Edición N° 16. Marzo a mayo de 2016

ACP hidrocarburos

Una publicación de la Asociación Colombiana del Petróleo



CON EL CRUDO AL CUELLO

Análisis del actual entorno petrolero

ENTREVISTA

"LOS PROYECTOS DE HIDROCARBUROS NO FUERON MATERIA DE DISCUSIÓN"

HUMBERTO DE LA CALLE
Jefe negociador del Gobierno colombiano en los diálogos de paz

El nuevo giro **de las rondas petroleras**

SAVE THE DATE

II CONGRESO

The Future of **Oil** and **Gas**

Challenges & Answers

acp

29 Y 30 DE SEPTIEMBRE

CLUB EL NOGAL, BOGOTÁ

Mayor información:
Asociación Colombiana del Petróleo
Teléfono: 57 - (1) 2125758 ext.111
Correo electrónico: djcardona@acp.com.co
comunicaciones@acp.com.co

ACP hidrocarburos

CONTENIDO



16

OPERACIONES

GAS BAJO PRESIÓN

Encontrar nuevas reservas y mejorar la infraestructura, los desafíos del sector.



50

ENTREVISTA

Hablan gobernadores de Meta y Casanare

En entrevista con ACP Hidrocarburos, los mandatarios locales cuentan cuáles son sus planes para los departamentos petroleros y explican cómo enfrentarán los retos que implica la reducción de la renta petrolera.

8 **EDITORIAL**
Lo que está en juego

10 **ECONOMÍA**
Con el crudo al cuello

22 **PERFILES**
Año nuevo, nuevos líderes

28 **PANORAMA INTERNACIONAL**
El nuevo giro de las rondas petroleras

34 **PERSONAJE**
"Los proyectos de hidrocarburos no fueron materia de discusión", **Humberto de la Calle**

38 **ANÁLISIS**
La industria de hidrocarburos y la paz: oportunidades y desafíos

44 **OPINIÓN**
Competitividad petrolera

46 ***DOWNSTREAM***
El Sicom, una herramienta útil que hay que calibrar

54 **COMPROMISO VERDE**
Colombia y la nueva economía del clima

58 **COMPROMISO SOCIAL**
El camino empedrado del Servicio Público de Empleo

62 **INFOGRAFÍA**
Gas natural: del subsuelo a los hogares

64 **OPINIÓN**
El año que despegó

66 ***DOWNSTREAM***
Los desafíos de la Creg

Revista ACP Hidrocarburos
Edición No. 16. Marzo a mayo de 2016

Presidente Ejecutivo
Francisco José Lloreda Mera

Consejo Directivo
ADRIANA LONDOÑO - Oleoducto Bicentenario De Colombia S.A.S.
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
FRANCOIS 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
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
Ana María Saravia
Andrea Cheer
Carlos Rodríguez
Carolina Rojas
Henry Martínez
Ismael Arenas
Jaime Frysz
José Vicente Zapata
Juan Carlos Ucrós
Luis Augusto Yepes
Mariana Jiménez
Miguel Ángel Santiago
Nohora Celedón
Rafael Herz
Sharon Hernández

Asesoría editorial
Rafael Herz
Jaime Frysz

Redacción
Asociación Colombiana del Petróleo – ACP

Fotografía
Archivo ACP
Archivo Parex Resources Colombia
Comisión Nacional de Hidrocarburos (México)
ExxonMobil de Colombia S.A.
Gobernación del Meta
Gobernación de Casanare
Omar Nieto Remolina / Oficina del Alto Comisionado para la Paz
Presidencia de la República
www.cameloortiz.jimdo.com

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

Gráficas
Jaime Giraldo

Infografía
Miguel Martínez

Corrección de estilo
Carlos Camacho

Comercialización
KPO Mercadeo y Comunicaciones

Impresión
Carvajal S.A.

