan de acción del proyecto se fundamentó en las tres dimensiones del desarrollo sostenible (económica, social y ambiental), pero se concentró en temas sociales comunes a la ANH y a los operadores, agregó Botero.

El primer paso del proyecto fue reconocer que Vichada es un territorio con habitantes de diferentes



Indígenas Sikuani miembros de comunidades indígenas del Vichada, en reunión de socialización. Cortesia: Talisman Colombia Oil & Gas

perfiles, no solo de las distintas comunidades indígenas, sino también de campesinos, autoridades locales, religiosas, comerciantes, inversionistas de las compañías petroleras, entre otros.

Con esto, procedieron a categorizar los actores en diferentes grupos, para informarles en detalle qué iba a pasar en sus territorios. Periódicamente realizaron reuniones de seguimiento con estos grupos, para comunicarles los avances del proyecto y mantenerlos actualizados.

"Acá no hubo lista corta de quién sí o quién no, cualquier persona dentro del territorio fue incluida e informada sobre lo que iba a pasar, antes de que ocurriera. No se trataba de crear una consulta previa, sino de informar y construir un buen ambiente", explicó Germán Botero.

En las dimensiones del proyecto, construir un buen ambiente no solo significó obtener el respaldo de las comunidades aledañas a la operación, sino además preparar a los habitantes para un posible impulso económico con las operaciones de producción de petróleo, que vendrían acompañadas de regalías y generación de empleo. Así, realizaron actividades de capacitación con los integrantes de las Juntas de Acción Comunal y los profesores del Vichada, en temas relevantes para el proyecto.

Al respecto, Germán Botero señaló que "la capacitación a los profesores fue determinante, toda vez que ellos son multiplicadores hacia los niños. Y los niños tienen que estar enterados de lo que sucede en su región. Si uno piensa en la zona ca-



Miembro Sikuani de resguardo indígena, leyendo cartilla de socialización del proyecto Dajitaneja. Cortesia: Talisman Colombia Oil & Gas

fetera, cualquier persona sabe qué es la broca del café. Entonces, en la Orinoquia la gente debe saber qué es el petróleo, cuáles sus procesos, su tipología; hay que motivar a la gente para que se interesen en temas afines y, eventualmente, constituyan el capital fundamental para que la región prospere".

Informar fue la clave para despejar temores y construir confianza. La gente que vive en la Orinoquia no estaba informada de los planes que tiene el Gobierno para esta región, "porque la información se queda en las capitales y no llega a las veredas, a los resguardos" (...) "Nosotros como universidad apoyamos a las localidades para informar a los habitantes de las veredas y resguardos sobre los planes del Gobierno en esos territorios. Era importante explicarle a la gente por qué es importante el petróleo para la economía de la Nación y qué implicaciones tiene la exploración petrolera, así como informarles cuáles son sus derechos y cuáles sus obligaciones como ciudadanos", manifestó Margarita Serje, profesora de la Universidad de los Andes.

Comprender: principio para la concertación de los puntos de vista

Para acompañar los procesos de consulta previa, la ANH contrató el Centro de Estudios Socioculturales (CESO) de la Universidad de los Andes. Se conformó un equipo de 15 investigadores jóvenes, para realizar trabajo etnográfico con las comunidades indígenas.

Durante un tiempo convivieron con estos grupos étnicos, recolectaron información sobre sus culturas y les explicaron de qué se trataba el proyecto.

El propósito fue entender mejor qué pasaba en el territorio, cómo se debía trabajar de la mano de sus habitantes, para crear sinergias frente al trabajo simultáneo de la exploración y volverse mejores traductores hacia las empresas.

No se trató de crear "un lenguaje común", más bien de hacer un esfuerzo por comprender los distintos lenguajes de las partes involucradas. Los actores tienen diferentes formas de valorar, entender y dimensionar los problemas, pues significan cosas distintas en la vida de cada grupo. Esta fue una de las recomendaciones del equipo de investigadores de la Universidad de los Andes.

Construir un buen ambiente no solo significó obtener el respaldo de las comunidades, sino además preparar a los habitantes para un posible impulso económico con las operaciones de producción de petróleo.

Cumplido el tiempo, comenzaron los acercamientos establecidos por la ley, las consultas previas. Para entonces ya había claridad sobre los intereses de cada una de las comunidades, lo que les permitió crear un proyecto de acuerdo con sus propias visiones de desarrollo[4].

Este trabajo permitió que empresas como Talismán, Ecopetrol, BHP Billiton, Pluspetrol, ExxonMobil y Meta Petroleum construyeran relaciones con las comunidades indígenas de las zonas de influencia.

Confianza: base del desarrollo

Involucrar a los actores clave desde antes de iniciar cualquier operación de perforación y extracción de petróleo, posibilita diálogos sobre los puntos de interés comunes.

Cuando esto ocurre, explica Germán Botero, "se crean asociaciones



Escuela San Juan del Morro, Resguardo Unuma. Cortesia: Talisman Colombia Oil & Gas

de largo plazo, donde las comunidades identifican como conveniente para ellos el desarrollo de la actividad extractiva, no porque les estén pagando permisos de operación sino porque el ingreso de capital del sector hidrocarburos está directamente correlacionado con su visiones de progreso. En la medida en que exista esa identificación entre los intereses y esas correlaciones se aclaren, van a ser las comunidades las que favorecen el desarrollo de la actividad y no la van a atacar, como en muchos casos ha pasado".

Otra enseñanza de este proyecto es aceptar que la región no es una zona delimitada por un contrato, sino un área donde confluyen temas sociales, ambientales y económicos. No solo importa que las inversiones estén orientadas a atender las prioridades de la región. Se requiere, además, que sea el Estado el que defina una visión de desarrollo. Acá no debe olvidarse que el desarrollo sostenible de una región no puede estar atado a una actividad económica específica, señala Botero.

