Edición N° 17. Junio a agosto de 2016

ACP hidrocarburos

Una publicación de la Asociación Colombiana del Petróleo

La movida internacional en las políticas petroleras



ENTREVISTA

"BAJAS INVERSIONES EN EXPLORACIÓN SON SEÑAL DE ALARMA"

NEIL ATKINSON
Jefe de la división de la industria de petróleo y mercados de la AIE

LA RENTA PETROLERA VS. EL BOLSILLO DE LOS COLOMBIANOS

Análisis macroeconómico

II CONGRESO
The Future of Oil and Gas
Challenges & Answers

acp

CONFERENCISTAS

El Congreso ACP reunirá a personalidades internacionales con visión y entendimiento de la industria a nivel global



JASON BORDOFF
USA

Director Fundador del Centro de Política de Energía Global, Universidad de Columbia



ALEX EPSTEIN
USA

Fundador y Presidente del Centro para el Progreso Industrial (Center for Industrial Progress)



STEVE DEVITO
USA

Director Senior de Latin America E&P y Global Data Outreach, IHS



NEIL ATKINSON
USA

Jefe de la División de Oil Industry & Markets de la Agencia Internacional de Energía.



FRANCISCO MONALDI
VENEZUELA

Miembro investigador en política energética latinoamericana, para el Centro de Estudios Energéticos, de la Universidad de Rice.

29 Y 30 DE SEPTIEMBRE CLUB EL NOGAL, BOGOTÁ

www.congresoacp.com

Mayor información: **Asociación Colombiana del Petróleo**
Teléfono: 2125758 ext.121 Correo electrónico: comunicaciones@acp.com.co

CONTENIDO



16

Panorámica de campo Tello, en Huila.

OPERACIONES

Recobro mejorado, una apuesta por más barriles



48

ENTREVISTA

Arnulfo Valdivia

Embajador de México en Colombia

"Nuestra reforma energética es una estrategia a largo plazo".

8 **EDITORIAL**
¿Espectadores de una crisis anunciada?

10 **ECONOMÍA**
La renta petrolera vs. el bolsillo de los colombianos

22 **ENTREVISTA**
Neil Atkinson
"Bajas inversiones en exploración son señal de alarma".

28 **PANORAMA INTERNACIONAL**
La movida internacional en las políticas petroleras

34 **OPERACIONES**
Campo Rubiales, de regreso a Ecopetrol

40 **ANÁLISIS**
La Macarena: un santuario que la industria petrolera también protege

46 **OPINIÓN**
El petróleo es bienestar, Arturo Yepes Alzate

52 **COMPROMISO VERDE**
Energías renovables e hidrocarburos: el mundo necesita de las dos

58 **COMPROMISO SOCIAL**
Una mirada al territorio desde la industria mineroenergética

62 **OPINIÓN**
Competitividad al descubierto, Rosario Córdoba

64 **INFOGRAFÍA**
Los pasos de la consulta previa

66 **DOWNSTREAM**
Cierre de la frontera, el resurgir de la industria legal de combustibles

Revista ACP Hidrocarburos
Edición No. 17. Junio a agosto de 2016

Presidente Ejecutivo
Francisco José Lloreda Mera

Consejo Directivo
ADRIÁN CORAL - Gran Tierra Energy Colombia LTD.
ALBERTO GAMBOA - Anadarko Colombia Company Sucursal Colombia
CARLOS BENAVIDES - Mansarovar Energy Colombia LTD.
FERNANDO SANABRIA- Exxon Mobil Exploration Colombia Limited
FRANÇOIS RAUX- Perenco Colombia Limited
GABINO LALINDE - Repsol Exploración Colombia S.A.
GUILLERMO FONSECA- Hocol S.A.
JUAN CARLOS UCRÓS - Occidental De Colombia L.L.C
LUIS PACHECO - Pacific Exploration & Production
LEE DI STEFANO- Parex Resources Colombia LTD.
MARCO TOLEDO - Petrobras International Braspetro
MARÍA VICTORIA RIAÑO- Equión Energía Limited
NELSON MOYANO ACEVEDO-Oleoducto de los llanos orientales S.A. ODL
RAMIRO SÁNCHEZ - Biomax S.A.
ROBERT HULETT - Chevron Petroleum Company
SYLVIA ESCOVAR - Organización Terpel S.A.

Dirección y edición
Patricia Pinzón Ardila

Comité editorial
Alexandra Hernández
Andrea Cheer
Carlos Mantilla
Carolina Rojas
Guillermo García
Henry Martínez
Ismael Arenas
Jaime Frysz
José Vicente Zapata
Juan Carlos Ucrós
Luis Augusto Yepes
Luis Fernando De Angulo
Mariana Jiménez
Nathalia Reyes
Nathalia Succar
Nohora Celedón
Rafael Herz
Sharon Hernández

Asesoría editorial
Rafael Herz
Jaime Frysz

Redacción
Asociación Colombiana del Petróleo – ACP

Fotografía
Archivo ACP
Ecopetrol
Hupecol
Pacific Exploration & Production
www.cameloortiz.jimdo.com

Diseño, edición y producción gráfica
Sergio Camelo Ortiz
Diego Giraldo Londoño

Gráficas
Jaime Giraldo Londoño

Infografía
Miguel Martínez

Corrección de estilo
Juan Carlos Molano Carrillo

Comercialización
Codisol S.A.

Impresión
Quad Impresores

Los artículos, opiniones y declaraciones que contiene esta revista son responsabilidad de sus autores o de quien las emite. No representan necesariamente la posición de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) o 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 Hidrocarburos es una publicación de
la Asociación Colombiana del Petróleo
Cra. 7 No. 73-47 piso 12
Teléfono 212 5758 Fax: 317 8626
www.acp.com.co

email: ppinzon@acp.com.co
shernandez@acp.com.co
nceledon@acp.com.co
ISSN 2256-3644
Distribución gratuita



INICIATIVA EITI ENTREGA EL PRIMER INFORME DE TRANSPARENCIA DE LA INDUSTRIA EXTRACTIVA

El Gobierno Nacional, las empresas del sector extractivo y representantes de la sociedad civil, a través del Comité Tripartita Nacional, entregaron el Primer Informe EITI Colombia 2013, que tiene como objetivo presentar con la mayor transparencia los datos de pagos e ingresos del sector extractivo al Estado. Colombia se encuentra en proceso de adhesión a esta iniciativa, que evidencia los importantes aportes de este sector al desarrollo nacional y regional, lo que permitirá un mejor seguimiento al destino de los recursos de inversión y una mayor divulgación y conocimiento de los aportes de las compañías.



De izquierda a derecha, María Isabel Ulloa, viceministra de Minas; Rafael Herz, vicepresidente de Operaciones y sostenibilidad de la ACP; Santiago Ángel, presidente de la ACM



FORO DEL COMITÉ MINERO ENERGÉTICO

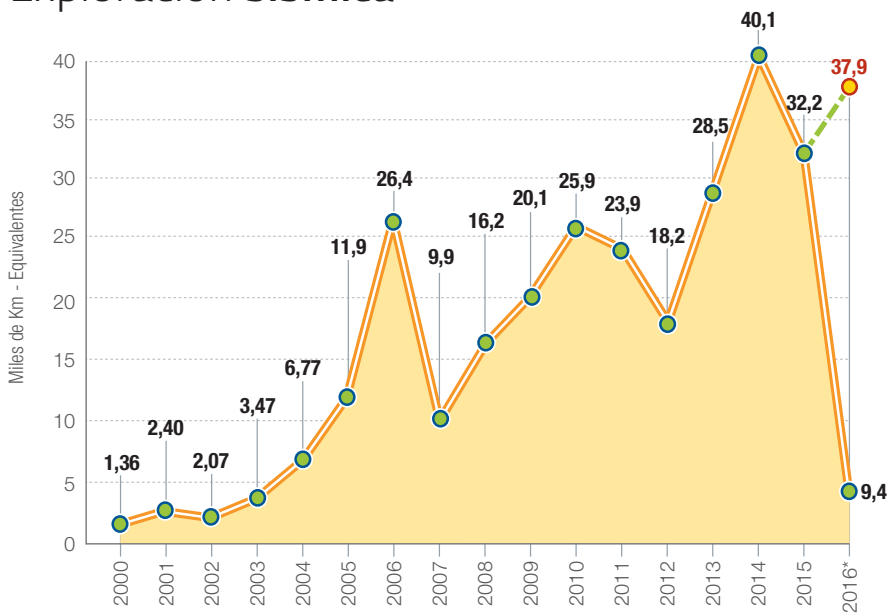
El pasado mes de abril se realizó en el hotel JW Marriot un encuentro interinstitucional que analizó los distintos escenarios del posconflicto previstos para las zonas de operación de las industrias extractivas y energéticas en Colombia. El foro "El sector minero energético, seguridad y DDHH en el posconflicto" convocó a empresas del sector petrolero, minero y eléctrico; a altos funcionarios del Gobierno Nacional, y a organizaciones de la sociedad civil, asociaciones empresariales y misiones diplomáticas. El presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo, Francisco José Lloreda Mera, fue el encargado de moderar el panel titulado "Riesgos para el sector minero energético en el posconflicto", en el que participaron el gobernador de Arauca, Ricardo Alvarado; la presidenta de Equion Energía, María Victoria Riaño y Alfonso Cuéllar, presidente y director de Hill & Knowlton Strategies Colombia, entre otros.



CELEBRACIÓN DE DESPEDIDA

Los presidentes de las empresas petroleras hicieron un reconocimiento a los salientes funcionarios Tomás González Estrada, exministro de Minas y Energía, y Mauricio de la Mora, expresidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. En una recepción, el presidente de la ACP, Francisco José Lloreda Mera, y los presidentes de las empresas afiliadas a la Asociación agradecieron la gestión adelantada por los exfuncionarios. En la foto, con el viceministro Carlos Eraso.

Exploración **sísmica**



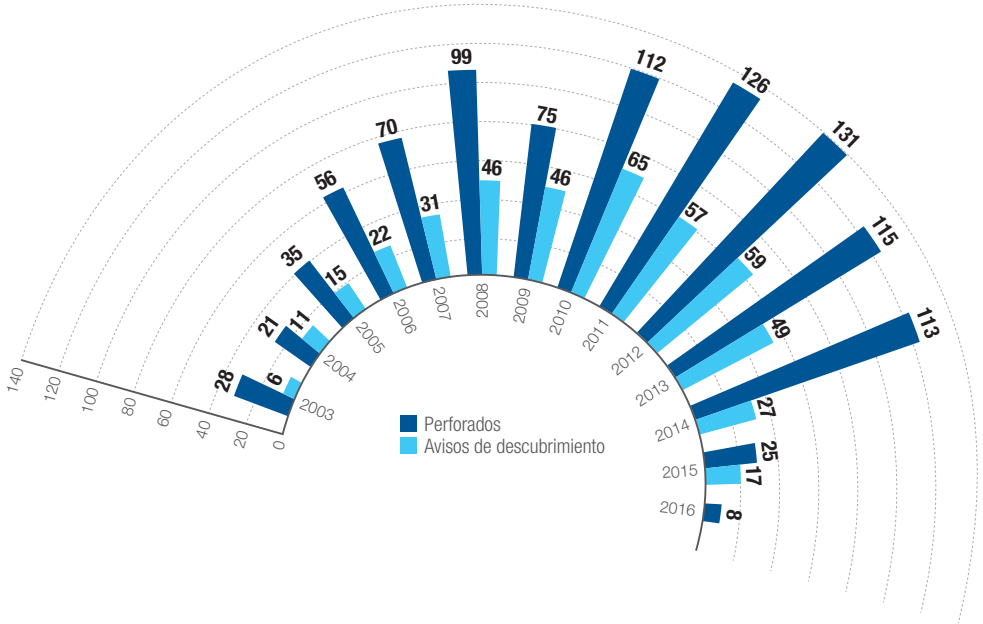
9.420 km ejecutados en *offshore*

El programa de sísmica para 2016 es de **37.936** km equivalentes, de los cuales, al 2 de mayo, se logró adquirir un total de **9.420** km equivalentes, que corresponden únicamente a *offshore*, que representan el **25** por ciento del total de dicho programa.

Fuente:
1974-1999: Estadísticas anuales Ecopetrol.
2000-2016: Estadísticas ANH-ACP.

Ficha técnica:
Incluye sísmica marina desde 2006. Información revisada con cifras ANH a partir de 2000.

* 2016: Cifras a 2 de mayo.



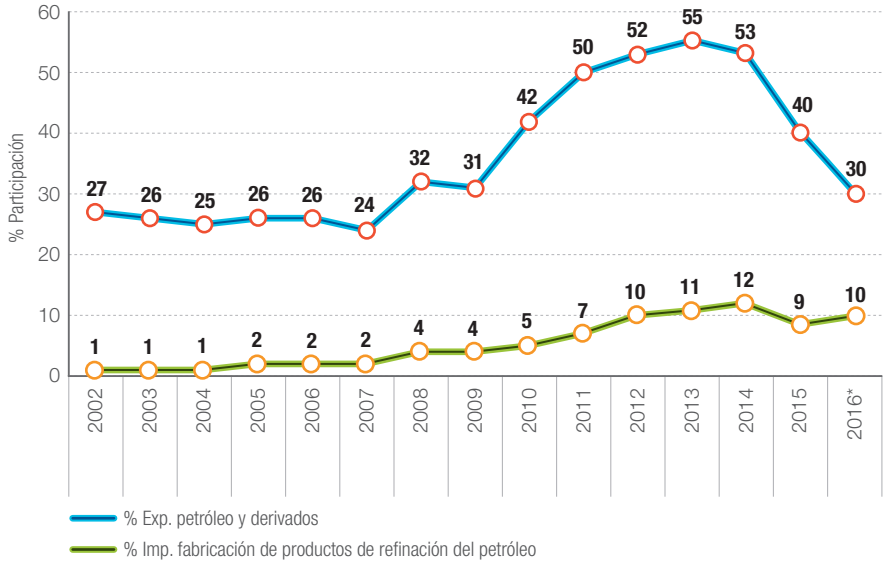
8 pozos exploratorios

Frente al programa de **33** pozos exploratorios para 2016, al 2 de mayo, habían **8** pozos.

Fuentes:
Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol, ANH y ACP.

Ficha técnica:
Del año 2000 a 2015: Indicadores de Gestión y Estadísticas de la Industria.
Se presenta el número de pozos A3 hasta 2015.
Para el período 2010-2015 se presentan los pozos exploratorios A2 y A3.
* Información a 2 de mayo de 2016. Sin avisos de descubrimiento a la fecha.

Importaciones y **exportaciones**



US$1.934 FOB millones en exportaciones de crudo y derivados

A 31 de marzo de 2016, el valor FOB de las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados fue de **1.934** millones de dólares, representando el **30** por ciento del total de las exportaciones del país, de los cuales **1.595** millones de dólares corresponden a petróleo crudo.

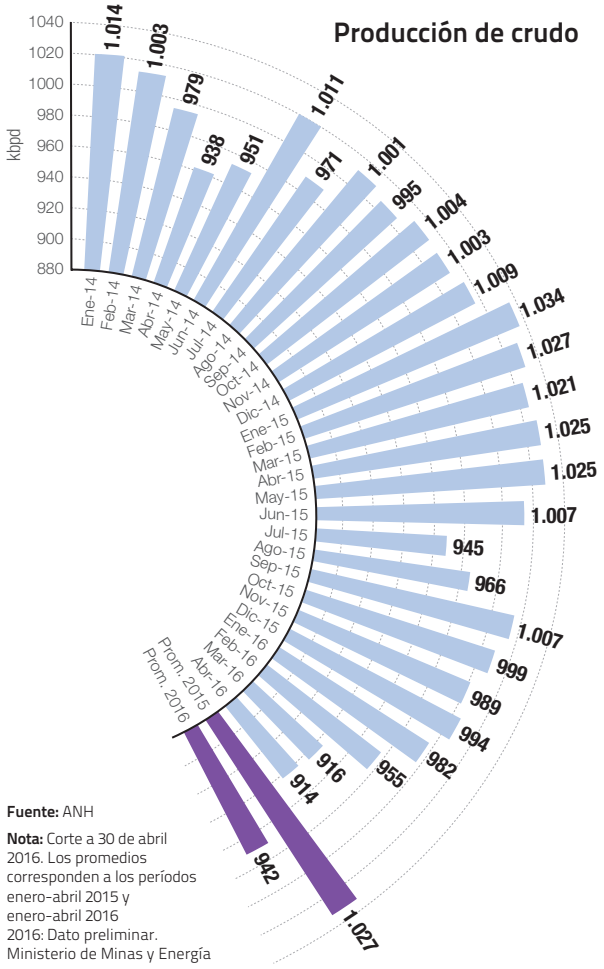
A 31 de marzo de 2016, el valor CIF de las importaciones correspondientes a elementos para la fabricación de productos de la refinación del petróleo fue de **1.037** millones de dólares. Este monto equivale al **10** por ciento del total de importaciones del país.

Fuente:
DANE. Importaciones según Clasificación Industrial Internacional Uniforme CIIU Rev.
DANE. Colombia, exportaciones de café, carbón, petróleo y sus derivados, ferroníquel y no tradicionales.

Producción de **crudo y gas** abril

914 KBPD

En abril de 2016, la producción de crudo registró un promedio de **914** mil barriles por día (bpd). Por su parte, el promedio enero-abril de 2016 fue de **942** kbpd. En 2015, fue de **1.027** kbpd.

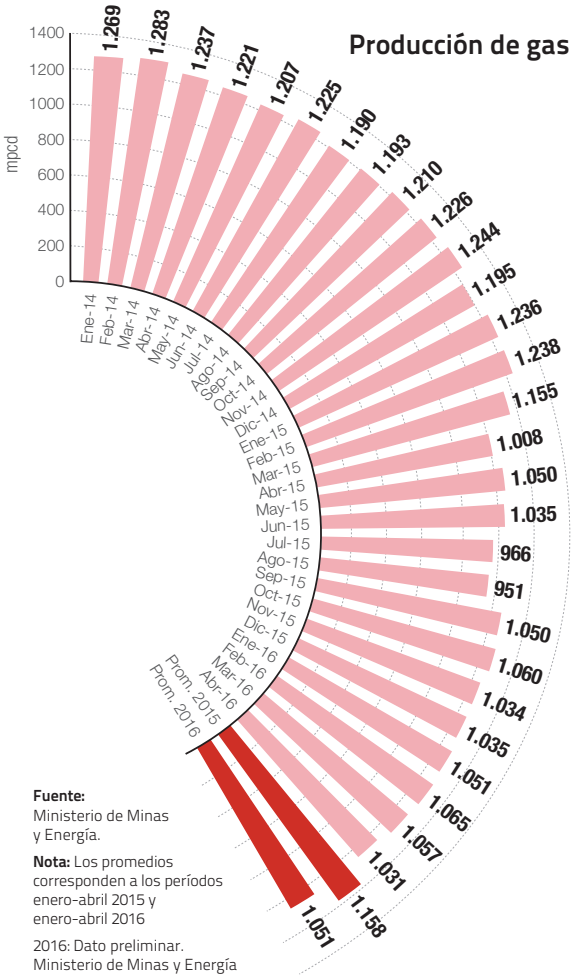


Fuente: ANH

Nota: Corte a 30 de abril 2016. Los promedios corresponden a los períodos enero-abril 2015 y enero-abril 2016
2016: Dato preliminar.
Ministerio de Minas y Energía

1.031 MPCD

La producción promedio comercializada de gas, en abril de 2016, fue de **1.031** millones de pies cúbicos diarios (pcd). Por su parte, la producción promedio de gas durante el periodo enero-abril de 2016 fue de **1.051** mpcd. El promedio registrado en 2015 fue de **1.158** mpcd.



Fuente:
Ministerio de Minas y Energía.