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



PACIFIC E&P, PONENTE EN EL V CONGRESO DE GESTIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

La ponencia sobre 'gestión energética' de Pacific E&P fue seleccionada entre más de 170 trabajos para ser presentada en el marco del V Congreso Internacional de Gestión y Eficiencia Energética, llevado a cabo en Cartagena del 3 al 5 de febrero de este año. La compañía logró una destacada presentación, la cual se centró en el proceso de implementación de la norma ISO 50001 y la construcción de proyectos de infraestructura que han contribuido a mejorar su desempeño energético. Durante la exposición, Pacific detalló la disminución de costos y emisiones que generó la construcción de la línea eléctrica que une los campos Rubiales y Quifa con el sistema interconectado nacional, al igual que los avances tecnológicos en los PAD, en los que se cambiaron motores de combustión por bombas eléctricas de mayor eficiencia y menor cantidad de emisiones.





PAREX SIGUE CONSTRUYENDO HOGARES A TRAVÉS DEL PLAN PADRINO

La familia Rincón Hernández se convirtió en la quinta beneficiada por el voluntariado corporativo de la compañía Parex Resources denominado Plan Padrino. Gracias a él hizo realidad su sueño de tener vivienda propia en el municipio de Tauramena, Casanare. Esta familia se suma a otras beneficiadas por este programa de Responsabilidad Social individual, en el cual los empleados de la empresa, ejecutivos y contratistas, aportan recursos para la construcción de vivienda digna para familias casanarenses. Esta iniciativa ya lleva cinco años de implementada. La entrega oficial del inmueble a la familia Rincón se realizó el 14 de enero de 2016 con la presencia del presidente de Parex Resources Colombia, Lee DiStefano y el alcalde de Tauramena, Javier Álvarez, entre otras autoridades de la región.



CEO DE GRAN TIERRA ENERGY, DE VISITA EN COLOMBIA

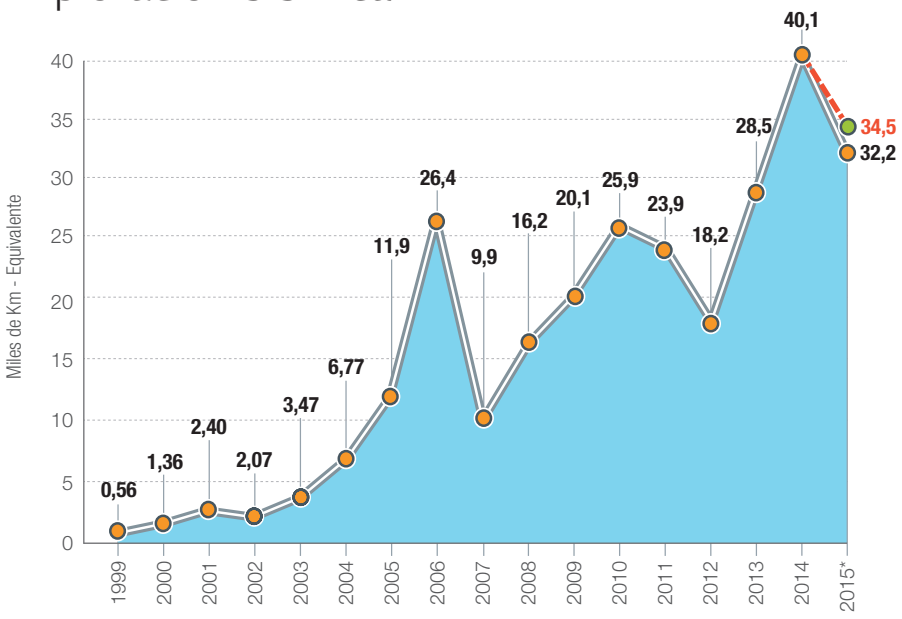
El CEO de Gran Tierra Energy Inc., Gary Guidry, visitó recientemente Colombia para ratificar la apuesta que tiene la compañía por el país, a pesar de la crisis por los bajos precios del petróleo. Guidry confía en que el Gobierno continuará apoyando a las compañías para que estas puedan seguir adelante con sus actividades de exploración y producción. Este apoyo incluye el trabajo solidario con las comunidades, siempre de la mano de una regulación clara y una infraestructura que estimule las distintas actividades económicas. Así mismo, el CEO canadiense confirmó que la adquisición de Petroamerica Oil Corp. y Petrogranada Colombia, consolida la presencia de Gran Tierra en el Departamento del Putumayo. Por último, ratificó el compromiso de la compañía de seguir adelantando sus actividades, siempre de una manera económica, social y ambientalmente responsable.