"Era importante explicarle a la gente por qué es importante el petróleo para la economía de la Nación y qué implicaciones tiene la exploración petrolera".
Margarita Serje, directora del proyecto de acompañamiento a la consulta previa para el desarrollo de Crudos Pesados en la Orinoquia Oriental

El proyecto de Desarrollo de Crudos Pesados fue un ejemplo de colaboración armónica entre empresas, Estado, comunidades y ONG, en busca de un único norte. La construcción de ambientes de confianza fue esencial. "La confianza, señala Fukuyama, resulta ser la base del desarrollo, tanto cuando hacemos referencia a la confianza de la sociedad hacia el Gobierno, como de la confianza que se tengan entre sí los diversos sectores de la sociedad, pues de ello dependerá que los acuerdos que se creen sean confiables"[5]. ACP

1 Vargas, C. (marzo de 2009). Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. *Revista de la Academia Colombiana de Ciencia, No. 126.*

2 Botero, G. (marzo de 2012). La sostenibilidad de desarrollos hidrocarburíferos: el caso del proyecto Desarrollo de Crudos Pesados en la cuenca oriental de los Llanos Orientales - Área oriental. *Revista Petroleum, edición 266.*

3 *Ibídem.*

4 Inmersos en la selva del Vichada (2011). Revista *Semana, 178-179.*

5 Fukuyama, F. (1995). Trust: The Social Virtues and the Creation of Prosperity. New York: Free Press Paperback.



En la búsqueda DEL EQUILIBRIO:

gobernabilidad y responsabilidad social

Por Luis Fernando De Angulo



En los últimos años se ha presentado un notable incremento en los llamados conflictos socio-ambientales, que han derivado en parálisis de proyectos de exploración, producción y transporte de hidrocarburos. Estos conflictos trascienden el acostumbrado 'tire y afloje' que se da entre algunas comunidades, en la aspiración a empleo o la negociación de predios o tensiones por el manejo de un impacto ambiental.

Muchos aspectos de las expectativas locales, negociaciones y acuerdos han cambiado, las organizaciones involucradas no son necesariamente locales, el papel del gobierno local y sus responsabilidades se han tornado impredecibles. El recurso de bloquear vías y paralizar proyectos se ha vuelto tan frecuente e intenso, que ha generado una crisis de gobernabilidad en varias de las regiones petroleras.

Posiblemente lo más grave de todo es que se está afianzando una lógica extorsiva en la relación del entorno y los proyectos petroleros, que en algunos casos los está haciendo inviables.

Si se miran con detenimiento las razones aparentes por las cuales se han llevado a cabo los bloqueos y los paros, y se observan los acuerdos para levantarlos, se encuentra una tipología de situaciones que, precisamente por repetitiva, amerita una acción de fondo que no sea la concesión de aportes y dádivas obtenidas con la presión:

Esta situación se ha exacerbado con la entrada en vigencia de la Ley de Regalías, que ha disminuido la discrecionalidad de la inversión local. La nueva ley orienta la inversión de las regalías hacia proyectos que deben ser estructurados y pasar un mínimo test de calidad y razonabilidad. La aparente lentitud para formular proyectos y en ser aprobados por las nuevas instancias de inversión de las regalías, se suma a estímulos y mensajes que las comunidades están recibiendo para que presionen a las empresas a ofrecer proyectos que reemplacen de alguna manera las regalías, para cuyo uso se está exigiendo más rigor. Infortunadamente, una equivocada concepción de colaboración para el desarrollo local está derivando en que las administraciones locales puedan encontrar en los paros un mecanismo de alivio a las exigencias rigurosas de la nueva Ley de Regalías y, por lo tanto, tiendan a percibirlos como un recurso para apalancar otros aportes sin los requisitos que trae la Ley de Regalías.

Fondos para sustituir regalías

El número de conflictos ha subido en departamentos y municipios con renovada actividad de exploración y producción, que además han sido entidades productoras que han recibido directamente regalías, y continuarán recibiéndolas bajo el requisito de formulación de proyectos. Este hecho no debería pasar inadvertido ni ignorarse, pues muchas de las peticiones en los paros tienen que ver con la demanda insatisfecha de servicios básicos para las comunidades, como agua, alcantarillados e inversiones para diversificar el desarrollo. Llama la atención que las presiones se orienten hacia los proyectos mineros y petroleros.

Reclamos por el uso de las vías o incidentes ambientales

Como se aprecia en la gráfica, un número muy importante de paros y conflictos se relaciona con reclamos por el uso de las vías o por incidentes ambientales. Aquí cabe preguntarse si los procedimientos de preparación y monitoreo de los impactos de proyectos de exploración y producción es apropiado, o si el intenso uso de las vías, especialmente en la regiones en donde la red de oleoductos es insuficiente, se vuelve una oportunidad para conseguir de las empresas inversiones que las administraciones nacionales y regionales no han acometido.

Si un proyecto de exploración o producción requiere usar vías que tienen especificaciones de carga y tráfico inferiores a los requerimientos del mismo, es razonable esperar que esta situación se detecte antes de iniciar el proyecto, durante los procesos de evaluación de riesgos e impactos de las empresas y, en consecuencia, la adecuación de la vía, su mantenimiento y reparación sean parte de los costos de un proyecto.

Algo bien distinto es que los proyectos tengan que enfrentar paros y parálisis, porque las comunidades, con apoyo tácito o explícito de administraciones locales, tengan que adelantar inversiones adicionales a las vías que usan y cuidan o se les exija participar en proyectos de desarrollo vial, que son parte de justas aspiraciones pero no tienen conexión directa con las actividades de un proyecto. Si esto fuera condición para adelantar una exploración y posterior producción, tendría que ser una situación conocida y aceptada con anterioridad a la firma de un contrato.

Es razonable que las comunidades esperen que sobre las actividades que causan un impacto se ejerza una vigilancia preventiva y eficaz; sin embargo, la ausencia de una gestión apropiada de los impactos no se puede resolver con negociaciones en paros, que terminan mandando el mensaje de que el descuido en la vigilancia y prevención resulta rentable como mecanismo para obtener nuevos proyectos, que además terminan siendo descritos como de responsabilidad social.

Empleo y contratación local

La justa y deseable aspiración a que la inversión petrolera o minera establezca vínculos productivos con las economías locales y la comunidad, ha sido también víctima de la insuficiencia en gobernabilidad local y de las intervenciones de intermediarios.