Nota: Los promedios corresponden a los períodos enero-abril 2015 y enero-abril 2016

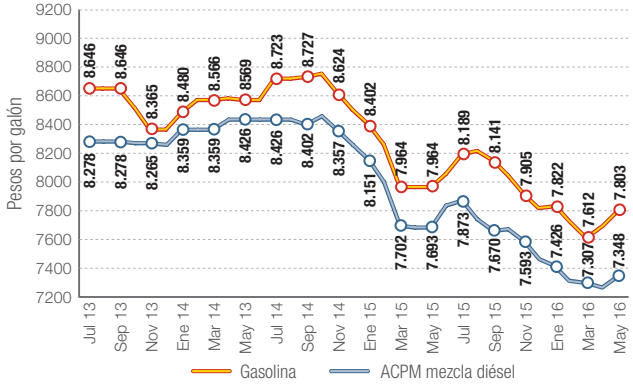
2016: Dato preliminar.
Ministerio de Minas y Energía

Precio del **combustible**

Galón gasolina (oxigenada) $7.803 ▼
Galón ACPM (biodiésel) $7.348 ▼

El precio de referencia de la gasolina oxigenada en la ciudad de Bogotá en mayo de 2016 fue de **$7.803** por galón, ubicándose **$161** por debajo del precio en el mismo mes del año anterior.

En cuanto al galón de ACPM mezclado con biodiésel, su precio de referencia para mayo fue de **$7.348**, es decir **$345** por debajo de los niveles registrados para el mismo periodo de 2015.

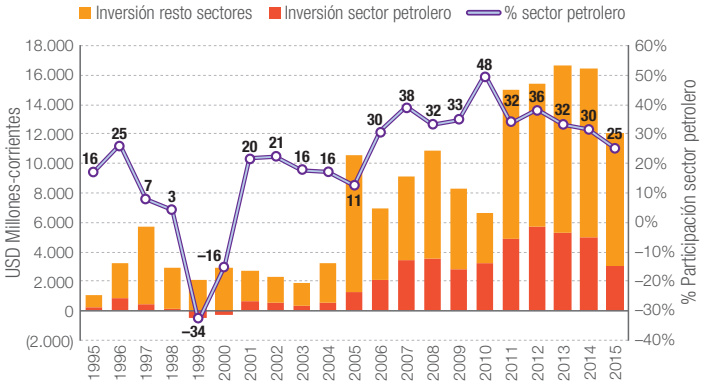


Fuente: Ministerio de Minas y Energía.
* Mezcla suspendida para la gasolina en Bogotá.

Inversión **Extranjera Directa**

US$3.063 millones

Durante 2015, la IED en el sector petrolero fue de **3.063** millones de dólares. Para el resto de sectores económicos correspondió a **9.045** millones de dólares. Esta cifra indica que la participación del sector petrolero en la IED al cuarto trimestre de 2015 fue de **25** por ciento.



Fuente y Notas: Banco de la República, Subgerencia de Estudios Económicos y Departamento de Cambios Internacionales. Flujos de inversión extranjera directa en Colombia según actividad económica-balanza de pagos.
Información revisada y verificada por la fuente a partir de 2009.
Información con corte a diciembre de 2015.



Francisco José Lloreda Mera

Presidente Ejecutivo de la ACP

La producción y las reservas probadas de petróleo continúan en caída libre. A pesar de las implicaciones que esto tiene en el desarrollo económico, en las cuentas fiscales y en la seguridad energética del país, no se están tomando las decisiones necesarias ni oportunas para una recuperación inmediata del sector que evite una crisis mayor.

Las reservas probadas de petróleo cayeron 13 por ciento entre 2014 y 2015, pasando de 2.308 millones de barriles a 2.002 millones. De acuerdo con el Ministerio de Minas, ello obedece a una reclasificación de las reservas por la caída en los precios. Este un factor importante, pero cabe anotar que no es el único: las reservas han disminuido porque no se están reemplazando los barriles producidos.[1]Es relevante anotar que las reservas ya venían cayendo, sin perjuicio de la reciente disminución de los precios.[2]

Luego de alcanzar una producción de 1.035.000 bpd iniciando 2015, para abril de 2016 esta descendió a 914.000 bpd, una reducción de más del 10 por ciento de la producción. Las proyecciones indican que para 2017 será difícil mantenerla por encima de los 900.000 bpd; solo un repunte continuo en el precio, sumado al éxito exploratorio en tierra y mar, permitiría que se estabilice alrededor de 600.000 bpd en los próximos años.

La situación actual permite prever que ese éxito exploratorio difícilmente se dará. En lo que va del 2016, al momento de escribir este editorial, no se había realizado un solo kilómetro de sísmica en tierra firme y apenas se habían perforado ocho pozos exploratorios (luego de alcanzar 131 como cifra máxima en 2013). En cuanto a pozos de desarrollo, pasamos de 1.019 en 2012 a 710 en 2015 (una caída de 30 por ciento), mientras que en lo que va corrido del año se han perforado 40 frente a 250 del mismo período de 2015.

El impacto de la caída en los precios en el ámbito fiscal ha sido materia de mayor análisis. Pero a esto se debe añadir la revisión de lo que podría pasar con la autosuficiencia de crudo y el riesgo de empezar a importar petróleo para cargar nuestras refinerías a partir de 2022. No se ha dimensionado lo que significaría perder la autosuficiencia en petróleo y gas para la seguridad energética y el bien de los colombianos.

La pérdida de autosuficiencia en crudo para cargar las refinerías sería infortunada. Seguramente, el país quedaría expuesto a precios de mercado spot, y le tocaría incurrir en costos de transporte y probablemente de pago de aranceles, lo que haría el crudo más caro. Además, las pérdidas para el país se relacionarían con el costo de no contar más con una industria que aporte divisas y rentas a la nación, y regalías a las regiones.

El país se está preparando para importar gas natural en 2017 o en los años siguientes si no se encuentran nuevos recursos. Si bien se ha mencionado que no será problema e incluso que el gas importado -luego de ser licuado, transportado y regasificado- podría ser menos costoso que el producido en Colombia, esto claramente no es correcto y busca redireccionar la discusión hacia el precio actual al productor, cuando es solo parte de una cadena con varios agentes intermediarios y, sin duda, no la causa raíz del problema.

Ahora bien, la seguridad energética es un asunto de seguridad nacional en muchos países, pero en el país no parece apreciarse de igual manera. Solo un ejemplo: vivimos confiados en la generación hidráulica, que produce el 70 por ciento de la electricidad y solo cuando hay amenaza de apagón se entiende la vulnerabilidad del sistema energético; se estuvo al borde de un racionamiento por falta de gas para la generación térmica, y fue gracias al esfuerzo de las compañías productoras

¿Espectadores de una crisis anunciada?

de gas que se logró evitar y con ello no depender de la importación de gas desde Venezuela, a cualquier precio.

No tiene lógica importar petróleo y gas cuando el país tiene los recursos bajo tierra. Lo sensato es hacer uso de ese potencial, extraerlo de forma responsable y sacarle el mayor provecho, pensando en el costo para el consumidor final y en el aporte del sector a las finanzas públicas, al desarrollo económico y, como se indicó, a la seguridad energética.

Lo preocupante de la situación descrita es que la caída en la producción y en las reservas probadas de petróleo y gas no obedece principalmente a los menores precios internacionales. La actividad de sísmica y de pozos exploratorios, así como el volumen de pozos de desarrollo, ya venían disminuyendo desde 2012. La caída en los precios lo que hizo fue precipitar y acrecentar el impacto de la crisis del sector en Colombia.

Los precios del petróleo golpearon muy duro al sector y a las empresas y, ante todo, dejó al descubierto las vulnerabilidades internas, que con un barril a USD 100 pasaban desapercibidas pero con uno de USD 50 o USD 60 salen a relucir. Dichas vulnerabilidades han significado la caída en inversión y la parálisis exploratoria, que ya hemos tratado y que aumentan el riesgo de una mayor reducción en las reservas del país.

Sin perjuicio de las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional y en particular por la ANH, la verdad es que, si bien han sido útiles, no han sido suficientes. La problemática sigue con un régimen fiscal que no es competitivo; dificultades para que las empresas puedan operar en el territorio; demoras y obstáculos en licencias, consultas y permisos, y –finalmente- con agudización de la inseguridad jurídica.

Esto es contrario a lo que han hecho otros países, que en medio de la crisis cerraron filas para sacar la industria adelante. Eso es lo que Colombia necesita, lo que más le conviene: darle a la industria de hidrocarburos los instrumentos que requiere para volver a ser competitiva. La producción seguirá cayendo un tiempo, pero existe la posibilidad de recuperarla a mediano plazo, si se introducen cambios estructurales en los aspectos señalados. El Gobierno Nacional es el llamado a liderar una estrategia contundente para que esto suceda, recuperar la competitividad perdida y no terminar siendo espectadores de una crisis anunciada.

Pero la recuperación de la competitividad y, por ende, de las reservas y la producción dependerá de la inversión. Se requieren al menos USD 7.000 millones al año durante diez años.[3] Sin embargo, la inversión programada para 2016 llega a USD 3.800 millones, una cifra aún optimista a juzgar por la "casi parálisis" de la actividad exploratoria y en pozos de desarrollo. Aun así, es posible hacerlo.

Colombia ha demostrado crecer en la adversidad. Esta crisis no tiene por qué ser la excepción. El Gobierno ha tomado medidas para que el impacto fiscal y en la economía no sea tan fuerte. Ahora es necesario tomar las determinaciones que el sector requiere para recuperar su dinamismo, impulsar la exploración en tierra y mar, incrementar las reservas, y recuperar la producción. Solo así la industria de hidrocarburos volverá a ser un instrumento crucial para impulsar el desarrollo económico y social del país. **ACP**

[1]En 2015 se incorporaron 87 millones de barriles a las reservas y se produjeron 366 millones.
[2]Entre 2013 y 2014, las reservas probadas cayeron 5,6 por ciento (de 2.450 millones de barriles a 2.308).
[3]Para proyectos de crudo, el estudio de competitividad de McKinsey señala una cifra superior: USD 9.500 millones por año.

LA RENTA PETROLERA VS. EL BOLSILLO DE LOS COLOMBIANOS

La transición hacia una economía en la que las rentas fiscales dependan de varios sectores y no principalmente del petróleo puede darse de manera armónica, sin ir en detrimento de ninguno de ellos.



Oleoducto en los Llanos Orientales.

Una tesis hace carrera en Colombia: estamos en una transición hacia una economía menos dependiente del petróleo ante la caída de los precios del barril en los últimos dos años.

Esa postura resulta facilista y difícil de comprender para miles de colombianos que en los últimos años pusieron sus esperanzas en un sector resiliente, y que por años ha sido motor del desarrollo y crecimiento económico del país, en particular en regiones apartadas. Miles de colombianos, si bien no trabajan directamente con la industria de hidrocarburos, han sido afectados por la coyuntura.

Hace cinco años, unos 7.000 carrotanques eran oleoductos de cuatro ruedas que sacaban petróleo ante una infraestructura de transporte insuficiente; hoy, la mitad de estos vehículos está cesante. Esta situación conlleva un riesgo: que transformen sus carrocerías para carga masiva, aumente la sobreoferta y se deprima más la rentabilidad de los transportadores, advierte Colfecar, gremio de transporte de carga.

Además, aunque no hay un cálculo para determinar el impacto de la desaceleración del sector de hidrocarburos sobre las industrias de metalmecánica, fabricación de empaques, y otros bienes y servicios, se evidencia que muchas empresas de estos renglones de la economía han debido frenar sus modernizaciones, apretar sus nóminas y reinventarse por pura necesidad, ante los recortes en los planes de inversión de las petroleras.

Proyectos de vivienda de ciudades como Barrancabermeja (Santander), Neiva (Huila) y Mocoa (Putumayo) han tenido que salir a feriar casas y apartamentos que devolvieron los empleados petroleros, sus mejores clientes, porque perdieron sus trabajos o vislumbran tal posibilidad.

Quienes decidieron abrir o ampliar sus hoteles, restaurantes, locales comerciales o talleres de mecánica en municipios productores, enfrentan una cruda realidad: habitaciones vacías, comedores desocupados, almacenes desolados y montallantas sin clientes; al tiempo, créditos en los bancos se deben refinanciar y pagar con unos ingresos cada vez más diezmados.

"Hace tres años, Ecopetrol anunció la modernización de la refinería de Barrancabermeja. Eso hizo que muchas personas decidieran invertir en comercio, hotelería, propiedad raíz y servicios, pero todo quedó en el aire con el aplazamiento sin fecha de esa importante inversión para la región", lamenta Alejandro Almeyda Camargo, director de la seccional Santander de Fenalco, gremio del comercio.

Más impactos a la vista

Y si la actividad petrolera fue motor de otros sectores por años, ahora también se sienten los coletazos macroeconómicos y el progresivo deterioro en el crecimiento del país, con todos los desbalances comerciales y en la balanza de pagos que trae consigo.

No en vano, la sequía de la renta petrolera apresura una nueva reforma tributaria. Desde 2017 se buscarán en los bolsillos de los colombianos unos 18 billones de pesos para compensar los menores giros de un sector que aportó 200 billones de pesos al erario en la última década.

En las alcaldías también se hacen cuentas de escasez por el menor ingreso de regalías. Ya no serán los 8,2 billones de pesos girados en 2014, a lo sumo 3,5 billones de pesos para este año, estima la ACP. Así, se aplazan, encarecen (vía deuda) y se hace más lenta la ejecución de proyectos en salud, educación e infraestructura, con un impacto en empleos y demanda de suministros en economías locales.

"Muchos de los ingresos reportados por la industria petrolera contribuyeron a la disminución de la pobreza y el crecimiento de la clase media en el país, lo que se traduce en mayor demanda para otros sectores industriales", manifiesta Jaime Concha, vicepresidente de Minería, Hidrocarburos y Energía de la Asociación Nacional de Empresarios (Andi).

Aunque se insista en la sustitución de importaciones y las favorables condiciones de tasa de cambio para otros sectores, lo cierto es que nada ha podido reemplazar el motor que significan el petróleo y sus derivados, el principal rubro de exportación que aportó el 29,48 por ciento del valor vendido al mundo en el primer bimestre de 2016.

Esto sin contar con que el sector, pese a la crisis actual, continúa atrayendo el 25 por ciento de la inversión extranjera directa y es uno de los mayores generadores de divisas, que hace contrapunto a la megadevaluación del peso frente al dólar, la cual encarece productos de la canasta básica e impacta el costo de vida de los colombianos.

Al final, se comprende la dimensión real de lo que concluyó un estudio de Fedesarrollo publicado a mediados de 2013, en el cual señala que cada peso que aumente la producción nacional de hidrocarburos se traduce en 1,65 pesos más en la producción bruta nacional, de los que un 15 por ciento corresponde a proveedores directos e indirectos, y un 24,2 por ciento "al efecto inducido en los hogares".

El sector ha sido estratégico para el crecimiento y desarrollo del país, entonces, ¿por qué no apoyarlo ahora, al tiempo que se fortalecen otros sectores?



Proyecto productivo de cultivo de piña en Lebrija, Santander.



El turismo, uno de los sectores llamados a impulsar el crecimiento económico del país.

La industria petrolera significó 23 por ciento de los ingresos fiscales del país e hizo que muchas empresas y ciudadanos, a través de estos ingresos, no tuvieran que pagar más impuestos.

No matar la gallina, alimentarla

Para Camila Pérez, directora de Análisis Macroeconómico y Sectorial de Fedesarrollo, si bien el sector aportó mucho al país, el nuevo entorno económico plantea la necesidad de sustituir o complementar su rol en las cuentas fiscales y el crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB). "En un momento de estrechez fiscal, el Gobierno no puede meterle la ficha a una industria cuyas perspectivas de mediano plazo son inciertas. Resulta más adecuado apoyar sectores que se benefician de la coyuntura de tasa de cambio y que por mucho tiempo estuvieron descuidados".

Si bien la tesis de la diversificación económica es deseable, Alexandra Hernández, vicepresidenta de Asuntos Económicos de la ACP, considera que el desarrollo de otros sectores no riñe con los hidrocarburos y ve inconveniente que el país "haga borrón y cuenta nueva" sin la industria petrolera. Dice que no hay que matar la gallina de los huevos de oro, sino alimentarla para que siga aportando valor y coexistiendo con esfuerzos, por ejemplo agroindustriales, en Casanare o Arauca; turísticos, en Santander, o agrícolas y forestales, en Putumayo, por mencionar algunos.

"La industria petrolera ha sembrado la semilla para que en muchas regiones apartadas del país se impulsen no solo servicios especializados, sino que se desarrollen proveedores locales. Es más costoso y largo en el tiempo pretender crear un nuevo modelo de crecimiento que excluya hidrocarburos, cuando este ha sido generador de eslabonamientos productivos que también pueden servir a otros sectores del país", concluye Hernández.

En ese contexto, varios analistas consultados coinciden en señalar que, empezando por el Gobierno y las autoridades locales, se subestimó el impacto de la crisis de bajos precios del petróleo y se repite la historia de hace 40 años, cuando una bonanza cafetera terminó con una costosa lección: no se sabe lo que se tiene hasta que se pierde.

Hay que actuar a tiempo

"Desde hace más de seis años, varios analistas insistimos en que el auge petrolero no era para siempre y había que aprovechar su efecto jalonador, pero el país no tuvo una política de encadenamientos productivos eficientes y generadores de valor agregado y empleo, aguas abajo y arriba de la producción de crudo", resalta Saúl Pineda Hoyos, director del Centro de Pensamiento en Estrategias Competitivas (Cepec) de la Universidad del Rosario.

Desde una óptica macroeconómica, el país se acostumbró a que el sector mineroenergético fuera un gran generador de recursos y divisas, y a que la economía seguiría su curso de crecimiento y mayor bienestar. "Esto se desaprovechó para superar problemas estructurales del agro y la industria, por ejemplo, para la hora de un nuevo ciclo de precios bajos del crudo y amortiguar impactos", agrega Alejandro Vera Sandoval, vicepresidente de Anif.

Con muchos huevos puestos en la misma canasta en la última década, la lección está aprendida para los encadenamientos que genera la producción petrolera hacia atrás. La crisis ha puesto a prueba a proveedores de

servicios y bienes para reducir costos, ganar eficiencias y ser, en últimas, más competitivos. Cerca de 60 empresas de servicios petroleros especializados han entrado en procesos de reorganización o liquidación ante una parálisis del 80 por ciento de la actividad exploratoria.

La dificultad también les ha recordado que sus portafolios no solo deben enfocarse en un sector, sino que hay otros conexos en los que pueden abrir mercados. Y lo saben bien la industria metalmecánica y las consultoras de ingeniería, por ejemplo. “Quienes lo han hecho, aún tienen oportunidades de negocio, dentro y fuera del país”, agrega Concha.

Un estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) publicado en octubre de 2015 da cuenta de servicios intensivos en conocimiento en el sector petrolero nacional. Se identificaron 159 empresas proveedoras, de las que el 57 por ciento es de capital colombiano, la mitad de ellas con más de 20 años de experiencia.

Visto desde las regiones, ya es diciente que el país preste atención ahora a los encadenamientos del sector petrolero, justo cuando cayó la actividad y disminuyen nóminas de empleados y contratistas. “Honestamente, creo que el Gobierno no dimensionó el impacto que ha tenido esta crisis y no ha tomado medidas oportunas como permitirles a las empresas del sector pagar en varios años sus obligaciones tributarias, a la espera de que el precio reaccione. Hay empresas con sus equipos sin trabajar y pagando impuesto al patrimonio”, advirtió Rubén Darío Lizarralde, presidente de Campetrol, gremio de las empresas prestadoras de servicios petroleros.

A nadie le conviene una industria petrolera débil

Los analistas consultados concuerdan en la necesidad de asegurar que Colombia no pierda su autoabastecimiento de combustibles y de ahí la urgencia de que se reactive la actividad exploratoria, a medida que se menguan más las reservas.

Esto resulta definitivo para asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico y la del combustible para el transporte de carga y pasajeros, disponer del gas para el suministro de procesos productivos en la industria y, en últimas, para que los colombianos accedan a productos a menores costos y no queden a merced de un dólar caro y volátil.

Para el vicepresidente de Anif, Alejandro Vera, la transición actual no se trata de que el sector de hidrocarburos entregue a la industria o al agro la posta del crecimiento económico; más bien es que “nos hemos demorado” en hacer reformas requeridas para adaptar la economía a un nuevo entorno.

Y mientras eso ocurre y los precios del petróleo se recuperan, habrá que hacer mayores esfuerzos tributarios, se tendrá ingreso per cápita más bajo, disminuirá la demanda interna, decaerá el ritmo de crecimiento económico, se resentirá la inversión extranjera y deberá esperarse a que la tasa de cambio devaluada sí se traduzca en un aumento de exportaciones no tradicionales.



Intercambiador vial en Yopal.
Foto cortesía www.mintransporte.gov.co



Industria de lácteos en Arauca.

Con la lección aprendida, hay oportunidades adicionales con la entrada en operación de la nueva planta de la Refinería de Cartagena (Reficar), mediante encadenamientos hacia adelante con empresas como Propilco y de sectores como caucho, plásticos, agroquímicos y pinturas. Estas suman 36,5 por ciento de la producción fabril del país, 16,2 por ciento de las exportaciones del sector y 4,2 por ciento del empleo industrial, según el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.

Pero para que un clúster como el petroquímico prospere, también se hace necesario "pensar en incentivos para el desarrollo de estas industrias, así como en las necesidades de capital humano, para que tengan oportunamente la mano de obra requerida", señala el vicepresidente de la Andi.

Entre tanto, queda claro que es buen negocio para Colombia apoyar y fomentar su industria petrolera, más aún frente a un escenario de posconflicto y cuando la actividad ha operado en zonas con presencia guerrillera.

Los analistas consultados coinciden en que el sector será clave en los acuerdos aprobados en La Habana, generando oportunidades de trabajo y apoyando procesos productivos, "pero se requiere también que haya más presencia del Estado en esos territorios y que los recursos de las regalías sí se inviertan en lo que debe ser", concluye el director del Cepec.

A estas alturas del partido, sobran evidencias para asegurar que prescindir de la industria de hidrocarburos dificulta no solo el desarrollo macroeconómico del país; también, la evolución de otros sectores de su economía. Lo anterior es especialmente cierto en las regiones productoras, donde el sector petrolero ha sido y podrá seguir siendo fuente de empleos en otros ramos y donde pueda apalancar un desarrollo menos dependiente del crudo. En ese sentido, la discusión no debe ser petróleo o, sino petróleo y desarrollo de otros sectores como el turismo, la agricultura o los servicios. ACP

29,48 %

del valor exportado por Colombia en el primer bimestre de 2016 corresponde a petróleo y sus derivados.

"No se trata de que el sector de hidrocarburos entregue a la industria o al agro la posta del crecimiento económico; más bien es que nos hemos demorado en hacer reformas requeridas para adaptar la economía a un nuevo entorno":
Alejandro Vera Sandoval,
vicepresidente de Anif.



En Colombia hay un gran número de proyectos de recobro, tanto secundario como terciario, que utilizan diversas técnicas para aumentar la producción de campos maduros. Se estima que aplicando estos mecanismos la nación podría duplicar sus reservas.

Operadores en La Cira Infantas, Santander.

Recobro mejorado:
UNA APUESTA POR MÁS BARRILES



Volver probadas las reservas probables y posibles de un yacimiento petrolero: esa es la cuestión. El recobro mejorado no es más que el uso de las técnicas más sofisticadas para incorporar un mayor número de reservas y de producción a los campos petroleros, y así extender la vida útil de los mismos. Aunque su función es optimizar al máximo la extracción del petróleo original *in situ*, el recobro mejorado tiene otra ventaja: resucita campos que con el paso de los años se han visto condenados a la declinación.

Un ejemplo sencillo de esta técnica es pensar en un helado 'raspao' del cual se quiere obtener jugo con un pitillo: cuando el líquido se está acabando se deberá hacer más fuerza para succionar el contenido, es decir se necesita aplicar más energía para sacar lo que queda. Con los hidrocarburos pasa algo similar: cuando el fluido se acaba es necesario aplicar métodos distintos que imprimen más energía, aumentan la presión y permiten más extracción; eso se conoce como técnicas de recobro mejorado.

Todos los depósitos de crudo tienen una cantidad determinada de recursos, pero no toda se puede extraer. Ese porcentaje de petróleo que se puede sacar del yacimiento se llama factor de recobro. Actualmente en Colombia este indicador alcanza en promedio 18 por ciento, relativamente bajo y lejano al de países como Noruega, que llega a 44 por ciento, o al mismo promedio mundial, que se calcula en 36 por ciento. Por eso los esfuerzos de los últimos años han estado dirigidos a desarrollar mecanismos que permitan mejorar dicho factor.

Las tecnologías de recobro se dividen en tres: primaria, secundaria y terciaria, y pueden aplicarse en diferente orden e incluso simultáneamente. La diferencia radica en el tipo de energía adicional que se introduce en el yacimiento para hacerlo más productivo, mediante técnicas que van desde inyección de agua hasta químicos, pasando por combustión en los campos.

El petróleo original *in situ* (los recursos en el subsuelo) del país es de poco más de 53.000 millones de barriles, pero las reservas probadas remanentes apenas superan los 2.002 millones de barriles. Según Ecopetrol, el potencial técnico del recobro primario podría incorporar 1.220 millones de barriles al 2020, los métodos no térmicos (agua, químico y gas) otros 1.000 millones de barriles y los térmicos (vapor y aire) 270 millones de barriles adicionales.

El vicepresidente de Desarrollo y Producción de Ecopetrol, Héctor Manosalva, dijo en entrevista a **ACP Hidrocarburos**: "actualmente tenemos 29 proyectos de recobro mejorado y 10 pilotos de inyección de agua". Con esta campaña, la empresa espera que al 2020 el factor de recobro sea de alrededor de 22 por ciento. "Inclusive, tenemos proyectos estructurados para alcanzar factores entre el 35 y el 38 por ciento en los siguientes 10 años a partir de 2020", asevera.

Ecopetrol considera que, de su producción actual, 62 por ciento corresponde a técnicas primarias, 33 por ciento a secundarias y 5 por ciento a terciarias. En Estados Unidos, el recobro mejorado representa casi el 25 por ciento de la producción, en China el 17 por ciento, en Venezuela el 13 por ciento y en Canadá poco más del 12 por ciento. Las cifras demuestran que Colombia tiene un largo camino por recorrer, aunque primero debe analizar los cuellos de botella que impiden el correcto desarrollo de los proyectos de este tipo.

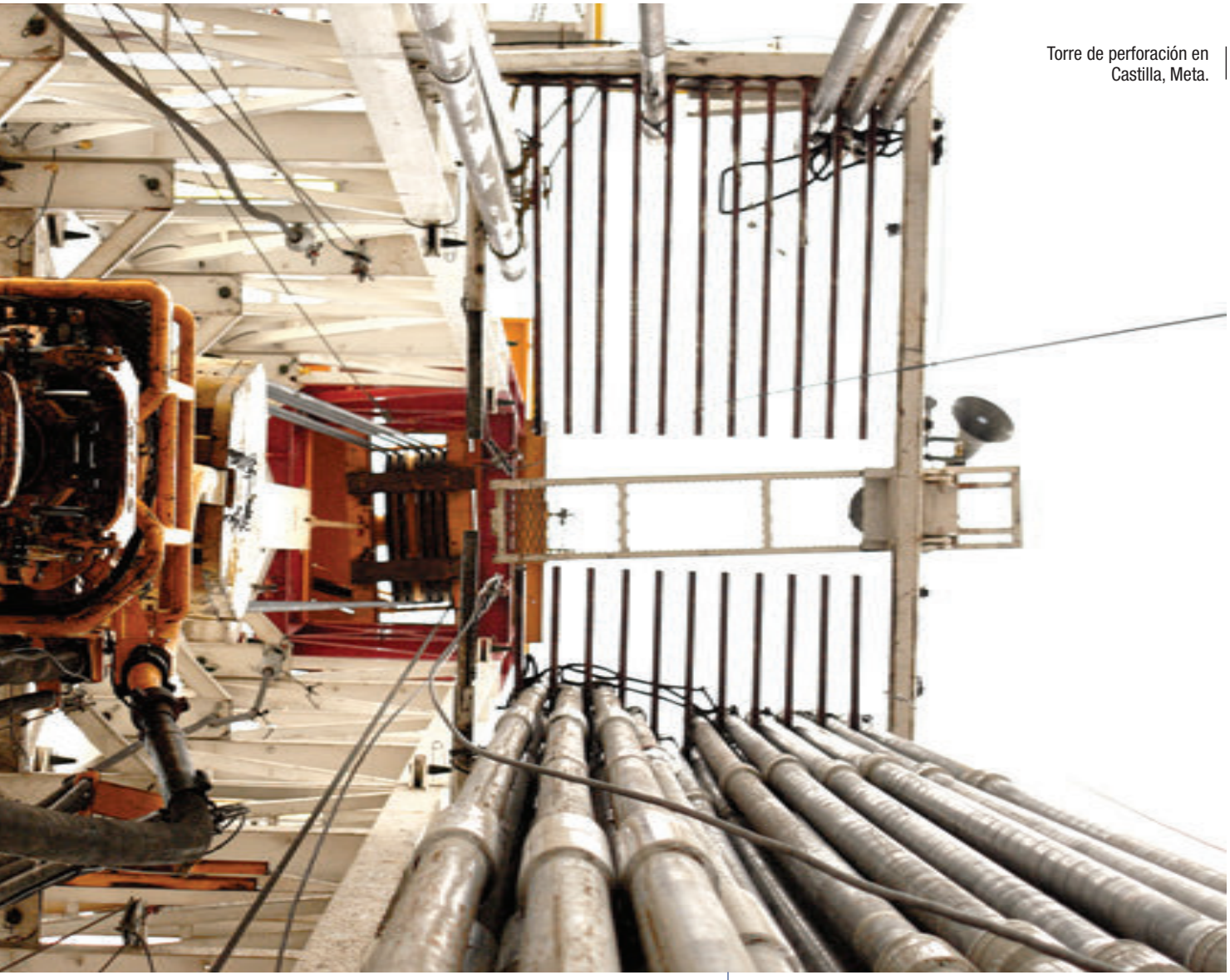


Cada punto porcentual que se aumente el factor de recobro puede significar un incremento entre 20 y 25 por ciento en las reservas del país.

En realidad, las dificultades corresponden a la actividad petrolera en general, pues los principales obstáculos están relacionados con la duración de los trámites ambientales, los bloqueos por parte de comunidades a determinados proyectos y los precios del crudo, entre otros. En la coyuntura, el último aspecto ha tomado más relevancia.

Todo cuesta

Con el bajonazo en el precio del petróleo, a las empresas les llegó el momento de priorizar los proyectos de inversión que generen más costo/beneficio. En plata blanca, estas son épocas en las que los recursos van "derechito" a la producción.



Torre de perforación en Castilla, Meta.

Para Héctor Manosalva, "sin duda, el precio es un marcador muy importante para la decisión de implementar estos proyectos. El recobro secundario exige precios entre 40 y 50 dólares americanos por barril, y el terciario requiere de más de 50 dólares. De hecho, hay en el mundo proyectos de recobro térmico que con menos de 80 dólares no funcionan". Este es un reto grande si se tiene en cuenta que a duras penas el barril ha logrado superar los 45 dólares en los últimos meses.

En el actual escenario de altos costos y bajos precios para la industria, vale la pena analizar qué se necesita para viabilizar estas iniciativas intensivas cuyos frutos no son inmediatos, aunque sí primordiales para extender la autosuficiencia petrolera. Expertos consultados por **ACP Hidrocarburos** coincidieron en que es tiempo de pensar en nuevos incentivos económicos como zonas francas para proyectos de recobro mejorado.

Esta actividad ya tiene, de hecho, ciertos estímulos, como el pago de regalías variables según la producción. Y aunque de la creación de zonas francas todavía no se ha hablado con aplomo, sí complementaría los esfuerzos hechos y haría atractivos proyectos que, por no representar ingresos inmediatos, se podrían quedar en el camino, lo que redundaría en dejar de lado compromisos de inversión y generación de empleo. Tal decisión implicaría, por ejemplo, la exención del IVA para la importación de bienes de capital y el menor pago de impuesto de renta.

La resurrección de los campos

Decir que Colombia está en las grandes ligas del recobro secundario y terciario es exagerado, aunque cierto sí es que en las últimas décadas se ha esforzado de manera significativa. Desde 1957, Ecopetrol ha ejecutado 24 proyectos de recuperación secundaria (inyección de agua o gas) y siete más de terciaria; no obstante, fue desde 2012 cuando la actividad creció, a tal punto que a la fecha se han ejecutado 32 proyectos piloto a los cuales se sumarán 27 ejecutados hasta 2020.

En recobro terciario o mejorado, apenas ha habido pequeños desarrollos con inyección de vapor, o de dióxido de carbono o polímeros.

Un ejemplo de la conveniencia de aplicar técnicas para incrementar el factor de recobro es el fuerte repunte que tuvo el campo La Cira Infantas desde que Ecopetrol y Oxy decidieron, en 2004, incorporarle tecnologías de



Operación petrolera en Castilla la Nueva, Meta.

Se estima que el recobro secundario requiere precios entre 40 y 50 dólares por barril, y el terciario más de 50 dólares.

inyección de agua. Ese yacimiento es considerado hoy el activo petrolero más antiguo del país, con cerca de 100 años de desarrollo y más de 3.000 millones de barriles en sitio.

A pesar de que en sus primeros años la producción estuvo por encima de los 60.000 barriles por día, en 2004 apenas rozaba los 3.800. Ecopetrol y Oxy utilizaron inyección selectiva de agua con controles en tiempo real: "con esto hemos logrado incrementar la producción a 40.000 barriles", explica el vicepresidente de Desarrollo y Producción de Ecopetrol.

La Cira no es el único campo. El de Yarigüí – Cantagallo volvió a niveles de producción de los años 70 con un programa de inyección de agua que en 2014 trascendió al recobro terciario. Y en Chichimene, un proyecto piloto de la misma técnica incrementó la producción 30 por ciento a partir de enero de 2015.

Si bien la mayoría de pilotos para elevar el factor de recobro es ejecutada en campos operados por Ecopetrol, algunos en asociación (como el campo Teca, junto con Oxy de Colombia), hay empresas que los están desarrollando en otros yacimientos.

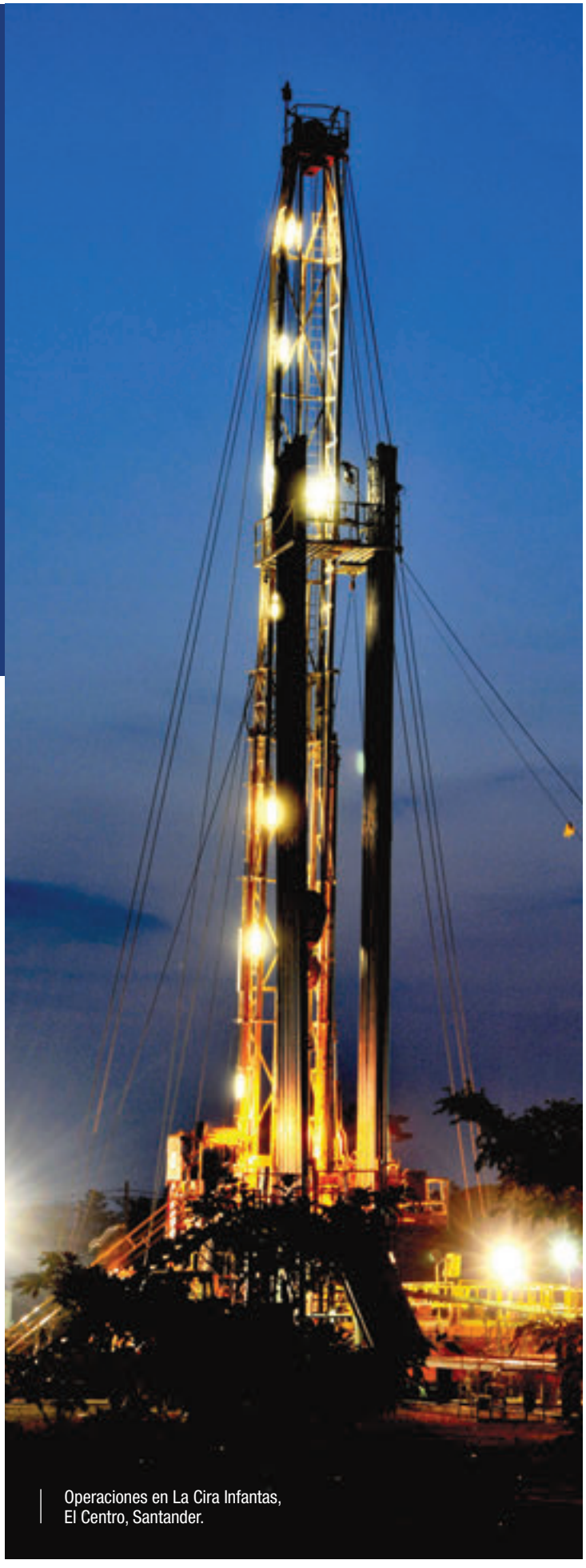
Trilogía del recobro

Las tecnologías de recobro se dividen en tres: primaria, secundaria y terciaria.

La recuperación primaria es la más básica: aprovecha la energía natural del yacimiento; la más sofisticada es la llamada perforación *infill*, que busca disminuir las distancias entre pozos perforados.

La recuperación secundaria involucra inyección de agua, gas, geles y espumas para ejercer mayor presión en el petróleo.

La recuperación terciaria implica el uso de tecnologías de recobro térmico, agua mejorada, gases y microorganismos. Se destacan la inyección de vapor, agua caliente, aire o combustión *in situ* y electromagnetismo (usada en campos de crudo pesado para reducir su viscosidad).



Operaciones en La Cira Infantas, El Centro, Santander.

De acuerdo con información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se están adelantando iniciativas en campos como Floreña, operado por Equión; Cohembí, de Vetra; Adalia, de Parex Resources; Caracara Sur, de Cepsa; Velásquez, de Mansarovar; Payoa, de Petrosantander; Tisquirama, de Petróleos del Norte, y La Hocha, de Hocol, entre otros.

Cuentas de lápiz y papel

El expresidente de Ecopetrol Javier Gutiérrez Pemberthy aseguró en su momento que "cada punto porcentual que se logre aumentar en factor de recobro incrementa entre un 20 y 25 por ciento las reservas del país".

La manera más fácil de hacer estas cuentas es: se estima que hay 53.000 millones de barriles de aceite original, el uno por ciento equivale a 530 millones de barriles, el inventario actual de reservas probadas es de poco más de 2.002 millones de barriles; entonces, si se incorporan 530 millones de barriles, las reservas subirían alrededor de 26 por ciento.

Está comprobado, así, que no solo con métodos tradicionales se logra un factor de recobro más alto: estar a la vanguardia en la aplicación de nuevas tecnologías y lograr los estímulos suficientes en época de "vacas flacas" harán que el país extienda su autosuficiencia a través de la incorporación de más barriles.

Fuentes de la ANH señalan que el éxito de estos proyectos depende de dos factores: buscar pozos abandonados para usar la infraestructura existente y aprovechar el agua en los yacimientos que la tengan. El objetivo final es uno: aplicar cada vez más y mejores tecnologías para lograr un desarrollo sostenible de la industria, siempre y cuando sea compatible con el medioambiente y las comunidades. ACP



Neil Atkinson, jefe de la división de petróleo y mercados de la Agencia Internacional de Energía, AIE.

“Bajas inversiones en exploración son señal de alarma para el futuro”

El jefe de la división de la industria de petróleo y mercados de la Agencia Internacional de Energía, Neil Atkinson, habló con ACP HIDROCARBUROS sobre sus proyecciones para el sector. El 2016 podría ser el año en el que se cierre la brecha entre oferta y demanda.

Por: Nohora Celedón

Cuando la Agencia Internacional de Energía (AIE) habla, los mercados escuchan. Esta organización autónoma a la que pertenecen 29 países trabaja con el objetivo de asegurar energía confiable, accesible y limpia a las naciones que la conforman. En esa tarea, los análisis y estadísticas que presenta mensualmente en su reporte del mercado del petróleo (Oil Market Report) se convierten en una herramienta fundamental para saber hacia dónde se mueven las tendencias globales en el mundo de los hidrocarburos.