El primer deber del Estado es la protección de los derechos de sus asociados, ciudadanos y empresas para, entre otras cosas, asegurar que las relaciones entre estos esté desprovista de amenazas, extorsiones, exclusiones y sin discriminación. Esta obligación esencial no se está cumpliendo cuando el bloqueo se vuelve el mecanismo privilegiado para la satisfacción de expectativas y formación de acuerdos. El paro también se ha vuelto el mecanismo legitimador de la intermediación laboral, fuente de corrupción, cuando líderes de organizaciones cívicas o de otras asociaciones obtienen comisiones y favores para incluir a un vecino en la lista de candidatos que va a ser presentada a los contratistas de las empresas operadoras.

No es pensable una locomotora que no se descarrile si los entornos no se armonizan

Es evidente que las empresas necesitan y les conviene la mayor articulación posible con la economía local, pero esta debe ser transparente, y mal puede ir en desmedro de la seguridad de los trabajadores, de la comunidad y de la viabilidad de la inversión. En el Meta ha habido paros para exigir que a los vehículos y equipos que sean contratados localmente se les reduzcan las especificaciones de seguridad industrial para poder calificar; en ocasiones empresas y proyectos han tenido que crear nóminas de personal, sin oficio previsto, para lograr satisfacer las cantidades de mano de obra que los intermediarios necesitan colocar. En un proyecto se negoció una prima de "normalidad laboral", una especie de bono adicional, acordado para levantar un paro con la finalidad de que no ocurra otro. Esto por encima y en adición a los salarios convencionales.

¿Qué impacto tiene esto en la economía local? ¿Sobre la viabili-

Sobrevuelo región del Vichada. Cortesia: Talisman Colombia Oil & Gas



Las protestas y los paros reflejan la desalineación entre las políticas de desarrollo sectorial y la política de desarrollo territorial.

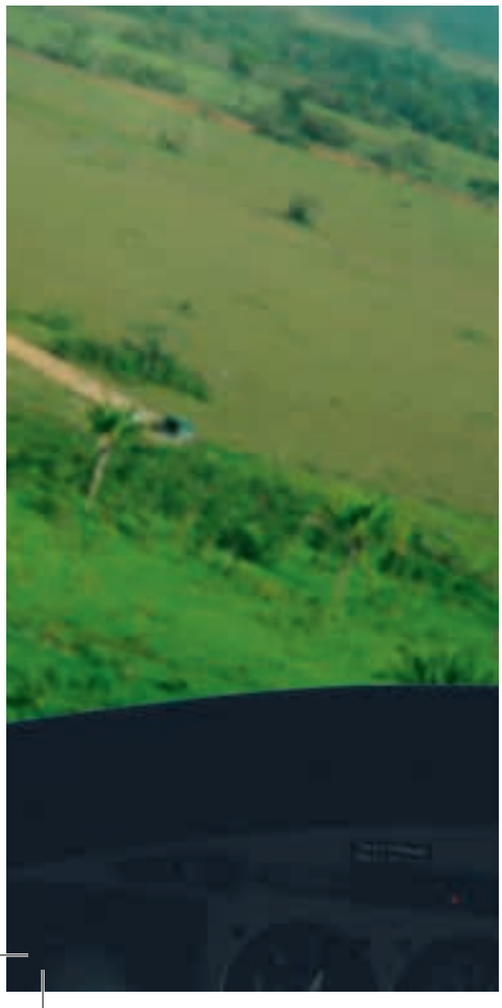


dad de otros sectores? ¿Cuál es el conjunto de capacidades que requiere la comunidad para el desarrollo de toda la economía? Estas preguntas no se formulan en la mesa de negociación de los paros centrados en capturar la bonanza y la lotería, mas no el bienestar.

Es inevitable preguntarse la función de arbitrar conflictos, prevenir abusos y atender a las comunidades, ¿en donde reside?, ¿de qué y de quién depende? Hay todo un reto de aseguramiento de transparencia, en donde las prácticas empresariales generen toda la confianza en que los contratistas y las políticas de vinculación se cumplan por parte de contratistas pero, también, en asegurar que la interacción empresa-comunidad no sea una oportunidad de extorsión de clientelismo y de prácticas carentes de transparencia.

Sector y territorio

Las protestas y los paros reflejan la desalineación entre las políticas de desarrollo sectorial, o sea, las locomotoras minera y petrolera, y la política de desarrollo territorial. Estos dos componentes esenciales de una estrategia de desarrollo –sectorial y territorial– no se han logrado armonizar en la gestión pública y, con notabilísimas excepciones[1], las empresas y las comunidades se encuentran y se descubren en el momento en que las primeras llegan a iniciar sus actividades contractualmente obligatorias y las segundas se enteran de que ha llegado un proyecto y una nueva empresa sin saber muy bien a qué ni por qué.



Creada esa situación, la única opción es la de iniciar un complejo e impredecible proceso de construir relaciones de confianza y buscar mecanismos de interacción, en donde las empresas están compelidas a lograrlo en los términos y alcances de los compromisos contractuales con el Estado, y las comunidades a satisfacer unas expectativas, en buena medida formadas en los vacíos de la gobernabilidad, del desplazamiento de responsabilidades y de la actuación de actores oportunistas que derivan réditos políticos de exacerbar conflictos.

Es evidente que si la sociedad quiere los beneficios de la riqueza del subsuelo, tiene que adelantar de forma armónica acciones integrales de desarrollo regional, sus instituciones y su capital humano. No es pensable una locomotora que no se descarrile si los entornos no se armonizan desde el inicio de la identificación de prospectos exploratorios. Lo contrario es simplemente dejar que el sector petrolero y las comunidades descubran, de manera caótica y conflictiva, las opciones de convivencia que, ante la ausencia de políticas públicas, serán producto del azar y de una superposición difícilmente coherente de iniciativas de una o muchas empresas.

La armonización del desarrollo territorial y expansión de los sectores extractivos no es un tema de responsabilidad social empresarial, es uno de acercar al Estado a los ciudadanos, para encontrar las opciones productivas y de bienestar que no dependan de una filantropía, que estaría destinada a perder su esencia si el objetivo de esta es la de comprar gobernabilidad.

La mejor contribución de las empresas es asegurar que todas sus prácticas sean respetuosas con los compromisos de sostenibilidad, de respeto a los derechos y al entorno, a través de un marco autorregulatorio, donde el sector como un todo converja.

La del Estado, proteger los derechos de todos y vigilar y asegurar que la riqueza genere la dotación de recursos y capacidades para capturar el desarrollo sostenible.

La armonización de las necesidades territoriales y las sectoriales no se encuentra en la mesa de negociación de los paros, ni en resolver con donaciones los conflictos. Perseverar en este enfoque puede resultar en "tratar de apagar un incendio con gasolina". ACP

1 Cabe destacar el Programa de crudos pesados de la ANH en la Orinoquia, al buscar acompañar la puesta en marcha de exploración en cuencas no exploradas con una acción pedagógica y acompañamiento de otras instituciones estatales, como una acción autónoma del Gobierno en colaboración mas no sujeta a actuaciones de las empresas.

Paso a paso

¿Cuánto tiempo requiere producir el primer barril de petróleo?

Fase 0
Inicio de Contrato
Tiempo de ejecución: 1 año + prorroga 3 meses

Firma del Contrato ANH

Ministerio del Interior e INCODER: solicitud de certificación y verificación de grupos o comunidades étnicas

90 días

¿Se requiere consulta previa?

NO: **Fin de la Fase 0**

SI

Inicio proceso de consulta previa

Ministerio del Interior y ANLA
Apertura, talleres impactos y medidas de manejo, preacuerdos y protocolización

Aviso a la ANH → **Fin de la Fase 0**

Ministerio del Interior e Incoder
Certificación y verificación de grupos o comunidades étnicas

3 meses
10 meses

Fase 1
Exploración
3 años

1 mes
4 meses

¿La sísmica requiere vías?

NO **SI** → **ANLA** Proceso LA Dec. 2820 de 2010

CAR´s Medidas de Manejo Ambiental

Ejecución proyecto sísmico 2D y procesamiento de resultados

3 meses
7 meses

Sísmica **Perforación exploratoria**

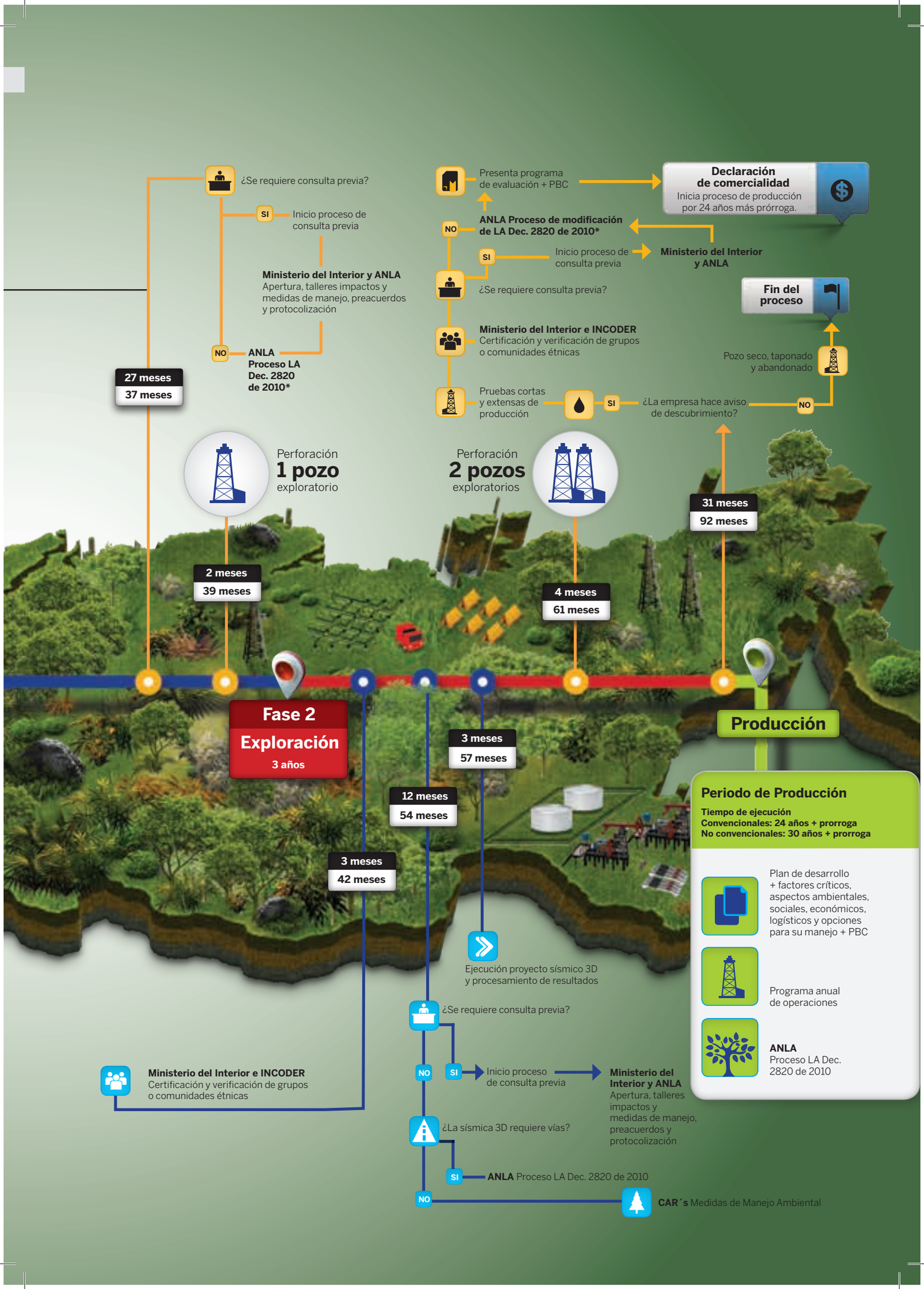
1 mes >> Tiempo por etapa
4 meses >> Tiempo acumulado

Abreviaturas

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
CAR	Corporación Autónoma Regional
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
ICANH	Instituto Colombiano de Antropología e Historia
INCODER	Instituto Colombiano de Desarrollo Rural
LA	Licencia Ambiental
PBC	Programa en Beneficio de las Comunidades

*** Trámites previos a la radicación del EIA ante la ANLA**

Permiso de investigación científica. Tiempo promedio: 3 meses.
ICANH. Tiempo promedio: 2 meses.
Sustracción áreas de reserva. Tiempo promedio: 6 meses.
Elaboración del EIA. Tiempo promedio: 6 meses.
Solicitud LA. Tiempo promedio 15 meses.
Modificación LA. Tiempo promedio 16 meses.