Al frente de este reporte se encuentra Neil Atkinson, un analista con 30 años de experiencia en el mercado petrolero. Ha trabajado en el Oxford Institute for Energy Studies (Instituto de Oxford para Estudios de Energía) y KBC Energy, y fue jefe de análisis de Lloyd’s List Intelligence. En la Agencia, es el director de la división Oil Industry & Markets.

Atkinson sostuvo una conversación franca y abierta con la revista ACP Hidrocarburos, en la que explicó hacia dónde va la industria y por qué la reducción de las inversiones en el sector no es solo un problema de las empresas productoras.

ACP Hidrocarburos: ¿Cómo ve el mercado del petróleo en este momento?, ¿considera que estamos cerrando la brecha existente entre la oferta y la demanda, o cree que se está ampliando?

Neil Atkinson: Para la primera mitad de 2016 vemos que todavía hay un gran superávit de oferta sobre demanda en los mercados internacionales, cercano al millón y medio de barriles por día. Sin embargo, en la medida que nos movamos hacia la segunda mitad del año, en particular al final, veremos que esta brecha empezará a cerrarse significativamente. Esto porque, en primer lugar, vemos un crecimiento muy fuerte de la demanda y, en segundo, porque estamos empezando a ver un recorte en la producción de los países no Opep (Organización de Países Exportadores de Petróleo). Todo esto junto significa que para el final de la segunda mitad de 2016 veremos que la brecha entre oferta y demanda se reducirá hasta casi cero; si no es para finales de 2016, probablemente será muy al principio de 2017.

ACP: ¿De dónde provendrá este incremento en la demanda que pronostican?

NA: Como siempre, hay un incremento muy fuerte de la demanda que proviene de los países en desarrollo, particularmente China e India, pero también estamos viendo una demanda mucho más robusta en los Estados Unidos. Así que cuando juntamos China, India, Estados Unidos y algunos países de otras regiones en el mundo, como África y América Latina, todos están aumentando su demanda entre 1 y 1,2 millones de barriles diarios. Este es un incremento muy sólido de la demanda, no

> “Si las inversiones en exploración y desarrollo de petróleo y gas caen, la oferta que necesitamos para abastecer la demanda de productos petroleros y de gas la próxima década podría ser difícil de encontrar”.



Neil Atkinson participará en el Singapore International Energy Week 2016

espectacular, pero sí estable; por eso confiamos en que nuestro pronóstico es acertado.

ACP: En junio, la AIE preparará sus pronósticos para 2017, ¿tiene algunas ideas de lo que será el próximo año para el sector?

NA: Por el momento no tenemos ningún pronóstico detallado sobre 2017 que podamos publicar, pero probablemente en ese informe se ratificarán las tendencias que identificamos a principios de 2016 sobre un posible balance del mercado para finales de este año o inicios del próximo. Sin embargo, no podemos estar 100 por ciento seguros porque en el sector del petróleo vemos cambios regulares en los datos y el sentimiento del mercado también puede cambiar.

ACP: ¿En qué valores podría dejar este balance los precios del barril para final del año?

NA: Ya hemos visto que los precios se han fortalecido las últimas semanas desde el punto bajo en el que estuvo en enero hasta 50 dólares por barril, y creo que todos han estado sorprendidos por lo rápido que han subido. Parte de lo que ha sucedido se debe a la especulación sobre el congelamiento de la producción (tras la reunión de abril de la Opep) y a los recortes de producción de algunos países, como Nigeria, Venezuela y Kuwait; no obstante, la tendencia general también es a que se dé un alza en los precios.

Creo que esto también sucede porque el mercado suele tener una mirada enfocada en el largo plazo; muchos analistas están viendo las proyecciones y parece haber un consenso frente a que, en lo referente a los precios, lo peor ya pasó. El precio del barril estuvo en 45 dólares y parece que este precio se puede mantener a lo largo de 2016, siempre y cuando se dé este balance entre oferta y demanda.

Después podríamos empezar a ver un aumento gradual en los precios, pero hay un límite sobre qué tanto van a crecer porque el mundo está sentado sobre un enorme inventario de petróleo que se ha estado construyendo en los últimos tres años: la existencia de esos inventarios también va a tener un impacto en los precios.

ACP: Algunas personas piensan que no veremos nuevamente un barril de 100 dólares, ¿qué piensa de esta apreciación?

NA: “Nunca digas nunca”, pero a juzgar por lo visto hasta la fecha es muy difícil ver los precios aumentando hasta 100 dólares por barril en cualquier punto cercano. Podría pasar si hay un gran evento geopolítico.

ACP: Al inicio de este año teníamos muchas expectativas sobre la producción de Irán (con el levantamiento de las sanciones) y de los no convencionales de Estados Unidos. ¿Qué piensa sobre la evolución de estos dos asuntos y qué podemos esperar?

NA: En lo que tiene que ver con Irán, el incremento en su producción, tras el levantamiento de las sancio-

nes, ha estado en línea con nuestros pronósticos y estamos esperando que en 2016 su producción continúe creciendo gradualmente. Este factor ya lo incluimos en nuestras previsiones.

En realidad, hay más certidumbres con Irán que con Estados Unidos, donde fue muy difícil pronosticar el crecimiento de la producción de esquistos; la velocidad con la que se dieron las cosas hizo muy complejo para los analistas (incluyéndonos) ser precisos en estos cálculos. Lo mismo ocurre para predecir el nivel y el ritmo de declinación de la producción de los Estados Unidos, que ya estamos viendo.

No obstante, nuestro escenario base es una caída de la producción del petróleo de esquistos en los Estados Unidos por el orden de los 600.000 barriles por día este año y de cerca de 200.000 barriles por día el próximo. Por las señales que estamos viendo en el mercado, parece que nuestro pronóstico está en lo correcto por ahora, aunque las cosas pueden cambiar.

ACP: ¿Qué hechos geopolíticos tienen en el radar, por su posible relevancia, en el mercado petrolero este año?

NA: Algo en lo que debemos tener la mirada puesta es la situación de Libia, porque en este momento la producción petrolera es muy baja en ese país. Aunque nadie sabe exactamente cuánto, se estima que es de alrededor de 300.000 barriles por día, y antes de la guerra civil la producción era cercana a 1,5 millones de barriles por día. Ahora se espera que haya un tratado de paz que impulse la producción al alza nuevamente: sospecho que ese sería el mayor evento geopolítico. Libia podría cambiar las reglas del juego porque traería más oferta al mercado de la que estamos esperando.

ACP: ¿Y qué podemos esperar de un posible acuerdo de congelar o reducir la producción entre los países Opep y No Opep?

NA: Es difícil de predecir, pero en este momento todo es especulación y no podemos estar seguros pues



Refinería de Schlumberger
Foto cortesía
www.businessinsider.com

depende de los productores. Sin embargo, hemos dicho que es muy poco probable que un congelamiento en la producción cambie, de hecho, el número de barriles que estamos viendo en los mercados; esto porque la realidad es que muy pocos productores tienen la habilidad de incrementar la producción, aunque quisieran. En otras palabras, aun si logran un acuerdo, esto no significa que habrá menos petróleo: por lo menos veremos la misma cantidad.

ACP: Hemos visto una reducción en las inversiones en exploración petrolera con esta coyuntura. ¿Cómo ve que esto afecte en el mediano y largo plazo el suministro de petróleo?

NA: Lo que vimos en 2015, y nuevamente en 2016, es un gran recorte en las inversiones de *upstream* y en las grandes compañías, cercano al 20 por ciento el año pasado. Las bajas inversiones este año son tal vez una señal de alarma para el futuro. Aunque no podemos estar seguros, creemos que se necesita un alto nivel de inversiones para mantener la producción existente e incrementar la producción de nuevos descubrimientos en el mundo.

ACP: Hay quienes consideran que el hecho de que se acabe el petróleo es una buena noticia porque podría incrementar la participación de otras fuentes de energía renovables, ¿qué tan realista es esta apreciación?

NA: Esto no es realista porque el petróleo es la más importante fuente de energía para el transporte. Hasta el momento no hay señales de un producto masivo sustituto de la gasolina y el diésel para el transporte y, hasta que esto pase, tendremos una arrolladora dependencia del petróleo en este sector. En un panorama a diez años, esto no va a cambiar en absoluto.



600.000 barriles por día

Podría caer la producción de crudo en Estados Unidos este año





Campo petrolero en Argelia.
Foto cortesía: www.politicaexterior.com

"Para el final de la segunda mitad del 2016 veremos que la brecha entre oferta y demanda se reducirá hasta casi cero; si no es a finales del 2016, probablemente será muy al principio de 2017".



ACP: ¿Pero ve que estas nuevas fuentes de energía vayan a tener mayor relevancia en la mezcla energética en el futuro? y ¿qué tan rápido cree que se dará este cambio?

NA: Eventualmente, en el futuro, sí, no hay duda. Ya estamos viendo que no solo crece el uso de energía solar y de viento, sino que están cayendo los costos de estas tecnologías. En el largo plazo, debido al apoyo de muchos países, veremos un gran aumento, pero todavía hay mucho camino por recorrer, aún hay una enorme cantidad de carbón usada para la generación de energía y todavía hay mucho gas usado para generación.

ACP: ¿Sería justo decir que si reducimos al mínimo las inversiones en exploración podríamos tener problemas de oferta de energía en el futuro?

NA: Si las inversiones en exploración y desarrollo de petróleo y gas caen este año y el otro, como parece que sucederá, entonces, potencialmente, la oferta que necesitamos para abastecer la demanda de productos petroleros y de gas la próxima década, podría ser difícil de encontrar: este es uno de los peligros de esta caída en la inversión.

ACP: Moviéndonos hacia América Latina y Colombia, hay una gran expectativa con respecto a nuevos yacimientos de no convencionales, pero con los precios actuales, ¿es factible producir estos yacimientos?

NA: Sí, porque lo que encontramos en los Estados Unidos, donde hay un gran depósito de *shale*, es que se puede producir a pesar de los bajos precios. Yo no estoy tan familiarizado con la situación en todos los países, pero, por ejemplo, la situación tributaria, los costos y tiempos para obtener permisos, qué tanto cuestan los equipos, y los servicios, son factores que varían mucho de país en país y que son determinantes para definir la viabilidad de los proyectos. ACP

La baja cotización del crudo ha llevado a los países productores a competir más para buscar inversiones en el sector de hidrocarburos. Reducción de impuestos, mayor flexibilidad en los tiempos de los contratos y aumento del precio de venta a refinerías nacionales son algunas de las estrategias para retener y atraer empresas petroleras.



Plataforma exploratoria en el Ártico.
Foto cortesía: www.argentinashale.com



La movida internacional en las políticas petroleras

El mundo cambió para los países productores de crudo con la caída de los precios del petróleo. La reducción de sus presupuestos, por cuenta de los menores ingresos de esta industria, ha puesto en aprietos a las autoridades económicas de estos países, que han tenido que replantear tanto los términos de los contratos de exploración y producción con las empresas del sector, como las condiciones fiscales para estas compañías.

La situación es compleja. Según cálculos revelados por la BBC de Londres, los proyectos petroleros cancelados o aplazados en todo el mundo suman cerca de 380.000 millones de dólares, es decir el tamaño de la economía colombiana.

Además, la proyección con la que hoy están trabajando la mayoría de gobiernos, incluido el colombiano, es que en el corto plazo el precio internacional del petróleo no tendrá un repunte significativo.

"El petróleo sí está en una situación muy difícil, yo no creo que vaya a fluctuar por encima de los 50 dólares por barril. Se va a mantener entre 30 y 50 dólares por los próximos cuatro años, o por lo menos yo estoy preparando para esto a Ecopetrol", dijo el presidente de la petrolera colombiana, Juan Carlos Echeverry, durante un foro realizado por la Contraloría General.

Si bien en la región hay una especie de consenso en relación con que los precios del petróleo se mantendrán en niveles bajos, en comparación con los registrados hasta mediados de 2014, hay diferencias en la forma como los países están enfrentando esta situación y en las estrategias que están implementando para aumentar, o al menos mantener, la inversión en el sector.



Estación de servicio en Guayaquil, Ecuador.
Foto cortesía:www.newslocker.com


Facilidades de producción de Petroamazonas, Ecuador.
Foto cortesía: www.rumbominero.com



Ecuador le apunta a la exploración de campos maduros. Sin embargo, ha tenido que renegociar sus contratos y bajar en 57 por ciento la tarifa de producción.

México, la tempestad en medio de la reforma

Al tiempo que México aprobaba una reforma energética que ponía fin a casi ocho décadas de monopolio estatal en el sector petrolero, el mundo comenzó a ser testigo de una reacomodación de sus precios, que a mediados de 2014 empezaban a mostrar una tendencia a la baja.

De la expectativa generada por el anuncio del gobierno de Enrique Peña Nieto sobre la apertura del mercado energético a empresas privadas, y que prometía un aumento significativo de la inversión extranjera y de la producción petrolera en ese país, se pasó a la incertidumbre por los efectos reales de dicha reforma, ya que los nuevos precios del crudo hicieron que los potenciales inversionistas reajustaran sus planes de expansión.

Al igual que sucede en Colombia, en México, el aporte del sector petrolero al presupuesto de la Nación es mucho mayor, en porcentaje, que la contribución al Producto Interno Bruto. Esto revela una dependencia estatal hacia los recursos provenientes del petróleo, pues Pemex genera cerca del 30 por ciento de los ingresos de la Nación, mientras que la actividad petrolera representa el 3 por ciento del PIB.

Para hacerle frente a la nueva realidad, enmarcada por los precios bajos y la reducción de inversiones en proyectos de hidrocarburos, México partió de la premisa de aplicar términos más agresivos en sus contratos con el fin de atraer más ofertas.

Por esta razón, las secretarías de Energía (Sener), y de Hacienda y Crédito Público (SHCP), así como la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) emitieron once disposiciones que serán aplicadas a todos los contratos petroleros de la ronda uno, la primera que se hace en ese país gracias a la entrada en vigencia de la reforma.

Una de estas consiste en eliminar la utilización de una fórmula por parte del Estado para definir el precio a pagar por cada barril de petróleo y permitir que este sea determinado por el precio reportado por el contratista o comercializador. Además, quedó establecido que el precio contractual debe reconocer los costos de transporte.

Además, recientemente fue ampliado el nivel mínimo de participación de las empresas en los proyectos productivos, que ahora puede ser hasta del 25 por ciento cuando la rentabilidad, antes de impuestos, sea superior al 35 por ciento. Y se suma que el llamado mecanismo de ajuste, que determina el porcentaje de ingresos que les corresponde a las compañías privadas, cambió: el Gobierno aumentó el margen de ingresos antes de impuestos del 15 al 20 por ciento para las petroleras.

Ecuador le apuesta a los campos maduros

Al problema fiscal que genera para el gobierno de Ecuador una caída de la renta petrolera, que representa el 22 por ciento de los ingresos totales del Estado, se añade un problema mayor: la menor cantidad de dinero circulante. La razón es que, por ser una economía dolarizada, el flujo de capital depende de los dólares que lleguen por cuenta de las exportaciones, que en un 55 por ciento están explicadas por las ventas externas de crudo.

A diferencia de lo que sucede en Colombia, donde la baja de la cotización internacional del petróleo ha sido compensada, en parte, por la devaluación del peso, cercana a 40 por ciento, en Ecuador, la transmisión de la caída del precio del petróleo ha sido directa.

Para hacer frente a esta realidad, el país le ha apuntado a aumentar la producción de crudo para compensar con un mayor volumen los menores ingresos. La extracción en campos maduros y la renegociación de contratos son dos pilares de la actual política petrolera con la que esa nación busca lograr el objetivo.

A finales de 2014, Petroamazonas firmó, con seis consorcios conformados por empresas de Francia, Argentina, Estados Unidos y China, una serie de contratos para recuperar la producción de 17 campos maduros pertenecientes a la estatal petrolera y que habían sido explotados por la empresa durante casi tres décadas.



Refinería de Total en Dunkerque, Francia.
Foto: www.energia16.com

El acuerdo inicial contemplaba la recuperación de 171,4 millones de barriles en reservas y para ello se requería una inversión cercana a los 2.120 millones de dólares. Sin embargo, todo cambió. El precio de venta del barril de crudo ecuatoriano cayó un poco más del cincuenta por ciento entre la fecha de firma de los contratos y hoy.

Por esta razón, en abril de este año, Petroamazonas tuvo que renegociar nueve de estos contratos y reducir la tarifa de producción para campos maduros 57 por ciento. El ministro coordinador de Sectores Energéticos de ese país, Rafael Poveda, indicó que "se logró reducir la tarifa gracias a una estrategia de optimización de la producción y a la definición de actividades con menor riesgo".

Argentina, la apuesta del precio interno

Antes de terminar la pasada administración, de Cristina Fernández de Kirchner, ese Gobierno emitió las resoluciones 14/2015 y 33/2015, y fijó un precio de sustentación para el petróleo nacional, por lo que para el mercado interno no se tienen en cuenta las referencias internacionales Brent y WTI.

Esta política ha generado un gran debate en el país gaucho, más ahora que tras 16 años de continuidad en el Gobierno hubo un cambio en la conducción del país. Hoy, cuando el precio del crudo ha llegado a cotizarse entre 30 y 40 dólares, esa nación mantiene un precio de 67 dólares por barril para crudo liviano y de 55 dólares para crudo pesado; estos son los ingresos que reciben los productores en Argentina cuando lo venden a las refinerías.

Argentina le apuesta a mantener en 2016 un precio interno del petróleo de 67 dólares por barril de crudo liviano y de 55 dólares para crudo pesado. Este subsidio le costaría al Estado más de 5.000 millones de dólares.

El llamado subsidio al petróleo puede costarle al año al Estado argentino más de 5.000 millones de dólares, tres veces el valor de la sentencia que tiene que pagar por los llamados fondos buitres de Nueva York.

Para Javier Betancourt, expresidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, "si bien Argentina es un destino atractivo para la industria, dado que ofrece un precio de sustentación, en países con presiones fiscales como ese, la salida no debería ser el subsidio sino el abaratamiento de costos, como transporte e impuestos".

La principal motivación que ha tenido el Gobierno argentino para mantener el precio de sustentación es evitar que el país se convierta en importador de petróleo, lo que tendría un efecto negativo sobre la autosuficiencia energética y el empleo.

El ministro de Minas y Energía argentino, Juan José Aranguren, sustenta su decisión de mantener el subsidio en que el precio del crudo en ese país nunca ha transmitido totalmente lo que pasa con el precio internacional. "De los últimos 12 años, en 10 ocurrió al revés; cuando el precio internacional estaba arriba de 100

dólares el barril y en Argentina estaba entre 40 y 60 dólares, hubo una transferencia de ingresos. Eso evitó invertir y que hoy podamos estar dependiendo menos de la importación", señaló el funcionario.

Con esta política, hoy Argentina busca atraer más inversión al sector petrolero, más porque el país es visto como el de mayores reservas de petróleo de esquisto después de Estados Unidos.

La crisis en Reino Unido

Un reciente informe publicado por Oil and Gas U. K. (la organización que representa el *offshore* de ese país) advierte que, por cuenta de la baja en los precios del crudo, la industria británica de los hidrocarburos está al borde del abismo. Si bien en 2015 la producción petrolera en esta zona aumentó 9,7 por ciento y alcanzó una cifra récord de 1.640.000 barriles por día, los ingresos del sector cayeron 30 por ciento en el mismo periodo, en comparación con los obtenidos en 2014.

Según ha explicado a los medios internacionales la directiva de Oil and Gas U. K., Deirdre Michie, "la inversión dedicada a la exploración de nuevos yacimientos está en mínimos históricos y no hay signos de mejora". Para hacer frente a esta situación, el Gobierno de David Cameron autorizó un paquete fiscal de 1.660 millones de euros que incluye recortes a los impuestos sobre la producción de crudo y subsidios a la exploración de nuevos yacimientos.

Con ello se busca garantizar que la Cuenca Continental del Reino Unido continúe siendo un destino atractivo para las inversiones. A esto se suma que el tope para declaración de impuestos subió para las sociedades medianas, con lo que empresas prestadoras de servicios petroleros que no sean de gran tamaño pueden tener más flujo de caja para realizar sus operaciones.