¿Se requiere consulta previa?
SI
Inicio proceso de consulta previa
Ministerio del Interior y ANLA
Apertura, talleres impactos y medidas de manejo, preacuerdos y protocolización
NO
ANLA
Proceso LA Dec. 2820 de 2010*
27 meses
37 meses
Presenta programa de evaluación + PBC
Declaración de comercialidad
Inicia proceso de producción por 24 años más prórroga.
NO
ANLA Proceso de modificación de LA Dec. 2820 de 2010*
SI
Inicio proceso de consulta previa
Ministerio del Interior y ANLA
¿Se requiere consulta previa?
Fin del proceso
Ministerio del Interior e INCODER
Certificación y verificación de grupos o comunidades étnicas
Pozo seco, taponado y abandonado
Pruebas cortas y extensas de producción
SI
¿La empresa hace aviso de descubrimiento?
NO
Perforación
1 pozo
exploratorio
Perforación
2 pozos
exploratorios
31 meses
92 meses
2 meses
39 meses
4 meses
61 meses
Fase 2
Exploración
3 años
Producción
3 meses
57 meses
12 meses
54 meses
3 meses
42 meses
Ejecución proyecto sísmico 3D y procesamiento de resultados
¿Se requiere consulta previa?
NO
SI
Inicio proceso de consulta previa
Ministerio del Interior y ANLA
Apertura, talleres impactos y medidas de manejo, preacuerdos y protocolización
Ministerio del Interior e INCODER
Certificación y verificación de grupos o comunidades étnicas
¿La sísmica 3D requiere vías?
SI
ANLA Proceso LA Dec. 2820 de 2010
NO
CAR´s Medidas de Manejo Ambiental
Periodo de Producción
Tiempo de ejecución
Convencionales: 24 años + prorroga
No convencionales: 30 años + prorroga
Plan de desarrollo + factores críticos, aspectos ambientales, sociales, económicos, logísticos y opciones para su manejo + PBC
Programa anual de operaciones
ANLA
Proceso LA Dec. 2820 de 2010



La etapa de abandono y desmantelamiento de un campo es un proceso que exige un alto compromiso por parte de las compañías, para dejar el área en las mejores condiciones sociales, ambientales y operacionales.

Capachos

Evidencia de una buena gestión

Por Isabel Cañaveral





Campo Capachos en 2011 una vez desmanteladas las instalaciones. Archivo: Repsol Colombia

"Repsol es un socio excelente, serio y responsable. Contractualmente ellos estaban obligados a hacer todo el abandono y desmantelamiento del campo, y como tal lo asumieron muy seriamente y nos entregaron el campo en excelentes condiciones".
Óscar Bravo, gerente de Campos Menores de Ecopetrol

Hasta diciembre de 2003, antes de la puesta en marcha de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Ecopetrol suscribió 506[1] contratos de asociación con cerca de 90 compañías. Estos contratos han ido finalizando de manera progresiva, y los campos han sido devueltos a Ecopetrol para ser operados directamente por esta compañía.

En unos casos, la finalización del acuerdo obedece al cumplimiento del periodo contractual. En otros, porque las partes acordaron concluir el proyecto. Esta última fue la razón por la cual la empresa Repsol y Ecopetrol decidieron finalizar de forma anticipada el contrato de asociación Capachos. Actualmente, Repsol enfocó su estrategia de negocio hacia proyectos en costa abierta (offshore).

Para concluir este contrato, Repsol desmanteló todas las facilidades, selló el pozo y realizó la recuperación ambiental del área, ya que en ese momento Ecopetrol no tenía interés de mantener los pozos activos.

El abandono y desmantelamiento de un campo es una de las etapas de un proyecto petrolero, tan importante como las demás. Durante este proceso las compañías realizan una serie de acciones e inversiones, para restablecer a sus condiciones originales el área donde se desarrolló la actividad.

El proceso de abandonar de manera total e integral un campo petrolífero, como fue el caso de Capa-



Repsol aportó 235 millones de pesos, y la Gobernación, 400 millones pesos, con lo que se consiguió la construcción de 114 baterías sanitarias.

Capachos. Referencia del abandono de un campo

Capachos es uno de los campos que recibió Ecopetrol este año. Esta área de producción, ubicada en el municipio de Tame (Arauca), estuvo a cargo de la empresa española Repsol, desde 2001 y hasta diciembre de 2011.

Al tomar la decisión de finalizar el contrato, las partes iniciaron la planificación del abandono. El proceso comenzó un año antes, y contó con el trabajo de un equipo interdisciplinario y el acompañamiento de Ecopetrol.

El compromiso, tal como se estableció en el contrato, indicaba que Repsol, como operador del campo, debía dejar sin pasivos sociales, ambientales y operacionales esa área. Es decir, Ecopetrol recibiría el campo una vez verificara que la compañía española había cumplido todas las obligaciones con las autoridades, las comunidades y el medioambiente.

Para Ecopetrol, este es un ejemplo de buena gestión empresarial por parte de un asociado. Óscar Bravo, gerente de Campos Menores, quien estuvo a cargo de recibir este proyecto, afirmó que "Repsol es un socio excelente, serio y responsable. Contractualmente, ellos estaban obligados a hacer todo el abandono y desmantelamiento del campo, y como tal lo asumieron muy seriamente y nos entregaron el campo en excelentes condiciones".

Cumplimiento de los compromisos sociales

La finalización de las operaciones de Repsol en el área fue un proceso que se realizó de manera transparente ante la comunidad. Se informó sobre el proceso; además, que concluiría la inversión social adelantada por la empresa.

La compañía destinó más de 3 mil millones de pesos en inversión social, durante los diez años de permanencia en la región. Esta inversión fue importante para impulsar proyectos productivos con

chos, es poco común en el país. La razón es que actualmente la industria cuenta con técnicas, como el recobro secundario y el Enhanced Oil Recovery (EOR), que permiten prolongar el desarrollo de los pozos por más tiempo.