Adicionalmente, el Gobierno inglés destinó una ayuda de 250 millones de libras (330 millones de dólares) a planes que ayuden a los empresarios de hidrocarburos a ir a otras naciones a prestar servicios petroleros y ampliar su mercado más allá de las fronteras del Reino Unido.

De las políticas dependerá la sobrevivencia

Lo que revelan estos casos es que no hay una sola estrategia para contrarrestar los efectos de un menor precio del petróleo; sin embargo, lo que sí existe es un denominador común encaminado a buscar, por diversos medios, la autosuficiencia energética y a aumentar la inversión privada en el sector.

Desde Colombia, esta coyuntura es vista con mayor confianza por parte de Ecopetrol. "Yo soy optimista. Estamos viviendo dos o tres años duros, pero esta es la primera crisis en la que no se quiebran ni las familias, ni los bancos, ni el Gobierno. Tenemos una caída del precio del petróleo del 70 por ciento. Esta vez, todos estamos sufriendo, pero todos hemos sobrevivido en nuestros balances", aseguró el presidente de la compañía, Juan Carlos Echeverry.

Así, la apuesta por sobrevivir en un escenario de precios bajos ha llevado a los gobiernos de las naciones productoras a replantear sus políticas en materia energética y tributaria, una realidad a la que Colombia también está apelando, pero que tendrá que intensificar si no quiere perder en la competencia internacional que hoy se libra en el vecindario y en el resto del globo. **ACP**



Plataforma de exploración *offshore* en México.
Foto cortesía: www.elhorizonte.mx



El 30 de junio de este año, el campo petrolero con la mayor producción de crudo en Colombia regresa a Ecopetrol, tras ocho años de haber sido operado por Pacific E&P. El reto para la empresa de mayoría estatal no es menor pues los logros de la canadiense superaron ampliamente las expectativas y marcaron un hito en la industria petrolera nacional.

Por: Sharon Hernández



Facilidades de producción
campo Rubiales, Meta.

Campo Rubiales, DE REGRESO A ECOPETROL

En el departamento del Meta, a 168 kilómetros de Puerto Gaitán, tuvo lugar uno de los casos más exitosos en la historia reciente de la industria petrolera colombiana. Un campo que en 2008 era un proyecto menor, que producía a lo sumo 7.900 barriles de crudo en promedio al día, cinco años después se convirtió en el mayor complejo del país al alcanzar un récord histórico de 208.763 barriles diarios aproximadamente, lo que representó el 21 por ciento de la producción diaria nacional.

Aunque hoy Rubiales es uno de los campos de hidrocarburos más emblemáticos de Colombia, para la época de su descubrimiento, en 1981, la complejidad del yacimiento, los precios del petróleo, las dificultades de acceso, la falta de infraestructura y la situación de inseguridad dificultaron su crecimiento, a pesar de que varias compañías apostaron por su desarrollo.

Fue en 2008 cuando se inició la nueva historia de campo Rubiales. Parte del éxito se dio por un proceso de asociación entre la empresa colombiana de mayoría estatal Ecopetrol y la canadiense Pacific Exploration & Production, una compañía cuyos técnicos contaban con amplia experiencia en la operación de yacimientos de crudos pesados en Venezuela, y que identificó en Rubiales una oportunidad de crecimiento, haciendo analogía a las características geológicas de acumulaciones similares en el vecino país.

Esta asociación dio vía libre a una estrategia de desarrollo robusta, y un decidido plan de inversiones conjunto entre Pacific y Ecopetrol -impulsado por unos precios internacionales del petróleo en ascenso-. Esto promovió la construcción de infraestructura de transporte para la evacuación del crudo, un sistema logístico para la incorporación de diluyentes, el desarrollo de extensas instalaciones de superficies, una campaña agresiva de perforación, así como una exitosa estrategia para la adquisición de bienes y servicios. Todo este trabajo apuntó a darles viabilidad técnica y económica a las operaciones, y se tradujo en un elevado incremento de la extracción: durante el primer año de operación, la producción pasó de 7.900 barriles diarios a más de 13.288 barriles.

Alrededor de Rubiales se gestaron diversas innovaciones con el interés de tener un barril más competitivo y optimizar costos: la construcción del Oleoducto de los Llanos (ODL), conectando el campo con Ocensa para así acceder al terminal de Coveñas; la construcción de una red de distribución eléctrica y de fluidos en el campo; el manejo de ingentes cantidades de agua; la implementación de centros de control automatizados; el uso masivo de perforación horizontal, entre otras.

Pacific E&P constituyó también la empresa Petroeléctrica de los Llanos (PEL) para conectar el Sistema de Transmisión Nacional, desde Chivor (Boyacá) hasta campo



Rubiales (Meta). Con la entrada de PEL, la compañía dejó de consumir entre 6.000 y 7.000 barriles de crudo en la autogeneración de electricidad, lo que produjo importantes ahorros a la operación.

Con estos esfuerzos no solo creció el número de barriles, también lo hizo la región. Su vecino más cercano, Puerto Gaitán, pasó de tener altos índices de pobreza frente a la media nacional a ser un próspero municipio de los Llanos Orientales. Esto, fruto, entre otros, de la generación de empleo, que superó en su pico los 20.000 puestos de trabajo entre directos e indirectos; de la inversión social, que durante los ocho años de operación rondó los 32 millones de dólares en ejes como fortalecimiento institucional, educación y competitividad, y de las regalías generadas por el campo que, entre 2008 y 2015, superaron los 5.000 millones de dólares.

Sin duda, todas estas inversiones redundaron en procesos de empoderamiento social, en un cambio sustancial en los proyectos de vida de los habitantes y en el desarrollo económico de la región, que logró ampliar su perspectiva de crecimiento.

Así lo confirma Amanda, una habitante de la vereda Rubiales, quien vive allí desde hace 29 años y ha sido testigo de primera mano de esta transformación. Esta líder comunitaria afirma que con campo Rubiales su comunidad se vio beneficiada en generación de empleo; inversión social en escuelas, canchas y otros espacios deportivos; programas culturales como Talento y Folclor, y capacitaciones de las cuales sus hijos y los demás niños de la zona han sido favorecidos, así como de los proyectos de emprendimiento promovidos por el operador del campo.



Escuela Nueva Rubiales, área de influencia



Panorámica CPF Rubiales.

"La empresa Pacific nos dio prioridad para que las personas trabajaramos, nos apoyaron con proyectos productivos, y nos dieron la capacitación y las guías para que no dejáramos morir esos proyectos y fueran sostenibles a futuro", cuenta Amanda, quien recibió apoyo para el desarrollo de proyectos productivos en agricultura, especialmente en cítricos, y en granjas integrales con gallinas ponedoras y reses.

De la mano de la actividad de campo Rubiales también crecieron otros sectores como el turístico, hotelero, comercio, alimentos, transporte, entre otros, y se impulsó un importante desarrollo local de bienes y servicios, en donde las compras asociadas a las necesidades del campo alcanzaron más de 81 mil millones de pesos.

Precisamente, en el área de bienes y servicios se destaca una de las iniciativas más importantes de Pacific como operadora: el Programa de Desarrollo de Proveedores Locales; la estrategia principal de promoción empresarial que desarrolló la compañía desde 2013 y de la cual se han beneficiado 173 empresas de Puerto Gaitán, que gracias a las capacitaciones y las competencias adquiridas han logrado generar una oferta comercial competitiva y atractiva para el mercado, al tiempo que amplias oportunidades de negocio con otros sectores de la economía como agroindustria, público, salud, entre otros.



Los retos del nuevo operador

La reversión de campo Rubiales llega en medio de una difícil coyuntura para el sector de hidrocarburos, por cuenta de la caída en los precios internacionales del crudo y por otros factores internos que hacen difícil las operaciones de las compañías. A la fecha, ya se ha registrado una drástica reducción de la campaña de desarrollo en Rubiales, en donde solo hubo actividad de perforación hasta el tercer trimestre de 2015, lo cual se vio reflejado en la declinación de la producción, que al día de hoy es de 140.000 barriles por día, en promedio.

Sin embargo, Ecopetrol viene trabajando en un plan de desarrollo que busca reactivar la actividad de perforación de pozos a partir de octubre de este año. La meta es alcanzar 1.032 pozos que permitan incrementar la producción a 150.000 barriles por día para el segundo semestre de 2017.

En materia de reservas probables (2P), estas siguen siendo prometedoras. Al inicio de la operación, las reservas totales a recuperar eran de alrededor de 702 millones de barriles de crudo. Ahora, según lo reportado por Pacific E&P, se puede establecer que al final del contrato aún quedarían por explotar entre 220 y 280 millones de barriles, dependiendo del plan que se trace el operador al finalizar el contrato. Esta disminución en reservas se debe, principalmente, al aumento de la información técnica disponible que permitió incrementar la producción del campo.

"Hay definido un plan que nos permite la incorporación de reservas, proteger los volúmenes de producción y la actividad en general del campo", asegura Héctor Manosalva, vicepresidente de Desarrollo y Operaciones de Ecopetrol.

Pero los desafíos no pasan solo por los retos técnicos propios de la operación de este campo. Manosalva reconoce que uno de los mayores desafíos será "la implementación de la política social de Ecopetrol en la zona, trabajar con los gobiernos locales y las instituciones, desarrollar relaciones armónicas con los sindicatos que coexisten en la región, y tener una política de manejo del talento humano".

Con este panorama, tanto Pacific como Ecopetrol vienen trabajando en conjunto desde hace dos años para la entrega y recibo de Rubiales. Ecopetrol, por su parte, conformó un equipo de 93 profesionales de distintas áreas que está listo para recibir el campo, un grupo que, según Manosalva, "está preparado para hacer la transición de una forma adecuada, manteniendo las condiciones de operación y de entorno de la mejor forma posible".

Contratos de asociación, lecciones aprendidas y retos a futuro

El contrato de asociación, si bien desapareció en la pasada reforma que dio origen a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en 2004, ha sido una exitosa figura de contratación vigente en el país desde 1974. A través



Ingenieros de control.

de este modelo se han dado importantes descubrimientos y se han puesto en producción activos importantes como Caño Limón y Cusiana; y sin duda, uno de los mejores ejemplos lo encarna la unión Pacific E&P y Ecopetrol, que encontró en este tipo de contrato la forma de potenciar campo Rubiales.

Manosalva afirma que "la asociación con Pacific, como lo ha sido con otros socios, ha sido muy exitosa para Ecopetrol y para el país, y nos ha permitido, a través de compartir los riesgos y la inversión, tener los niveles de reservas y producción que tienen estos activos de gran tamaño".

A su vez, Luis A. Pacheco, vicepresidente de Estrategia y AIT de Pacific E&P, añade: "en esta alianza se demostró que los recursos privados y estatales no solo pueden coexistir, sino que las fortalezas de las dos compañías resultaron complementarias a la hora de realizar la gestión compleja que la industria de los hidrocarburos del siglo XXI requiere".

Sin embargo, entre las lecciones aprendidas, Manosalva reconoce que hay que diversificar la canasta de modelos de contratación en el país: "el contrato de asociación es un instrumento de inversión pero no debe ser el único ni el más importante, debe haber una diversidad para poder realizar inversiones de riesgo y desarrollo con compañías socias de Ecopetrol".

Sin duda, el mayor reto es optimizar los contratos de asociación actuales, teniendo en cuenta que bajo este modelo todavía operan 60 proyectos en el país, según datos de la ANH. A futuro, la meta deberá ser avanzar en nuevos mecanismos con miras a generar un mayor interés de los inversionistas y hacer el sector más competitivo y robusto. **ACP**

Mediante la asociación se logró construir una infraestructura civil y petrolera que seguirá teniendo impacto positivo en la región.



Tanque de almacenamiento de hidrocarburos en campo Rubiales.



Caño Cristales, Serranía de La Macarena.
Foto cortesía:www.commons.wikimedia.org



La Macarena: santuario que la industria petrolera también protege

La polémica sobre la licencia ambiental otorgada por la Anla a Hupecol para explorar un área ubicada en la serranía de La Macarena se generó con base en información falsa e imprecisa sobre los alcances del proyecto de exploración. En juego quedó la seguridad jurídica en materia de licenciamiento para las empresas petroleras que operan en Colombia.

Cuando Óscar vio por redes sociales y medios de comunicación la indignación por cuenta de un proyecto petrolero en la serranía de La Macarena, que podría afectar Caño Cristales, no entendía muy bien a qué se referían tantos mensajes.

Desde hace seis años Óscar trabaja con la empresa Hupecol encargado de mantener el vínculo entre la compañía y la construcción de lazos de confianza con las comunidades del área de influencia del Bloque Serranía, un proyecto de exploración de hidrocarburos que, según lo que se decía en las redes, era la gran amenaza para el denominado río más hermoso del mundo: Caño Cristales.

Algunas personas en San Juan de Losada, el centro poblado más cercano al bloque, le preguntaban si se trataba de la misma iniciativa, pues mientras en medios se decía que Serranía quedaba al lado de Caño Cristales, quienes viven en la zona saben que para llegar hasta ese punto es necesario recorrer cerca de siete horas por carretera y trochas destapadas construidas con mucho esfuerzo por la comunidades de esta región.

De hecho, el punto más cercano entre el bloque y Caño Cristales queda a 68 kilómetros de distancia en línea recta -lo mismo que hay entre Bogotá y Villavicencio-, a 23 km del río Guayabero y 48 km del río Duda, afluentes importantes de la zona. Además, las cuencas que pasan por el proyecto y las que nutren a Caño Cristales son distintas.

Todo esto lo había analizado la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Anla, para dar su visto bueno al proyecto con la expedición de la Resolución 286, por la cual se otorgaba la licencia ambiental y se tomaban otras determinaciones. Esta imponía una serie de restricciones para evitar y mitigar cualquier impacto ambiental que la operación pudiera generar.

Sin embargo, el 14 de abril, el Presidente de la República anunció a través de su cuenta de Twitter la decisión de suspender la licencia. Una orden de este estilo para derogar una licencia ambiental ya expedida es un hecho del que no había precedentes jurídicos en el país y que legalmente no tiene asidero.

Sorprendió, además, porque un día antes la Anla, en una rueda de prensa, había reiterado: “el proyecto de exploración no afectará ambientalmente ningún Parque Nacional Natural (PNN) o sitios de interés turístico y ecológico como Caño Cristales”.

Para aumentar la confusión, por la misma red social, el entonces ministro de Ambiente, Gabriel Vallejo, precisó que había solicitado a la Anla: “evalúe licencia Serranía con fines de suspensión, revocación o decaimiento teniendo en cuenta el Plan de Manejo de Cormacarena”. La directiva pasó entonces, en menos de un minuto, de ser una orden de evaluación a una solicitud de revocatoria de la licencia.

El Plan de Manejo del Sector Río Losada - Caño Perdido mencionado por Gabriel Vallejo es un documento



EL POTENCIAL EN RIESGO

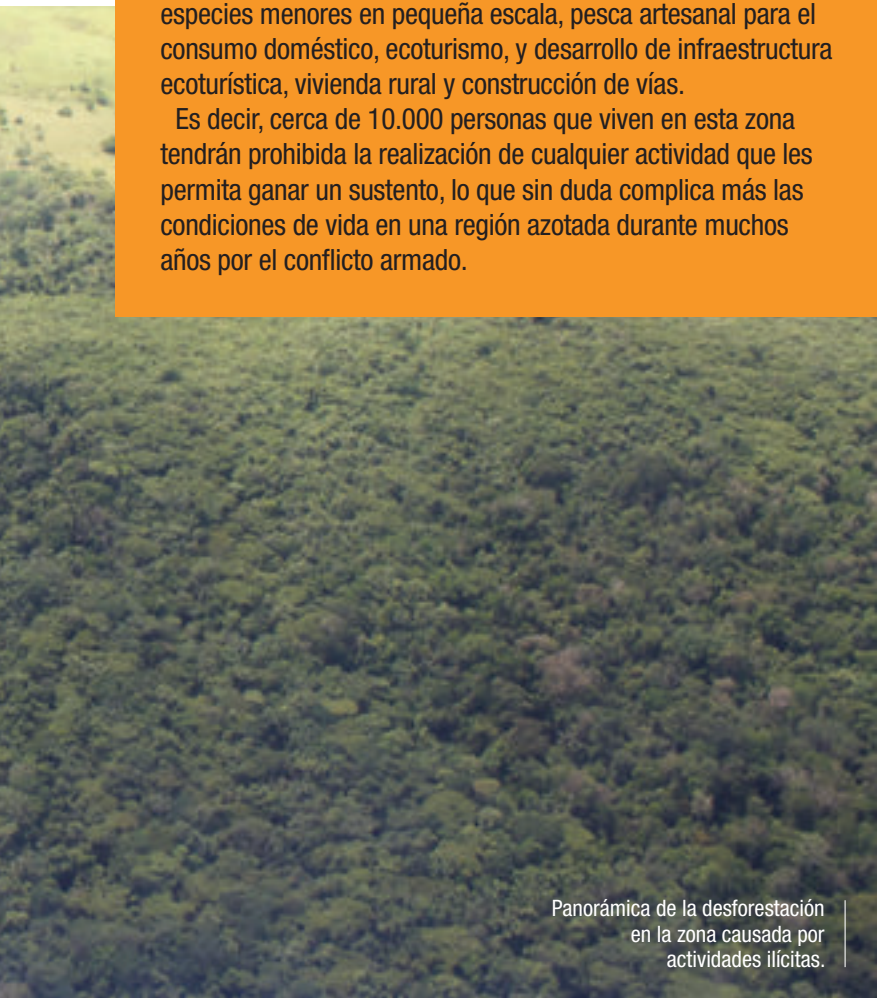
Lo ocurrido con la licencia de Hupecol en Serranía pone en riesgo otros bloques petroleros ubicados en esa misma área. Son al menos 23 las áreas asignadas en esa zona, algunas con licencias ambientales vigentes, otorgadas y ejecutoriadas desde antes de que se publicara el Plan de Manejo de Cormacarena.

Esta zona hace parte de la denominada cuenca Caguán Putumayo, que comprende zonas de los departamentos de Caquetá, Meta y Putumayo, y que representa menos del 3 por ciento de la producción de petróleo del país.

Según un estudio de la Universidad Nacional, a diciembre de 2013, las reservas de esta región alcanzaban los 125 millones de barriles. No obstante, este cálculo corresponde solamente a campos ubicados en Putumayo, pues en la zona de Caquetá no se ha logrado avanzar en exploración debido a que la presencia de las Farc no ha permitido las condiciones de seguridad necesarias para la operación petrolera.

Además, el Plan de Manejo del Sector Río Losada - Caño Perdido, que señala los usos del "área de recuperación para la producción sur", impide no solo la explotación de hidrocarburos y la minería, sino actividades económicas de las comunidades como la agricultura (aún las orientadas a la autonomía alimentaria), prácticas agroforestales, cría de especies menores en pequeña escala, pesca artesanal para el consumo doméstico, ecoturismo, y desarrollo de infraestructura ecoturística, vivienda rural y construcción de vías.

Es decir, cerca de 10.000 personas que viven en esta zona tendrán prohibida la realización de cualquier actividad que les permita ganar un sustento, lo que sin duda complica más las condiciones de vida en una región azotada durante muchos años por el conflicto armado.



Panorámica de la desforestación en la zona causada por actividades ilícitas.



elaborado por la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial La Macarena, Cormacarena, publicado el 13 de abril. En este se declaraba que en el "área de recuperación para la producción sur", donde se ubica el bloque Serranía, quedaba prohibida la explotación de hidrocarburos.

Finalmente, el 19 de abril, la Anla anunció la revocatoria de la licencia apoyada en un recurso de reposición y en dicho Plan de Manejo de La Macarena.

Mientras esto sucedía, Hupecol se enteraba de las decisiones a través de los medios de comunicación. El 21 de abril, dos días después del anuncio oficial, la empresa recibió la notificación.

Las lagunas del proceso

De acuerdo con el derecho ambiental en Colombia, una licencia ambiental se puede suspender cuando una empresa ha incumplido con las condiciones impuestas por el permiso.

Otra vía para dejar sin piso una resolución como la licencia ambiental de Serranía es una revocatoria de común acuerdo entre la entidad que lo emite y la beneficiaria del mismo, en este caso la Anla y Hupecol. Si no hay consenso entre ambas, la autoridad debe interponer una acción de tutela contra el acto administrativo, y solo si las autoridades judiciales fallan a su favor este puede ser revocado. Pero en el caso de la licencia de Serranía no se dio ni un caso ni el otro.

La Anla argumentó con tres razones principales su decisión: en primer lugar, aseguró que la licencia ambiental no estaba "ejecutoriada", es decir, si bien ya existía una resolución, aún faltaba que terminara el plazo para

interponer recursos de reposición; en segundo lugar, que en la víspera de la revocatoria, un tercer interviniente (una persona que se acredita ante la autoridad para que su opinión sea tenida en cuenta en el proceso de licenciamiento) había interpuesto un recurso de reposición y, por último, que el Plan de Manejo publicado por Cormacarena constituía un hecho sobreviniente, imprevisto, del que no se tenía conocimiento.

Estos argumentos son, por lo menos, inusuales, en particular por los siguientes motivos. Primero, la revocatoria se hizo un día después de que la Anla recibiera un recurso de reposición; con base en este, la autoridad tomó la decisión de revocar la licencia. Esto implica que en menos de 24 horas se estudió la objeción presentada por el tercer interviniente, cuando en promedio este proceso tarda ocho meses.

De acuerdo con el presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo, ACP, Francisco José Lloreda Mera, es incomprensible que una licencia cuyo análisis tardó 4,9 años se haya derogado por un recurso que se estudió en un día.

Segundo, la Anla declaró que la existencia oficial del Plan de Manejo Integral de La Macarena era un hecho sobreviniente, es decir una circunstancia grave, imprevisible y anormal. Pero, aunque el plan no había sido publicado de manera oficial, sí había sido dado a conocer por Cormacarena en su página web, de manera que es difícil creer que este sea un hecho inesperado e imprevisible.

Hupecol aún analiza si vale la pena iniciar una acción legal contra este procedimiento que condujo a la revocatoria de la licencia. Para Ángela Rodríguez Bernal, gerente Integral de Sostenibilidad de la empresa, no solo son los 16.500 millones de pesos que se invirtieron en el proyecto, sino el tiempo, el trabajo social, la generación de confianza, los profesionales que construyeron este proyecto para garantizar que fuera ambientalmente viable y los que trabajaron para tener una relación con las comunidades del área de influencia directa, que no fueron tenidas en cuenta en el debate público.

Un síntoma de inseguridad

El caso de Hupecol genera una gran preocupación en las empresas del sector. Lo que está en entredicho es la estabilidad jurídica del país y la falta de claridad en las reglas del juego, propiciada por la descoordinación entre entidades del ámbito local y nacional a la hora de tomar decisiones alrededor de los proyectos petroleros. El desconocimiento de la Anla del Plan de Manejo de Cormacarena es un claro ejemplo de esta desarticulación, más todavía cuando ese documento debió ser construido hace más de 26 años.

De acuerdo con José Vicente Zapata, socio de Holland & Knight, firma de abogados especialista en el sector energético, esto se traduce también en casos en los que, por ejemplo, un contrato de exploración y producción le exige a una petrolera hacer ciertas tareas en un periodo determinado; sin embargo, los obstáculos que se presentan en la práctica no permiten cumplir con estos plazos, bien sea por el tiempo que tarda una consulta previa o por la aprobación de una licencia ambiental.



En los últimos tres años, de hecho, el 66,5 por ciento de los pozos para exploración petrolera que no se logró desarrollar, a pesar de que estaba en los planes y presupuestos de las compañías, fue frenado por demoras en licencias y permisos ambientales, dificultades de orden público, y bloqueos de las comunidades. La ejecución de más de 22.820 kilómetros de sísmica se retrasó entre 2013 y 2015 por cuenta de estos mismos inconvenientes.

Por otra parte, el abuso de la tutela también se ha convertido en otra fuente de inestabilidad, pues aunque las empresas se ciñan a cumplir con las obligaciones legales y contractuales que les corresponden para desarrollar sus proyectos, la decisión de un juez puede obligarlas a realizar actividades adicionales que, de no cumplirse, pueden frenar toda la operación.

Un análisis de una muestra de once tutelas contra proyectos petroleros, en las que las comunidades demandan ser consultadas para dichas operaciones, deja al descubierto un común denominador: las compañías han presentado certificados del Ministerio del Interior que



Panorámica de San Juan de Losada, la zona urbana más cercana al Bloque Serranía.

El caso de Hupecol genera una gran preocupación en las empresas del sector. Lo que está en entredicho es la estabilidad jurídica del país y la falta de claridad en las reglas de juego.

demuestran que, para el momento de la solicitud de la licencia ambiental, dentro del polígono de sus áreas no se registraba la presencia de los grupos demandantes. A pesar de esto, en algunos de estos casos las autoridades judiciales han exigido a las compañías iniciar nuevamente procesos de consulta previa.

Esto implica costos adicionales y retrasos con los cuales las firmas no cuentan a la hora de construir sus cronogramas y presupuestos, y se refleja en una reducción de la competitividad del país para el desarrollo de la industria.

Por esto, lo ocurrido con el Bloque Serranía es solo la punta del *iceberg*, en un momento en el que Colombia aspira aumentar la inversión en este sector para garantizar la autosuficiencia en materia de petróleo y gas.

Durante muchos años, el país ha brillado ante los inversionistas internacionales por la estabilidad de sus normas para la exploración y la producción de hidrocarburos. No obstante, estas situaciones dejan un mensaje negativo para la inversión extranjera, dado que ponen en entredicho los procesos rigurosos que se construyen con base en altos estándares y cumpliendo la ley, así como en articulación con el gobierno, la industria y la comunidad. ACP



ARTURO YEPES ALZATE
Presidente de la Comisión Quinta
de la Cámara de Representantes

EL PETRÓLEO es bienestar

Nadie puede negar que en los últimos 10 años las utilidades de Ecopetrol, los impuestos a las petroleras y las regalías por la explotación del crudo condujeron a un progreso notable de Colombia: con esos recursos se construyeron vías de comunicación, se ampliaron y remodelaron aeropuertos, se inició un programa de construcciones escolares, se edificaron 100.000 viviendas para los pobres, y se pusieron en marcha proyectos sociales como Familias en Acción -que hoy beneficia a más de tres millones de hogares-, Jóvenes Emprendedores, Jóvenes Rurales, entre otros.

Paradójicamente, en los últimos tres años se ha consolidado una corriente de opinión adversa a la explotación petrolera. La mayoría de las veces sin razón, a la industria se le ha acusado de secar las fuentes de agua, contaminar los ríos, envenenar la tierra y otros argumentos que han calado en los medios y amenazan con detener la actividad extractiva nacional.

En la Comisión Quinta de la Cámara, que presido, llevamos a cabo un análisis de las posturas de los actores involucrados en el sector de hidrocarburos: Ministerio de Minas, Ecopetrol, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Ministerio del Interior, Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros (Campetrol), Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) y Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (Acipet).

Fruto de ese debate es la convicción de que Colombia no tiene en el presente, ni tendrá en el mediano plazo, un reemplazo de la renta petrolera. El Gobierno ha tenido que recortar más de 15 billones de pesos de inversión el último año, como consecuencia de la caída de los precios internacionales del crudo. Se han disminuido rubros destinados a vías veredales, construcción de acueductos y alcantarillados, distritos de riego, vivienda rural y hasta programas casi centenarios como el de alimentación escolar.

Colombia sin petróleo sería un país con alto déficit fiscal, una nación desfinanciada que requeriría de más impuestos para equilibrar sus finanzas y cumplir con sus obligaciones presupuestales.

¿Qué hacer?

El Ministerio de Hacienda ha pensado incrementar las tarifas de los tributos, con el riesgo que representa para la economía nacional el efecto colateral de desestimular las inversiones, ahuyentar el capital extranjero e incluso forzar a muchos contribuyentes a la evasión y elusión de impuestos, pues verían en peligro sus negocios al romperse el sano equilibrio entre utilidades e impuestos justos.

Los representantes a la Cámara de la Comisión Quinta creemos que es preferible reactivar la exploración en Colombia, así como tomar medidas transitorias desde la perspectiva fiscal que ayuden a sobrellevar la coyuntura del sector de hidrocarburos.

También les recomendamos al Gobierno y empresarios del sector tomar consciencia de la desafortunada imagen negativa que los medios de comunicación tienen de la exploración petrolera y emprender una labor pedagógica de los beneficios del petróleo para las regiones y Colombia.

Miles de empleos calificados, billones de pesos en inversión social e impactos ambientales moderados han sido el resultado de la industria petrolera durante décadas en el país.

¿Cómo sería Colombia sin extracción de petróleo?

Sería un país en déficit fiscal como resultado de tener que importar a precios exorbitantes el combustible necesario para mover el aparato productivo, el transporte y las generadoras termoeléctricas.

Sería un territorio prácticamente sin regalías, donde los alcaldes de los 1.104 municipios tendrían que subir al máximo las tarifas de los impuestos locales para garantizar los servicios básicos de salud, vigilancia, ornato y recreación, y para ejecutar las obras esenciales para prestar esos servicios.

Se trataría de una nación desfinanciada que recurriría a una drástica reforma tributaria para equilibrar sus finanzas y responder a sus obligaciones de pago de la deuda externa, a la vez que para garantizar el cubrimiento de las responsabilidades de la administración central.

Por eso, ante el completo diagnóstico del sector que se expuso en el debate celebrado en la Comisión Quinta de la Cámara de Representantes, hicimos un llamado al Gobierno Nacional y al sector privado para que trabajen en conjunto y se tomen las medidas pertinentes con el propósito de dinamizar rápidamente la exploración en Colombia. También, para que se revisen alternativas tributarias transitorias, se creen escenarios que fomenten la inversión extranjera y se genere desarrollo en las regiones de influencia petrolera, con el efecto positivo de esto en la economía nacional, además.

Solo así la renta petrolera ayudará a aliviar la carga que podría recaer sobre los hombros de los colombianos para atender las necesidades del progreso y el posconflicto. En caso contrario, será necesaria una pesadísima tributación que los colombianos tendrían que estar dispuestos a pagar. ACP



Embajador de México en Colombia,
Arnulfo Valdivia Machuca

“Nuestra reforma energética **es una estrategia a largo plazo”**

El precio actual del barril de petróleo no es la mayor preocupación del gobierno mexicano. En entrevista con **ACP Hidrocarburos**, el embajador de México en Colombia, Arnulfo Valdivia Machuca, explica cómo su país se ha ajustado a este nuevo entorno para la industria petrolera.

Hace un par de años, cuando se comenzó a materializar la idea de abrir el mercado energético mexicano al capital privado, la gran preocupación de muchos países de la región fue que las nuevas inversiones, en particular las dirigidas al sector petrolero, se direccionarán solo hacia el país azteca.

Luego, a la hora de las subastas, el desplome de los precios del crudo disminuyó a su mínima expresión los presupuestos de exploración de las empresas. Aun así, México ha logrado asignar 30 áreas para la exploración del hidrocarburo en las tres primeras subastas de la ronda uno y se proyecta como uno de los destinos más atractivos en la región.

ACP: Justo cuando se inició la reforma energética comenzó un ciclo de bajos precios del petróleo cuyas consecuencias aún no se entienden del todo: ¿de qué manera México se ha adaptado a esa situación adversa del mercado internacional?

Arnulfo Valdivia Machuca: Todo el que conoce el mercado petrolero sabe que es un mercado cíclico, con altas y bajas. Aunque es lamentable que esta coyuntura haya coincidido con nuestra reforma energética, hay que tener claro que la reforma no es de corto plazo: es una medida que busca reestructurar y posicionar a México en el largo plazo en el mercado. Ahora, si con una modernización de la industria petrolera en México el entorno ha sido complejo, imagínese cómo sería sin reforma. Por eso, lo que destacamos es que la reforma fue oportuna, independientemente de un tema que no controlamos, que es el precio internacional.

ACP: ¿Qué cambios adicionales hubo que hacer cuando surgió esta coyuntura de precios?

AVM: Se han replanteado algunas estrategias, sobre todo en la licitación de los campos, pero no han sido cambios dramáticos. La reforma energética busca tener impactos de largo plazo y lo que estamos viviendo es una situación de corto plazo; tampoco podemos alarmarnos y pensar que se vino abajo todo porque hay una situación adversa en este momento.

ACP: Pemex ha sido el marcador de la política de hidrocarburos en México. Ahora que entran nuevos actores, ¿cómo se reconfigurará el mercado de hidrocarburos en el país?

AVM: La propia reforma constituye a Pemex como una empresa productiva del Estado. Entonces, el rol que ha de jugar, y que ya está asumiendo, es ser una compañía cada vez más eficiente, porque ahora va a tener que competir con otras firmas. El otro papel importante que juega es como socio estratégico: no podemos olvidar que es la empresa que tiene mayor conocimiento y datos geológicos de México, que la convierten en un socio local muy atractivo para cualquier empresa que quiera entrar al país.



ACP: ¿Cómo serán las condiciones para las empresas nuevas que entran al mercado?

AVM: Las reglas de juego son muy claras y están puestas en el papel. Evidentemente, una empresa que va a licitar, que quiere competir, estudiará cuáles son las condiciones del mercado. Con la reforma energética, que implica una apertura del mercado mexicano a cualquier empresa, el proceso no será diferente al de otros sectores -como comercio, construcción, entre otros-, que tienen empresas internacionales establecidas en México, un país que recibe más de 20.000 millones de dólares anuales de inversión extranjera en todos los campos.

ACP: ¿Cómo se están preparando esas entidades no petroleras frente a los trámites del sector?

AVM: Se crearon estructuras institucionales para enfrentar estos temas: por ejemplo, se creó la Comisión Nacional de Hidrocarburos, similar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos colombiana. Contamos también con una nueva agencia, la Agencia de Seguridad Energética y Ambiental, Asea, que tiene la encomienda de atender el tema ambiental. Entonces, cómo lo estamos enfrentando es con la creación de entidades especializadas que cuentan con su presupuesto, personal y estructura orgánica.

ACP: ¿Cuánto tarda un proceso de licenciamiento ambiental en México?

AVM: Varía de manera dramática. Nosotros tenemos procesos simplificados para ciertas industrias, que son muy rápidos, puedo incluso hablar de horas. Pero tenemos otros más cuidadosos, y por ende más demorados, en industrias de alto riesgo, como puede ser el sector de los hidrocarburos.

ACP: Cuando solo estaba Pemex, ¿cómo funcionaba el licenciamiento ambiental y qué tanto cambia ahora el proceso con la Asea?

AVM: Pemex tenía que conseguir sus licencias ambientales ante la Secretaría de Medio Ambiente; no había un área específica de temas energéticos. Ahora el

“Colombia es nuestro segundo socio comercial en América Latina, después de Brasil, tanto en términos de inversión como de comercio, y hoy, en los distintos sectores, la participación de Colombia en México es la mayor de la historia. Por ejemplo, están yendo a México 410.000 turistas colombianos contra 162.000 de hace 3 años. Y México es el tercer origen de turistas para Colombia: hace tres años venían 60.000 turistas, hoy vienen 162.000; eso da cuenta de un crecimiento en el intercambio incuestionable”.



procedimiento va a cambiar: Asea tiene sus reglas, aunque seguirá el criterio general que hay en México que es simplificar los trámites, reducir los tiempos y facilitar la inversión privada.

ACP: En materia de consultas previas con las comunidades, ¿cómo quedaron los procesos con las reformas?

AVM: Pemex tiene una política muy robusta de trabajo comunitario, desde la consulta hasta la responsabilidad social una vez la empresa está establecida en las regiones. No tenemos nada regulado que les exija tener esta relación, porque partimos del hecho de que si las empresas quieren producir deberán tenerla. Evidentemente, allí estarán las experiencias de Pemex y de las secretarías, de los gobiernos locales, y de la Secretaría de Gobernación (homólogo del Ministerio del Interior colombiano), que deberán acompañar estos esfuerzos. Lo que nosotros menos queremos es que la reforma energética se pueda traducir en descontento social y en eso tenemos claro que debe haber un acompañamiento paralelo del Gobierno.

ACP: En esa experiencia de Pemex con las comunidades, ¿qué tipo de problemáticas tienen? Por ejemplo, ¿hay bloqueos de las comunidades a los campos?

AVM: En realidad, en México esa parte ha sido sumamente tersa, es difícil recordar algún tipo de levantamiento o bloqueo en contra de Pemex; yo no recuerdo ninguno.

ACP: ¿Cómo evaluaría la competitividad de México para el sector de hidrocarburos?

AVM: México es un país que tiene una calidad de infraestructura y de recursos humanos vinculados a la industria petrolera de altísimo nivel, es profundamente competitivo. Incluso antes de que los precios del petróleo bajaran, lo que había en el mundo era terror de que todas las empresas se fueran a México. Sin embargo, creemos que tenemos que estar muy atentos a entender cuáles son las condiciones del mercado para no perder esa competitividad.

ACP: ¿Cómo ve el Gobierno mexicano el entorno y hacia dónde cree que van los precios internacionales?

AVM: No tenemos una bolita de cristal para saber cuándo van a subir los precios. Lo que sí podemos prever es una estabilización hacia arriba, es decir que los precios van a volver a subir; no a los 100 dólares por barril pero sí alrededor de los 50 dólares, un precio que ya se vuelve altamente rentable para generar inversión.

ACP: ¿Cómo ve el panorama del sector en México de aquí a 5 o 10 años, cuando ya se haya consolidado la inversión de las primeras subastas?

AVM: Yo esperaría que en ese entonces la reforma energética haya tenido el efecto que esperamos, que dependerá de las condiciones del mercado internacional, en particular del precio del petróleo. En este sentido, yo creo que la reforma energética mexicana coloca al país en unas ligas en las que no estaba. Una vez se reactive la inversión en el sector petrolero global, seguramente México será uno de los países que mayores beneficios tendrá. ACP



Energías renovables e hidrocarburos: el mundo necesita de las dos



Pese a la importancia y desarrollo de las energías alternativas, los hidrocarburos, tanto el petróleo como el gas, seguirán teniendo la mayor cuota de la canasta energética durante décadas.

Sheringham Shoal, ubicado en Greater Wash, Reino Unido, es uno de los diez parques eólicos marinos más grandes del mundo, con una capacidad de 317 megavatios. Foto cortesía: www.codigoenergetico.com

Entre marzo y abril de este año, los temores de un posible racionamiento de energía eléctrica, por cuenta de la escasez de gas natural para la generación térmica, reavivaron el debate sobre la necesidad de impulsar en el país el desarrollo de energías alternativas como la eólica o la solar para evitar un eventual apagón.

Sin embargo, a pesar de las bondades de las energías renovables para reemplazar a los combustibles tradicionales como los que se obtienen de la cadena de hidrocarburos la idea no está todavía madura en el mundo, mucho menos, en el país y por lo tanto no se podría pensar en una masificación que reemplace en el mediano plazo a los combustibles fósiles.

La demanda de energía va mucho más allá del consumo tradicional de electricidad, es por eso que tanto en el mundo como en el país, distintas industrias usan el gas para sus plantas de producción y las maquinarias funcionan gracias a derivados del petróleo o del gas. Adicionalmente el desarrollo del sector de hidrocarburos a través de nuevas fuentes, como el gas de esquisto, apenas está iniciando lo que hará que exista mayor oferta de hidrocarburos económicos y prácticos tanto para la generación de energía, para el sector industrial, el de transporte, y los mismos hogares.

En el reemplazo de las fuentes tradicionales por esquemas no convencionales en el país se han dado algunos avances según el viceministro de Energía, Carlos Eraso, quien menciona que entre el 2010 y el 2014 los costos de los módulos solares tuvieron una disminución del 75 por ciento, tendencia que se mantuvo el año pasado, y los valores de instalación de los sistemas solares fotovoltaicos a escala comercial bajaron entre 29 y 65 por ciento, dependiendo de la región, de acuerdo con cifras de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena, por sus siglas en inglés).

En países de Europa, no obstante, y a pesar de los adelantos en el desarrollo de energías renovables, el crecimiento de las economías y de la población, que traen consigo un aumento en la demanda mundial de energía, ha mantenido la participación de los combustibles fósiles como fuentes de energía por el orden de 80 por ciento en los últimos años.