Sin embargo, Capachos es un gran ejemplo de cómo es la devolución de un campo. En la medida en que algún campo deba ser devuelto, dado que el petróleo es un recurso no renovable, este caso será un referente que debe seguir la industria.

Ecopetrol y sus asociados están trabajando en ello. Cada año las partes disponen, en un fondo común, el dinero que les permitirá contar con los recursos para el momento en que se requiera el abandono.

Facilidades en Campo Capachos. Archivo: Repsol Colombia



las comunidades indígenas, apoyar el mantenimiento de la infraestructura, capacitaciones y becas, entre otros proyectos.

Manuel Muñoz, habitante de la vereda Corocito (Arauca), fue uno de los 20 beneficiados de un convenio entre Repsol y la Universidad Cooperativa de Colombia, en Arauca. En este momento Manuel cursa sexto semestre de Ingeniería de Sistemas en esta universidad.

"Nosotros fuimos un grupo privilegiado, aprovechamos la oportunidad porque sabíamos que las empresas petroleras llegan y se van, pero gracias a Dios Tame es uno de los municipios más desarrollados del departamento, hay empresas de transporte de pasajeros y carga, hay almacenes grandes, supermercados, ganadería, lechería, y el Oleoducto Bicentenario también está dando mucho trabajo", afirmó Manuel Muñoz.

Aunque Repsol dejará de operar en la zona, continuará apoyando los programas de becas, hasta que el grupo de estudiantes beneficiados terminen sus estudios universitarios.

En lo que va corrido del año han finalizado cuatro contratos de asociación entre Ecopetrol y compañías privadas, al cumplirse el periodo contractual.

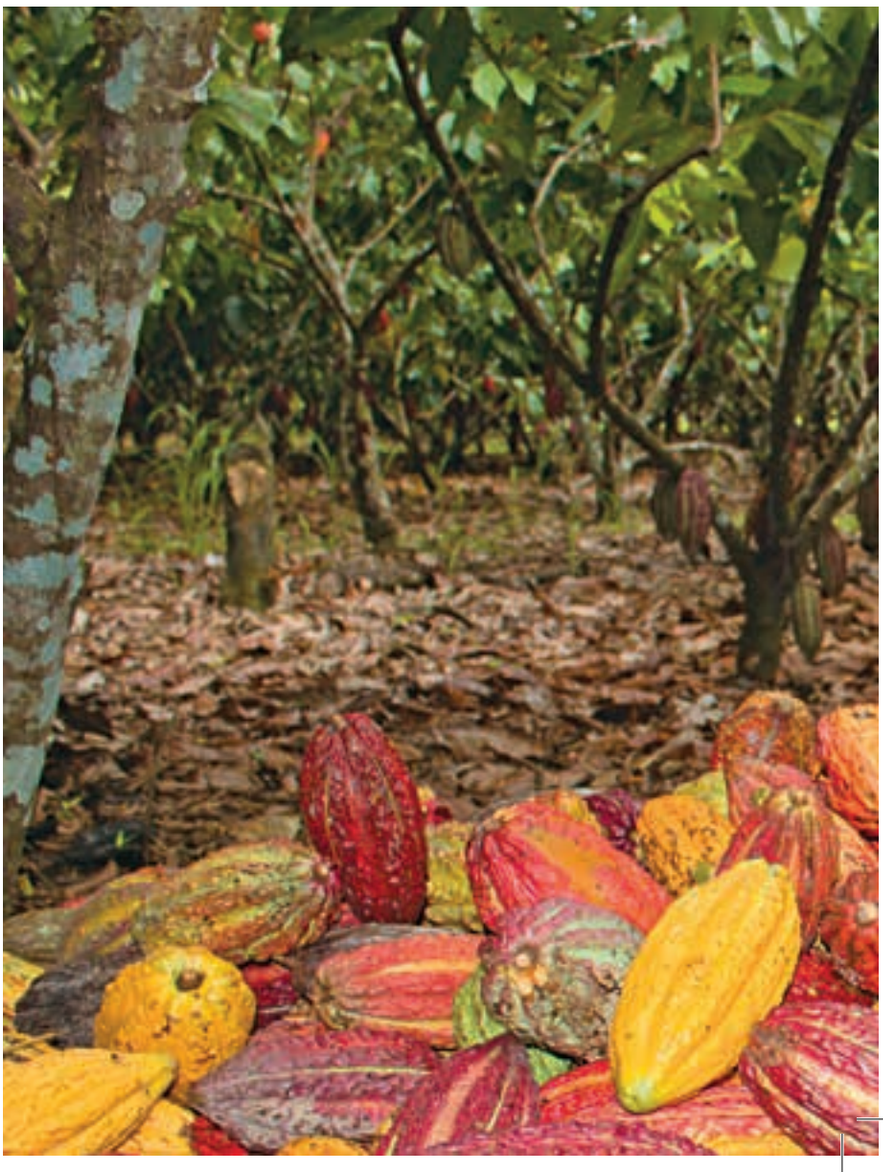
Debido a la terminación anticipada del contrato, la empresa aceleró la ejecución de la totalidad de la inversión social comprometida. Por lo tanto, construyó las 42 baterías sanitarias que estaban pendientes, de las 125 establecidas en la Licencia Ambiental.

"Ya habíamos identificado a los beneficiarios de las 42 baterías faltantes, pero éramos conscientes que se requerían más. Es así que tocamos las puertas de la Gobernación de Arauca, en busca de recursos adicionales, y el señor Gobernador, Luis Ataya Arias, estuvo dispuesto a unir esfuerzos a través de un convenio de cooperación", aseguró Patricia Lagos, jefe de Medio Ambiente, Seguridad y Comunidades de Repsol Colombia.

Repsol aportó 235 millones de pesos, y la Gobernación, 400 millones pesos, con lo que se consiguió la construcción de 114 baterías sanitarias. Esta inversión permitió que

EVOLUCIÓN DE LA VIDA DE UN POZO PRODUCTOR

Los pozos productores de petróleo y/o gas o inyector, al igual que la vida humana, se concluyen con la placa y el monumento; placa donde se registra el nombre del pozo e información de la fecha de su perforación, producción total y fecha de abandono, entre otros; combinadas con el abandono físico del pozo se retiran las líneas de flujo, unidades y facilidades de superficie, se retiran las bases en concreto y, finalmente, se procede con la recuperación ambiental de la locación del pozo o facilidad desmantelada.



la vereda El Triunfo cuente hoy con una cobertura del ciento por ciento en saneamiento básico, y que las otras 11 veredas del área de influencia cuenten con cobertura del 70 y 75 por ciento.