Según el Banco Mundial, con base en estadísticas del Instituto Americano del Petróleo (API), desde el año 2009 el consumo de combustibles fósiles viene aumentando y en concordancia con las cifras consolidadas más recientes se encuentra en alrededor de 81,2 por ciento en el mundo, aunque esta evolución no ha sido homogénea en todas las regiones.

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), si bien hay que impulsar otras fuentes de energía, el abastecimiento de la creciente demanda mundial solo puede darse con el petróleo y sus derivados.



En la Unión Europea, por ejemplo, el peso de los combustibles fósiles en la matriz energética pasó de 85,79 por ciento en la década de los años 80 a 79,93 por ciento en promedio en la de los 90, mientras que en la década pasada, hubo un descenso y este porcentaje se ubicó en 77,5 por ciento.

En América Latina y el Caribe, la cuota promedio de los combustibles fósiles en la canasta energética fue de 71,28 por ciento, en la década de los años 80; de 72,77 por ciento, en los 90 y de 73,1 por ciento para la década pasada. Incluso, entre el 2011 y el 2013 el porcentaje aumentó hasta el 74,24 por ciento.

Incluso en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (Ocde) los porcentajes de participación de los combustibles fósiles en las fuentes de energía tampoco han bajado de 80 por ciento en las últimas tres décadas.

De ahí se deriva que las previsiones de entidades como la Agencia Internacional de Energía (EIA) yla Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), en Colombia, indiquen que si bien es necesario impulsar otras fuentes, el abastecimiento de la demanda mundial de energía tiene que darse con el petróleo y sus derivados. Si se reduce el ritmo de producción de com-



En Cali, Colombia, se realizó por primera vez en América Latina el prestigioso evento de energía "Solar Decathlon". Foto cortesía: www.twenergy.com



Viviendas alimentadas con luz solar en Sudán del Sur. Foto cortesía: www.africanbusinessmagazine.com



Vehículo híbrido eléctrico, que combina un motor de combustión interna y uno o varios motores eléctricos. Foto cortesía: www.rutamotor.com

bustibles fósiles en el mundo, el riesgo es que no se cuente con la energía suficiente para soportar el crecimiento económico global y suplir las necesidades de una población en constante crecimiento.

Un país que depende de los hidrocarburos

En Colombia, pese al potencial existente en energía solar y eólica y a que existe una política de promoción de las energías renovables, no se espera una fuerte penetración de estas fuentes en la canasta nacional en el mediano plazo. Así lo reconoció recientemente en un artículo en el periódico El Tiempo Azahara López, presidente de la Asociación de Energías Renovables (Ser Colombia), al afirmar que faltan ajustes a la política energética y arreglos regulatorios que permitan a estas tecnologías penetrar en el panorama nacional.

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), si bien hay que impulsar otras fuentes de energía, el abastecimiento de la creciente demanda mundial solo puede darse con el petróleo y sus derivados.

En el plano colombiano, más allá del crudo, que según la Upme abastece el 95,1 por ciento de la demanda energética del sector transporte del país con derivados como queroseno, gasolina, gasolina de aviación y diésel, y las fuentes de reemplazo como los carros eléctricos aún son incipientes. Uno de los combustibles fósiles que seguirá vigente y al alza es el gas natural.

Pero además los productos derivados del crudo que se transforman en las refinerías del país, son un insumo fundamental para la industria de plásticos de Colombia, que requiere de polipropileno, su principal materia prima; un producto fundamental para generar los aceites lubricantes que necesitan los motores para funcionar, el asfalto que se requiere para construir carreteras, el coque empleado para generar energía y los disolventes que tienen una infinidad de aplicaciones en la industria fabril y en los hogares.

En cuanto al gas natural, desde el 2012 es la tercera fuente energética más importante en el país, después del crudo y la electricidad (parte de la cual también se genera con diésel y gas natural), al representar 20,5 por ciento del consumo neto de energía primaria y secundaria ese año.

En ese período, el consumo de este hidrocarburo por sector residencial fue 39 por ciento del total, la refinación de hidrocarburos tuvo 37 por ciento de participación y el sector industrial el 21 por ciento, a lo que se suma que 19 por ciento de la capacidad de generación eléctrica funciona con gas natural.

Y mientras que en 2013 el sector eléctrico representó el 31 por ciento del total del mercado interno de gas natural, en el pasado fenómeno de 'El Niño', el más fuerte de toda la historia según expertos, el gas natural fue, a pesar de la escasez transitoria por la alta demanda, el que soportó la generación de energía y evitó un racionamiento programado de energía eléctrica.



Fuentes a la mano

Pero el debate va más allá de la demanda de energía.

En su libro "El caso moral de los combustibles fósiles", el filósofo Alex Epstein señala que el desarrollo de la industria hidrocarburos y el carbón permitió ayudar a bajar las altas tasas de deforestación y, en su momento, las matanzas de ballenas, cuyo aceite se utilizaba para encender lámparas e iluminar las calles y los hogares.

En los últimos años, la masificación del uso del gas natural para generar energía, y en particular para los vehículos, también ha contribuido a la disminución de las emisiones de CO2 a la atmósfera. De acuerdo con la Administración de Información Energética de los Estados Unidos, el reemplazo del uso de carbón por el gas natural para generación de electricidad representó el 68 por ciento de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero entre 2005 y 2015.

Incluso países como China, Alemania, España y Estados Unidos, a pesar de ser pioneros en el desarrollo de mayores capacidades instaladas en tecnologías para el aprovechamiento de la energía hidráulica, eólica, solar, geotérmica y de las biomasas, han incrementado en los últimos años el uso del gas natural, cuya producción hoy está al alza, impulsada por Estados Unidos con el no convencional, que se extrae de las rocas generadoras de los hidrocarburos.

Así las cosas, como lo señaló en el Wall Street Journal el columnista Matt Ridley, los combustibles fósiles van a mantener su relevancia en el mercado por un largo tiempo porque los argumentos que auguran el agotamiento de las reservas y el desplazamiento por las fuentes alternativas no tienen un sustento real.

De acuerdo con Ridley, la misma caída del precio del petróleo es producto de la abundancia que, con los precios altos, se dio para realizar mejoras en las técnicas de exploración y producción, y que han hecho que proyectos costosos toleren más los bajos precios.

El comentarista advierte que los hidrocarburos no



Andalucía en España, está a la cabeza en energía solar térmica de baja temperatura, termosolar y biomasa. Foto cortesía: www.evwind.co

convencionales el petróleo y el gas, provenientes de densas formaciones rocosas, proveerán al mundo de abundantes reservas por décadas y que en la fila para aprovechar los próximos avances tecnológicos está el hidrato de metano, una fuente de gas en el fondo marino que supera en cantidad todo el carbón, el petróleo y el gas del mundo combinados.

Advierte, además,que aún si los paneles solares fuesen gratuitos, la energía que producen pasaría de todos modos apuros para competir con los combustibles fósiles, debido a todo el equipo requerido para concentrarla y entregarla.

En otras palabras, las fuentes renovables ocupan mucho espacio y producen muy poca energía frente a la creciente demanda mundial. Y aunque la lucha contra el cambio climático implica buscar cada vez más alternativas que generen menores emisiones de gases con efecto invernadero, no se puede desconocer que no garantizar una fuente de energía confiable y práctica, que pueda suplir la demanda creciente del mundo. También sería irresponsable con las generaciones futuras. ACP

ACP Hidrocarburos

Líderes

CENTELSA®
Una marca Viakable

Nuevas formas de hacer negocios... A tu manera

60 años

CABLES PARA BOMBAS SUMERGIBLES





Los cables **CENTELSA ESP** (Electrical Submersible Pump) para sistemas de bombeo en pozos de crudo y gas, están diseñados de acuerdo con los estándares internacionales ANSI/ICEA (Insulated Cable Engineers Association), IEEE 1018 e IEEE 1019 (Recommended Practice for Specifying Electric Submersible Pump Cable) y API RP 11S5 (Recommended Practice for Application of Elecetric Sunmersible Cable System), para operar en condiciones extremas de temperatura, presión, profundidad y la presencia de líquidos y gases corrosivos que se encuentran en un pozo de crudo.

CENTELSA fabrica generalmente sus cables ESP, con conductor de cobre suave (opcional estañado), aislamientos en EPDM (Ethylene Propylene Diene Monomer) o PP (Polypropilene), fases en configuración redonda (ESP-R) o en configuración plana (ESP-F) acompañadas de un tubo capilar de 3/8" en acero, cubiertas en EPDM o Plomo y armadura de acero galvanizado o acero inoxidable.

Adicionalmente a los materiales de aislamiento y cubierta, pueden ser usadas barreras en forma de cintas o mallas.

OHSAS 18001 icontec OS-CER292506 · ISO 9001 icontec SC 062-1 · ISO 14001 icontec SA 062-1 · CIDET · RETIE · UL (*)

(*) Los logos de los entes certificadores aquí dispuestos de forma general pertenecen a productos específicos, pueden ser validados en nuestra página web.

www.centelsa.com.co



Empresas, autoridades, sociedad civil y misiones diplomáticas en el país lideraron el encuentro organizado por el Comité Minero Energético de Seguridad y Derechos Humanos, que reúne entidades de estos cuatro sectores para discutir sobre su rol en las regiones donde operan, en particular en un entorno posterior al conflicto armado.



Organizaciones sociales, empresas y gobierno hacen parte del CME.

UNA MIRADA AL TERRITORIO DESDE LA INDUSTRIA MINEROENERGÉTICA

¿Cómo relacionarse con las comunidades a la hora de iniciar operaciones?, ¿de qué manera deben las empresas atender las necesidades y peticiones de las comunidades en territorio sin que esto equivalga a reemplazar al Estado?, ¿cómo actuar en caso de que exista presencia de grupos al margen de la ley en el área de un proyecto?, ¿cuál es el rol de las compañías para garantizar el respeto de los derechos humanos en las regiones?

Estos son algunos de los dilemas con los que se enfrentan las empresas del sector mineroenergético, en particular de hidrocarburos, a la hora de iniciar sus operaciones en las regiones de Colombia.

Alrededor de preguntas como estas, desde 2003, trabaja en Colombia el Comité Minero Energético de Seguridad y Derechos Humanos (CME), organización que agrupa a 28 miembros, entre los que se cuentan empresas de los sectores de hidrocarburos, energía eléctrica y minería; organizaciones de la sociedad civil; representantes del Gobierno Nacional, y otros estados a través de sus embajadas en el país.

Esta organización trabaja en el análisis de conductas responsables de las empresas en ámbitos complejos, inspiradas en las mejores prácticas internacionales, entre ellas los Principios Voluntarios en Seguridad y Derechos Humanos (ver recuadro), y publica recomendaciones y guías prácticas para mitigar los riesgos de seguridad y derechos humanos.

"El sector mineroenergético opera en el territorio, en el campo, en las regiones más apartadas del país; ha sido testigo involuntario del conflicto, ha tenido que aprender de esta complejidad de operar en zonas donde hay presencia de grupos al margen de la ley", explica la directora ejecutiva del CME, Luz Stella Páez.

Con miras al proceso de paz que adelanta el Gobierno colombiano con las Farc y el inicio de las conversaciones con el ELN, se espera que en estas regiones se den transformaciones profundas tanto institucionales, como sociales, que obliguen a las autoridades y al sector privado a relacionarse con las comunidades de una manera diferente.

El tema del posconflicto ha ocupado largas jornadas de discusión al interior del CME, y el pasado mes de abril, un grupo de empresas, entidades públicas y organizaciones de la sociedad civil que hacen parte del Comité, se dieron cita en Bogotá para discutir algunos de los retos que se avecinan en la etapa posterior a la firma del proceso de paz.

Más presencia del Estado

En los últimos años la utilización de las vías de hecho, por parte de las comunidades para exigir ciertas demandas ante las empresas de hidrocarburos se ha incrementado dramáticamente. De 91 casos en 2010 a 473 en 2015, estas manifestaciones y bloqueos a las operaciones le cuestan al país miles de barriles de crudo.

De acuerdo con la viceministra de Minas, María Isabel Ulloa, hay un riesgo potencial de que en la etapa del posconflicto se incrementen las vías de hecho en estas regiones.

Este riesgo también lo ha identificado el CME en su diagnóstico sobre los impactos del posconflicto, pues en los acuerdos con las Farc se contemplan nuevas formas de participación y consulta ciudadana y un tratamiento especial a líderes y grupos de la sociedad civil que hayan sido sancionados en protestas pacíficas en su derecho a la legítima protesta.

"Se necesitará un nuevo enfoque de relacionamiento con las comunidades, ante nuevos actores que podrán generar tensiones en el territorio. Es clave canalizar mejor las quejas de las comunidades", expresó la viceministra de Minas, durante este foro.

Para el Gobierno una tarea prioritaria es el fortalecimiento de las instituciones en las regiones, lo que le permitirá a las empresas tener un interlocutor oficial con las comunidades: "El reto es construir una estrategia que garantice presencia institucional, si lo logramos, las empresas no tendrán que interactuar con las comunidades para atender asuntos que son del Estado", precisó el viceministro del interior Guillermo Rivera, quien también participó en el foro.

En la medida en que estas instituciones estén fortalecidas, el rol de las empresas será claro: "cumplir con los protocolos de respeto a los Derechos Humanos, el Gobierno no pide más que eso", recalcó Rivera.



Este fortalecimiento institucional, no obstante, no se da de la noche a la mañana y la transición requiere también de un esfuerzo desde el sector privado. “Es necesario hacer un inventario de estas capacidades empresariales, porque el posconflicto sí va a demandar nuevas competencias para poder conversar más ampliamente con las comunidades que estarán más empoderadas”, asegura Luz Stella Páez.

Para la presidenta de Equion, María Victoria Riaño, también presente en el evento, las empresas ya están haciendo “avanzadas de paz”, con proyectos de sostenibilidad que deben ser potencializados para que multipliquen sus aportes para el desarrollo social y generen más oportunidades a la ciudadanía.

El Gobernador de Arauca, Ricardo Alvarado, tiene clara la fórmula que debe aplicarse en el posconflicto: “Se necesita articular la agenda entre todos los actores (público, privado, sociedad civil), generar capacidades locales y fortalecimiento institucional, y robustecer las cadenas productivas”, señaló en su intervención.

“El posconflicto no es mi mayor preocupación, mi mayor preocupación es la sostenibilidad de la paz”, dijo el Gobernador. Y esta es una tarea que les compete a todos. **ACP**



Luz Stella Páez, directora ejecutiva del CME.


Representantes de los gobiernos de Canadá y Colombia hicieron parte de este foro.

LOS PRINCIPIOS VOLUNTARIOS

En los años 90 se dieron denuncias contra empresas que operaban en zonas de conflicto y baja gobernabilidad por supuesta complicidad con violaciones a los derechos humanos, a través de las compañías contratistas de seguridad.

A estos principios se acogió Colombia desde 2003 y tienen como recomendaciones los siguientes puntos: en primer lugar antes de iniciar las operaciones las empresas están obligadas a analizar los riesgos potenciales que puedan tener las operaciones en las comunidades,en segundo lugar, manifestar claramente a la fuerza pública y a los contratistas de seguridad su compromiso con el respeto de los derechos humanos, por último, deben estar en constante diálogo con las empresas para identificar cuáles son las mejores prácticas para la protección de los derechos humanos.

“Los principios voluntarios previenen un gran rango de conflictos en campo. La implementación de los mismos fortalece la cooperación entre las autoridades, las empresas y la comunidad local, pero además de esto, le permite a las comunidades tener una creíble licencia social”, señaló el secretario de los Principios Voluntarios de Seguridad y Derechos Humanos, Gare Smith.



ROSARIO CÓRDOBA GARCÉS
Presidente del Consejo Privado de Competitividad

COMPETITIVIDAD al descubierto

El país necesita reformas estructurales en materia de competitividad para impulsar diversos sectores económicos. Solo así se podrá aumentar de manera contundente el bienestar de los colombianos.

Colombia se propuso hace nueve años ser uno de los tres países más competitivos de América Latina para el año 2032. Sin embargo, incrementar la competitividad no es una tarea fácil pues es el resultado de la interacción de múltiples factores relacionados con las condiciones que enfrenta la actividad empresarial e inciden en su desempeño, como infraestructura, recursos humanos, ciencia y tecnología, instituciones, entorno macroeconómico, y productividad.

Tras casi una década, los diferentes escalafones que monitorean el estado de la competitividad en el mundo muestran que Colombia aún está lejos de alcanzar la meta planteada y que la evolución del país en estos años ha sido lenta. Esta situación resulta preocupante ya que significa que la nación, en relación con otras, tiene menor capacidad para facilitar a sus empresas la producción de bienes y servicios que puedan competir exitosamente en mercados globalizados. Ello se traduce en mejoras escasas de los niveles de ingreso y calidad de vida de sus habitantes.

Durante el *boom* mineroenergético, este rezago fue compensado por los ingresos generados por el petróleo y las altas tasas de crecimiento que alcanzó el país en términos agregados (4,7 por ciento en promedio entre 2005 y 2014). El sector de hidrocarburos, específicamente, llegó a representar el 40 por ciento de la inversión extranjera directa, el 50 por ciento de las exportaciones y el 20 por ciento del ingreso del Gobierno Nacional Central.

La caída en los precios del crudo se encargó de hacer notorio lo que el Consejo Privado de Competitividad, al igual que otros analistas, ya había subrayado durante los años de bonanza: el país necesita diversificar sus fuentes de crecimiento, pues depender de un solo sector no es viable si el país quiere dar un salto definitivo que le permita aumentar de manera contundente el bienestar de sus habitantes. Es solo hasta ahora, en medio de la "crisis" de los precios del petróleo, que Colombia vuelve su mirada a temas que habían quedado relegados durante estos años pese a ser cruciales para incrementar su competitividad, cuando en momentos de bonanza el país tuvo una oportunidad de oro para aprovechar los recursos de la industria extractiva y tomar medidas que impulsaran el aparato productivo nacional.

Pero la tarea quedó pendiente. En ese sentido, uno de los aspectos en los que es necesario avanzar urgentemente es la productividad. La de un trabajador colombiano está por debajo de la de sus pares chilenos, peruanos, argentinos, mexicanos y brasileros. Para hacer lo que hace un trabajador estadounidense, se necesitan cerca de cinco colombianos, en promedio. Además, la productividad total de los factores ha decrecido en promedio 0,6 por ciento anualmente en los últimos 25 años, lo que refleja aún más el rezago del país.

Hay varios medios para impulsar la productividad, pero los más relevantes son:

Política de desarrollo productivo. El Gobierno Nacional tiene un sinnúmero de iniciativas a nivel ministerial que fomentan el desarrollo productivo del país. Sin embargo, en no pocas ocasiones existe duplicidad de esfuerzos y descoordinación de las entidades, lo que termina reduciendo el impacto de los proyectos.

La aprobación del Conpes de Política de Desarrollo Productivo, actualmente en estudio, permitiría obtener el máximo provecho de los ministerios y los coordinaría con otros esfuerzos que se adelantan a nivel territorial. También posibilitaría definir la forma como el Estado debe priorizar los sectores económicos más productivos y los llamados a jalonar el desarrollo social y económico del país.

Transferencia de tecnología. Un estudio de McKinsey del año 2015 afirma que para los países emergentes la transferencia de buenas prácticas tecnológicas, provenientes de naciones más desarrolladas, representará en los próximos años 82 por ciento del aumento en su productividad. Desde esta perspectiva, es vital que las empresas y entidades públicas y privadas que impulsan la productividad se concentren en fomentar la adopción local de prácticas y tecnología que ya ha mostrado ser exitosa en otras partes. La innovación, entendida como la expansión de la frontera del conocimiento, pese a ser clave, es más compleja y toma más tiempo en rendir frutos.

Capital humano. Cerca de 50 por ciento de los empresarios en Colombia manifiesta tener dificultades para encontrar el personal idóneo para llenar sus vacantes, debido a la ausencia de competencias genéricas y específicas, y a la inexperiencia de los aspirantes. Esto, lógicamente, tiene impactos negativos en la productividad y el desarrollo de la actividad económica.

Es importante establecer agendas de trabajo colaborativas entre el sector empresarial y la academia que permitan avanzar en el cierre de las brechas de capital humano a todo nivel (técnico, tecnológico y profesional). El Marco Nacional de Cualificaciones, que impulsa el Ministerio de Educación, podría ser una herramienta para lograrlo, aunque para ello se requiere mayor articulación con el Sena y un decidido apoyo empresarial.

Logística. Es un factor clave para competir tanto en los mercados nacionales como internacionales, y en Colombia falta mejorar en este aspecto. Más allá de los rezagos en infraestructura, el buen desempeño logístico del país se ve afectado por otros cuellos de botella, como la baja competitividad del sector de transporte de carga, la falta de eficiencia en los trámites de comercio exterior y en los puertos, el escaso desarrollo de diferentes modos de transporte, y la carencia de plataformas logísticas.

De ahí que sea fundamental diseñar e implementar una agenda integral que incremente la competitividad del transporte de carga, que determine ajustes normativos y de regulación, así como en coordinación público-privada, para dar condiciones y seguridad al ramo. También, el Gobierno debe trabajar en pro del fortalecimiento del capital humano y la profesionalización del conductor, así como en promover la formalidad del sector.

Es urgente la puesta en marcha de acciones que mejoren los trámites de comercio exterior y la eficiencia en los puertos. En particular, es clave la implementación del nuevo estatuto aduanero y la masificación de la figura del Operador Económico Autorizado; asimismo, la unificación de los procesos de inspección y la implementación de escáneres en todos los puertos.

En suma, la coyuntura por la que atraviesa el país es propicia para reenfocar los esfuerzos en pro de un mayor desarrollo competitivo, en particular a través de una agenda de competitividad robusta que lleve a niveles más altos de productividad. El *boom* mineroenergético fue sin lugar a dudas positivo para el país, pero la dependencia de un solo sector, o una sola variable, hizo que se bajara la guardia en aspectos que es necesario abordar de forma estructural.

Esto no quiere decir que nos debamos olvidar del sector petrolero; al contrario, aún en un ciclo de precios bajos, la actividad de hidrocarburos genera una serie de encadenamientos productivos que puede impulsar el desarrollo de otros sectores. Pero es fundamental resolver los cuellos de botella que obstaculizan la actividad empresarial y productiva en el país. Esta es la única manera de alcanzar el desarrollo. ACP

Los 10 países más competitivos en América Latina – Índice Global de Competitividad

PUESTO	2006-2007 entre 122 países	2010-2011 entre 139 países	2015-2016 entre 140 países
1	Chile (27)	Chile (30)	Chile (35)
2	México (52)	Panamá (53)	Panamá (50)
3	El Salvador (53)	Costa Rica (56)	Costa Rica (52)
4	Panamá (60)	Brasil (58)	México (57)
5	Colombia (63)	Uruguay (64)	Colombia (61)
6	Brasil (66)	México (66)	Perú (69)
7	Costa Rica (68)	Colombia (68)	Uruguay (73)
8	Argentina (70)	Perú (73)	Brasil (75)
9	Perú (78)	Guatemala (78)	Ecuador (76)
10	Uruguay (79)	El Salvador (82)	Guatemala (78)

Paso a paso de la consulta previa

La consulta previa es un diálogo intercultural que busca garantizar la participación real, oportuna y efectiva de los grupos étnicos y minorías en la identificación de impactos y medidas de manejo para el desarrollo de proyectos, obras o actividades que los afecten, con el fin de proteger su integridad étnica y cultural.

Este mecanismo está fundamentado en el Convenio 169 de la OIT, sobre los principales derechos de los pueblos indígenas o tribales. Para el caso de Colombia también rige para las comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras.

La Dirección de Consulta Previa (DCP), adscrita al Ministerio del Interior (Mininterior) es la entidad encargada de coordinar y garantizar el debido proceso de estas consultas.

Promedio de consultas previas anuales en Colombia

PERIODO	GENERAL	HIDROCARBUROS
2003 a 2015	461	224
2011 a 2015	1.022	396

FASE 1: Certificación de presencia de comunidades

Tiempo promedio de la certificación:

SIN VISITA DE VERIFICACIÓN	CON VISITA DE VERIFICACIÓN
12.72 días hábiles	64.05 días hábiles

QUIÉNES INTERVIENEN : DCP del MININTERIOR; empresas solicitantes; Incoder (en liquidación); Dirección de Asuntos Indígenas, ROM y Minorías; Instituto Geográfico Agustín Codazzi, y Dirección de Comunidades Negras, Afrocolombianas, Raizales y Palenqueras.
CUÁNDO: las certificaciones deben pedirse una vez se adjudiquen y suscriban los contratos de las áreas hidrocarburíferas.

SOLICITUD: La empresa interesada en ejecutar un proyecto, obra o actividad formula la solicitud de certificación de presencia de grupos étnicos en el área de influencia del proyecto ante la DCP. Este trámite se puede realizar en línea a través de la ventanilla Vital.
QUÉ NECESITA: nombre, descripción del proyecto, coordenadas geográficas, plano, área de influencia y descripción de actividades a realizar dentro y fuera del polígono.

PASO 1





PASO 2

CONCEPTO: La DCP emite concepto después de revisar las bases de datos correspondientes. Si la información no es suficiente se realiza la verificación en territorio (paso 3).

VERIFICACIÓN: Se realiza una visita en campo con el solicitante y las autoridades de las comunidades étnicas. Se recoge información en territorio para emitir un concepto geográfico y estatal.

PASO 3





PASO 4

CERTIFICACIÓN: Con el concepto, se emite la certificación que contiene la información del proyecto, de la empresa encargada y los certificados que acreditan la presencia o no de comunidades en el área del proyecto.

NOTIFICACIÓN: La DCP envía citatorio para notificación personal, o se realiza notificación a través de aviso.

PASO 5



FUENTE: DIRECCIÓN DE CONSULTA PREVIA

FASE 2: Gestión de la consulta

Tiempo promedio: La duración de este proceso está sujeto a las dinámicas propias de cada proceso. Sin embargo, de acuerdo con la DCP, actualmente el tiempo promedio para el desarrollo del proceso es de 6.3 meses, desde la preconsulta hasta la protocolización.

COORDINACIÓN Y PREPARACIÓN: La DCP identifica las entidades y los funcionarios competentes para llevar a cabo el proceso de consulta del proyecto. Se coordinan las acciones idóneas y oportunas para el desarrollo de la consulta.

PASO 1





PASO 2

PRECONSULTA: Diálogo previo con representantes de las comunidades involucradas, se hace con el siguiente protocolo:

a. Se designa un equipo encargado de liderar el proceso.
b. Se convoca a las partes (empresas y comunidad), a la Procuraduría General de la Nación y a la Defensoría del Pueblo.
c. Se realiza una reunión para presentar a la comunidad el marco jurídico de la consulta, explicar en qué consiste, y cuáles son los derechos y deberes que tienen.
d. Se abre un espacio participativo de intercambio de información e inquietudes en el que la empresa presenta a los representantes de las comunidades el proyecto y los impactos ambientales y sociales identificados
e. En presencia de las comunidades, las entidades públicas y la empresa se construye la metodología de la consulta previa y se define el cronograma a desarrollar.

CONSULTA: Sigue estos protocolos:

a. Se convoca a las partes, a la Procuraduría General de la Nación y a la Defensoría del Pueblo.
b. La DCP, junto con la empresa y los representantes de las comunidades, definen las medidas de manejo adecuadas para prevenir, corregir, mitigar o compensar los potenciales impactos que generaría el proyecto.
c. Se convoca a las partes para definir los acuerdos producto de la consulta, con las medidas de manejo acordadas y los plazos para ejecutarlas.
d. Los acuerdos concertados se oficializan a través de un acta de protocolización que es suscrita por las partes. También se define el proceso de seguimiento y quién lo hace.

PASO 3





PASO 4

SEGUIMIENTO: La DCP verifica el cumplimiento de los acuerdos protocolizados, según el plan de acción y cronograma establecido. Para ello se realizan reuniones de seguimiento

CIERRE: Una vez se verifica el cumplimiento del 100% de los acuerdos, se convoca a todas las partes.

PASO 5



¿QUÉ PASA SI NO SE LLEGA A UN ACUERDO EN LA CONSULTA?
En este caso, la DCP convoca una reunión para tomar una decisión sobre el proyecto. Es posible protocolizar una consulta sin un acuerdo con la comunidad, pero -en todos los casos- la Dirección se encarga de que las empresas realicen las acciones conducentes a prevenir, corregir, mitigar y compensar los posibles impactos que puedan llegar a ocurrir en las comunidades, teniendo en cuenta las preocupaciones expresadas por las mismas en los momentos de diálogo del proceso.

RESULTADOS DE PROCESOS DE CONSULTA PREVIA ENTRE 1995 Y 2016





Más allá del debate político que suscitó la decisión del gobierno venezolano de cerrar las fronteras con Colombia, la medida mostró cómo el contrabando de combustibles reinaba en las zonas limítrofes nacionales. Con la suspensión, esas regiones volvieron a demandar combustibles legales, una práctica que se debe perpetuar.

Cierre de la frontera, el resurgir de la industria legal de combustibles



Pese a ser ilegal, el contrabando era una práctica generalizada en la frontera.
Foto cortesía: www.centrotampa.com

El 19 de agosto de 2015, cuando el Gobierno venezolano cerró sus fronteras con Colombia, marcó el inicio de una era en las relaciones de ambos países; pero más allá de la diplomacia y la política, lo ocurrido estos últimos diez meses ha evidenciado la necesidad de desarrollar una cultura de legalidad en esas zonas que otrora estaban acostumbradas a demandar productos extranjeros, provenientes, en la mayoría de los casos, del contrabando.

Por muchos años, en las calles de Cúcuta se vio como parte natural del comercio una seguidilla de puestos de madera que, usados a manera de estantes, exhibían cientos de pimpinas con combustible venezolano de contrabando. Con embudos, vendedores informales abastecían todo tipo de vehículos a precios muy por debajo de los que podían ofrecer las estaciones formales con operación en la capital de Norte de Santander.

Esta práctica, ilegal desde todo punto de vista, se volvió normal para autoridades y habitantes del departamento, al punto que el mercado legal de estaciones de servicio poco a poco se fue relegando; quienes ofrecían empleo formal tenían que reducir sus puestos de trabajo, por cuenta de la competencia desleal del contrabando.

Ahora, tras el cierre de las fronteras, se está generando en los habitantes de Norte de Santander un reencuentro con los bienes y servicios nacionales, o como lo describen los comerciantes de esa ciudad: el regreso a la cultura de la legalidad.

"En Cúcuta se está desarrollando una nueva cultura que es muy importante, y hay que continuar con ella: la cultura de la legalidad, y es que la legalidad hay que promoverla y protegerla", asegura Pedro Marún Meyer, presidente de la Junta Directiva de Fenalco Norte de Santander.

Si bien el cierre de los pasos fronterizos por los puentes internacionales Simón Bolívar y Francisco de Paula Santander, que comunican Cúcuta con San Antonio y Ureña, respectivamente, ha afectado buena parte de la dinámica de la ciudad, en particular a quienes viven del rebusque, es cierto que la medida también ha traído beneficios en el fortalecimiento de los sectores formales de la economía de Norte de Santander.

Así lo explica el gobernador del departamento, William Villamizar, quien advierte que "en Norte de Santander muchas personas que se dedicaban a trabajos informales, es decir cerca del 71 por ciento de la fuerza laboral de la región, han tenido que sufrir los efectos del cierre de la frontera. No obstante, el comercio organizado ha tenido un repunte, como lo visto con las estaciones de servicio".

Aumento de la demanda

Entre las medidas que ha adoptado el Gobierno Nacional para garantizar el abastecimiento de gasolina y ACPM en Norte de Santander está el incremento del cupo de combustibles líquidos subsidiados, que se triplicó, pasando de cuatro millones a doce millones de galones mensuales.

Uno de los sectores más importantes hoy día en ese departamento es el carbonífero. Por eso, y para suplir la demanda de combustibles líquidos por parte de esta industria, a través de la Resolución 31459 del Ministerio de Minas y Energía, el Gobierno autorizó una distribución específica de 1.010.000 galones.

Tal cuota para el sector carbonífero fue asignada a las estaciones de servicio La Virgen, El Zulia y Astilleros Ciro, del municipio El Zulia, con el fin de despachar desde este sector a los tractocamiones cargados de carbón con destino a puerto colombiano. A la fecha, según el Ministerio de Minas, se ha consumido un 68 por ciento del cupo asignado.

Desde Ecopetrol también se han realizado esfuerzos para garantizar que la cadena de abastecimiento de combustible esté preparada para atender la demanda adicional de combustible, a la vez que los distribuidores mayoristas presentes en esa parte del país han aumentado su oferta. Esto ha permitido que las largas filas y el desabastecimiento de combustibles de los primeros días del cierre de la frontera se normalizaran a la mayor brevedad, evitando que diversos sectores que dependen del transporte terrestre se vieran afectados.

Más legalidad, más ingresos

La mayor venta de combustible nacional en Norte de Santander, y en general en las zonas de frontera, significa mayores ingresos para estos municipios y departamentos que, por el ingreso masivo de combustibles de contrabando, no contaban con recursos importantes provenientes del cobro de las sobretasas a la gasolina y el ACPM.

Para el gobernador de Norte de Santander, William Villamizar, este ha sido uno de los puntos más importantes de esta nueva realidad, ya que los propietarios de los cerca de 300.000 vehículos matriculados en esa



En Norte de Santander la reducción del contrabando aumentó los ingresos del gobierno local.
Foto cortesía: www.800noticias.com



El cierre de la frontera generó una crisis humanitaria en las regiones limítrofes. Foto cortesía: www.ultimasnoticias.com.ve

zona del país están consumiendo combustibles en las estaciones de servicio nacionales.

"El control al contrabando ha permitido que se compre en estaciones de servicio nacionales; esto se ve reflejado en los recursos que por concepto de sobretasa recibe el departamento, tanto por diésel como por gasolina", afirmó el mandatario.

Y es que si bien es difícil sacar cálculos exactos a las actividades ilegales, las autoridades creen que antes del cierre de las fronteras el combustible que ingresaba de contrabando de Venezuela a Norte de Santander, según datos de PDVSA, podría valorarse entre 150 y 200 millones de dólares al año.

Para el mismo presidente de PDVSA, Eulogio del Pino, desde el cierre de las fronteras el consumo diario de combustible en los estados Táchira y Zulia se ha reducido en siete millones de litros, como consecuencia de que los carros colombianos, la mayoría matriculados en Venezuela y que solía abastecerse allí, ya no lo pueden hacer. A esto se suma que, de acuerdo con cálculos del Gobierno venezolano, el contrabando diario de combustibles hacia Colombia ascendía a 1,5 millones de litros.

Generación de empleo formal

Cúcuta es la segunda ciudad del país con mayor tasa de desempleo (la desocupación supera el 17 por ciento). Además, cerca del 70 por ciento de los empleos que se generan en esta ciudad es informal, lo que se da en gran medida por el efecto del contrabando, que ha formado una economía basada en la ilegalidad, que redunda en menores condiciones de vida y trabajo.



El cupo de combustibles líquidos subsidiados para el Norte de Santander se incrementó temporalmente de 4 millones a 12 millones de galones mensuales, mientras que el cupo para Arauca aumentó de 760.000 galones a 2 millones de galones mensuales.

"Los 'pimpineros' han disminuido porque la gente está adquiriendo la cultura de comprar en las estaciones de servicio y porque ya es más difícil para el contrabando pasar los controles", afirma el Gobernador de Norte de Santander.

En contraste, mientras que el empleo sin prestaciones generado a partir de la venta ilegal de combustibles cae, desde el sector formal se crean puestos de trabajo. Así lo asegura María Eugenia Martínez, directora Ejecutiva de la Asociación de Estaciones de Gasolina de Norte de Santander. La dirigente gremial señala que "tras el cierre de la frontera las estaciones de servicio han multiplicado por tres el número de sus empleados".

En paralelo, y para dar oportunidades laborales a quienes otrora se dedicaban a actividades ilegales, desde el Ministerio de Minas y Bancoldex se viene adelantando un programa de reconversión sociolaboral para los 'pimpineros': este consiste en buscar mecanismos de emprendimiento bajo la modalidad de microfranquicias, marca social o encadenamientos productivos que les permitan encontrar una alternativa de generación de ingresos de manera legal.

Con este esquema se busca evitar que en caso de que se reabra la frontera, la venta ilegal de combustibles a través de pimpinas vuelva a activarse. La idea, como lo sugieren las autoridades del departamento, es aprovechar esta coyuntura y extraer sus aspectos positivos: erradicar las actividades ilegales de venta de combustibles que ponen en riesgo la vida de quienes apelan a esta práctica y debilitan al sector formal de combustibles y al departamento.

Panorama en otras regiones fronterizas

Al igual que sucede en Norte de Santander, en La Guajira y Arauca el contrabando de combustibles provenientes de Venezuela se ha reducido y, por ende, la venta ilegal de gasolina en los cascos urbanos de estos departamentos.

El consumo de combustibles legales, sean producidos en Colombia o importados por Ecopetrol, ha aumentado considerablemente como consecuencia de la menor oferta de gasolina ilegal y debido a la ampliación de cuotas autorizada por el Ministerio de Minas y Energía para estos territorios.

En el caso de Arauca prácticamente se triplicó, al pasar de 760.000 galones a 2 millones de galones de combustibles subsidiados, incluyendo gasolina y diésel. Mientras tanto, La Guajira tiene hoy un abastecimiento del ciento por ciento de combustibles nacionales, con beneficios para las zonas de frontera, al igual que en Norte de Santander y Arauca.

Así, el cierre de las fronteras con Venezuela, si bien puso al país, en especial a las regiones, en una situación difícil, no ha dejado solo consecuencias negativas, pues un fenómeno latente como el contrabando de combustibles hoy se ha reducido considerablemente y se ha logrado combatir con mayor eficiencia. Esta nueva realidad les permite a los comercializadores formales de gasolina operar sin que los persiga el fantasma de la competencia desleal. **ACP**

La Guajira se abastece con combustible de origen nacional y tiene los mismos beneficios de precio de combustible que Norte de Santander.



Autoridades colombianas incautan combustible de contrabando en la frontera colombo-venezolana. Foto cortesía: www.notihoy.com



Tecnología y calidad para el desarrollo industrial del país

Con una nueva inversión de 240 millones de dólares en nuestro Centro Productivo TenarisTuboCaribe en Cartagena, proveemos soluciones integrales de tubos y servicios para la industria energética colombiana y cumplimos con las más exigentes normas internacionales de calidad.

Comprometidos con la industria energética colombiana.

www.tenaris.com/colombia

Tenaris

II CONGRESO
The Future of Oil and Gas
Challenges & Answers

acp

El escenario anual donde se exponen, analizan y discuten los grandes retos y desafíos del sector de hidrocarburos en Colombia y el mundo

SAVE THE DATE
29 Y 30 DE SEPTIEMBRE
CLUB EL NOGAL, BOGOTÁ

EL FUTURO DE LOS HIDROCARBUROS
DESAFÍOS Y RESPUESTAS

EMPRESAS Y GOBIERNO
EN BUSCA DE LA COMPETITIVIDAD

TIEMPOS Y COSTOS
PARA LLEGAR AL PRIMER BARRIL

LA NUEVA MATRIZ ENERGÉTICA
REGULACIÓN DEL DS

EL PRESENTE DE LOS HIDROCARBUROS
CAMBIOS COYUNTURALES O ESTRUCTURALES

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA
EFICIENCIAS Y COSTOS

IMPACTO AMBIENTAL
COSTOS, MITOS Y REALIDADES

EL OFFSHORE
PERSPECTIVA NACIONAL E INTERNACIONAL

PROCESO DE PAZ
E INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS

www.congresoacp.com

Mayor información: **Asociación Colombiana del Petróleo**
Teléfono: 57 - (1) 2125758 ext.121
Correo electrónico: djcardona@acp.com.co - comunicaciones@acp.com.co
Información comercial: cporras@kpomercadeo.com - congreso-comercial2@acp.com.co