La restauración ambiental de Capachos

Repsol y Ecopetrol, como socios de la operación, invirtieron más de 6 mil millones de pesos en el desmantelamiento y la recuperación ambiental, lo que permitió garantizar la entrega del bloque sin ningún pendiente.

El proceso de desmantelamiento duró seis meses. Incluyó equipos en superficie, las facilidades, la remoción de concreto y de todo el material que permitió el acceso al campo, y garantizó la seguridad de la operación, tanto a los trabajadores como a las comunidades. Luego se inició el proceso de recuperación ambiental, mediante la aplicación de biotecnología, con la cual se logró que el campo quedara libre de contaminación o señales de la operación.

El manejo de los residuos aceitosos que genera el proceso lo asumió Hugo Vladimir Ramírez, ingeniero de petróleos nacido en Tame y fundador de una empresa dedicada a utilizar la biorremediación para la detoxificación (eliminación de toxinas). Esta actividad fue liderada de forma conjunta con el Centro de Investigaciones Microbiológicas (CIMIC) de la Universidad de los Andes.

Para recuperar las piscinas y los tanques de almacenamiento se aplicó la técnica de biorremediación, que consiste en utilizar microorganismos (bacterias) para descomponer los residuos de petróleo, de tal manera que se logra retornar un medioambiente a su condición natural sin necesidad de aplicar productos químicos. Se aplicó un proceso complementario para transformar los suelos en aptos para abonos orgánicos, en las áreas donde se trataban los residuos aceitosos. Esto se logró a través de una técnica llamada fitorremediación, cuya efectividad es ampliamente reconocida.

Hoy Campo Capachos está revegetalizado con pastos, árboles y arbustos nativos, que cubren una buena área del campo.

Aunque en la actualidad el campo está inactivo, en la industria petrolera siempre existe la posibilidad de aplicar nuevas tecnologías, que puedan reactivarlo. El gerente de Campos Menores de Ecopetrol, Óscar Bravo, afirmó que están estudiando la posibilidad de entrar el próximo año nuevamente. “Estamos viendo el potencial que tiene Capachos, el grupo de Geología vio que tiene un potencial y estamos trabajando en ello”, dijo.

Con los contratos de asociación, la inversión para desarrollar un proyecto petrolero es compartida, y ambas partes asumen las responsabilidades del proyecto. No obstante, las empresas privadas, como operadoras y abanderadas de los programas de responsabilidad social, han



Apoyo a la población de Arauca para proyectos productivos. Cacao, ganadería y lácteos son algunos de los productos que más se comercializan.

mostrado un compromiso e iniciativa especial para dejar una huella de desarrollo en las regiones donde trabajan.

Abandono de pozos

El abandono de todo un campo, como fue el caso de Capachos, no es un proceso común hoy día. Sin embargo, las compañías trabajan con frecuencia en el proceso de manera individual. Este es un sistema que está adelantando actualmente Ecopetrol con las empresas asociadas, a través de la vicepresidente de Exploración y Producción y el líder de Abandono.

El abandono de un pozo petrolero, sea porque está envejecido o porque no es rentable, representa importantes desafíos para las compañías, ya que requiere el desmantelamiento de sus facilidades y la recuperación ambiental respectiva del área.

En lo que va corrido del año han finalizado cuatro contratos de asociación entre Ecopetrol y compañías privadas, al cumplirse el periodo contractual.

"El abandono físico de pozos productores y depletados (yacimiento cuya diferencia de presión es cero, es decir, la presión interna es igual que la presión exterior) sucede por la declinación natural del yacimiento o por daño mecánico", afirmó el líder de Abandono de Ecopetrol, el ingeniero Juan Manuel Rodríguez Socha.

Hoy el Ministerio de Minas y Energía, y el de Ambiente y Desarrollo Sostenible, tienen reglamentados los procesos de abandono; sin embargo, en los años ochenta, en los contratos de asociación no se establecía a quién le correspondía la obligación de dicho proceso, explica Óscar Bravo, funcionario de Ecopetrol. "En Ecopetrol el proceso de abandono, recuperación y entrega final ha significado un compromiso desde el 2000, en el que se inició el ejercicio de calcular el costo de abandono por campo, con el fin de provisionar el presupuesto de estos trabajos y dar cumplimiento a la Ley 2625 de 2000 y el Decreto 727 de 2007", afirmó el vicepresidente de Producción de Ecopetrol, ingeniero Héctor Augusto Castaño.

En el 2007, Ecopetrol estandarizó el aseguramiento operativo de los pozos inactivos y realizó durante ese año el abandono físico de 29, los cuales se han ido aumentando cada año, de manera particular en la operación directa, hasta alcanzar 340 pozos abandonados en 2011. En la operación asociada también hubo un incremento, al pasar de 22 a 44 pozos entre 2009 y 2011. A la fecha, en 2012, se contabilizan 26. ACP

TIPO DE OPERACIÓN	2007	2008	2009	2010	2011	2012*
DIRECTA	29	112	134	178	296	340
ASOCIADA	0	0	22	26	44	26
TOTAL Vicepresidencia de Producción	29	112	156	204	340	366

* Estimado

Fuente: Ecopetrol



Transformación de suelos en abonos orgánicos. Actualmente abundan los cultivos de girasoles. Archivo: Biointech

Lanzamiento de las tres publicaciones de la ACP

El pasado 21 de junio la ACP presentó tres importantes publicaciones, que permitirán observar el trabajo y los resultados del sector hidrocarburos: la revista ACP Hidrocarburos, el Informe Estadístico Petrolero 2011 y el Informe de Gestión Social 2010.

El evento se realizó en el Club El Nogal y contó con la participación especial de Luis Giusti, expresidente de PDVSA y asesor mayor en energía y asuntos latinoamericanos del Centro de Estudios Estratégicos en Washington, quien dio una charla sobre "Los nuevos tiempos para el petróleo y el gas: oportunidades, riesgos y retos".

Al evento asistieron presidentes de empresas petroleras, representantes del Gobierno, gremios, la academia y profesionales del sector hidrocarburos.



Luis Giusti, expresidente de PDVSA

Industria de hidrocarburos de América Latina y el Caribe se reunió en Cartagena

Cerca de 200 personas, entre empresarios, ejecutivos y profesionales de la industria petrolera y del gas, además de representantes de organismos gubernamentales de los países de América Latina y el Caribe, se reunieron en Cartagena con ocasión del foro y exposición LATINV E&P 2012, organizado por la Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en América Latina y el Caribe (ARPEL).

El evento, que contó con el apoyo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia (ANH) como coorganizador, con la Asociación Colombiana del Petróleo como principal institución de apoyo, y Ecopetrol como principal patrocinador, ofreció un espacio para analizar las perspectivas regionales y las oportunidades ofrecidas por los gobiernos de países como Colombia, Perú, Bolivia, Panamá, México, Jamaica, Uruguay, Trinidad y Tobago, entre otros, para explorar y explotar hidrocarburos.

La ACP, además, participó con un *stand,* para la promoción institucional de las actividades que realizan como gremio las compañías presentes en Colombia.



César González, Secretario Ejecutivo ARPEL; Alejandro Martínez, Presidente Ejecutivo de la ACP; y Orlando Cabrales, Presidente de la ANH



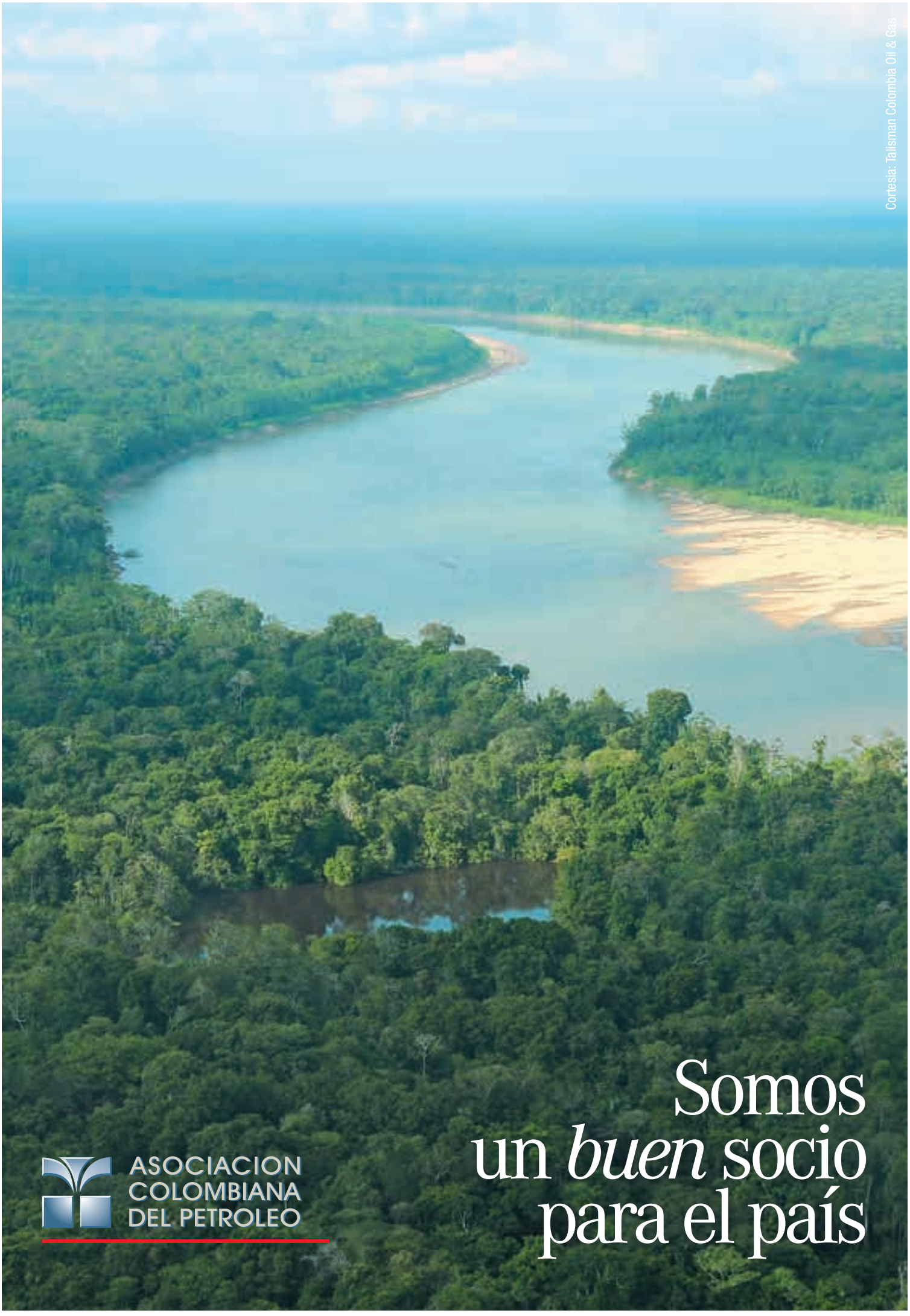
María Victoria Riaño. Presidenta de Equion Energía

Más de 4 mil árboles fueron donados por la industria de hidrocarburos

Con el propósito de generar una cultura que promueva el cuidado y protección del medioambiente, la compañía Equion Energy, con el apoyo de la ACP, lideró la iniciativa "Sembremos futuro", que durante un mes logó recolectar *4.165 árboles, donados* por las empresas del sector de hidrocarburos y sus empleados.

A esta iniciativa se vincularon 23 empresas, entre operadoras, distribuidoras de combustibles y lubricantes, y prestadoras de servicios petroleros.

Los árboles que serán sembrados se dispondrán en dos lugares para la conservación: Reserva Biológica de Encenillo, en el municipio de Guasca (Cundinamarca), y la Reserva Forestal Protectora de la laguna de Pedro Palo, ubicada en el municipio de Tena (Cundinamarca).



ASOCIACION
COLOMBIANA
DEL PETROLEO

Somos un *buen* socio para el país