PUMA ENERGY

PUMA ENERGY, NUEVA EMPRESA AFILIADA A LA ACP

La compañía Puma Energy, con presencia internacional tanto en el *downstream* como en el *midstream*, es desde enero de este año una nueva afiliada a la ACP. Puma Energy es una empresa de distribución mayorista de combustibles y biocombustibles para todo tipo de vehículos, naves, aeronaves, máquinas y demás bienes que requieran de diésel, gasolina corriente y extra, diésel marino y demás combustibles de consumo permitido. Es así como Puma se ha consolidado como una empresa de energía de rápido crecimiento que satisface las necesidades de los mercados en los cinco continentes. Su vinculación constituye un fortalecimiento del gremio y un beneficio dada su importante trayectoria.

Exploración **sísmica**



32.164 km ejecutados

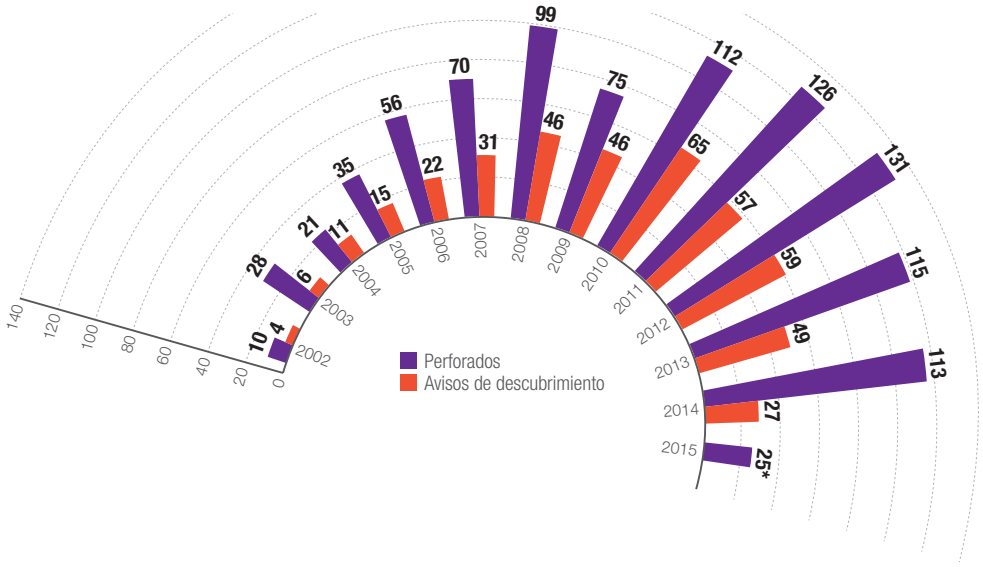
El programa de sísmica para 2015 fue de **34.451** km equivalentes, de los cuales, al 31 de diciembre, se lograron un total de **32.164** km equivalentes, que representan el **93** por ciento del total de dicho programa. De estos, **2.150** km se ejecutaron *onshore* y **30.014** km se realizaron *offshore*.

Fuente:
1974-1999: Estadísticas anuales Ecopetrol.
2000-2015: Estadísticas ANH-ACP.

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

* 2015: Cifras a 31 de diciembre.

Pozos **exploratorios**



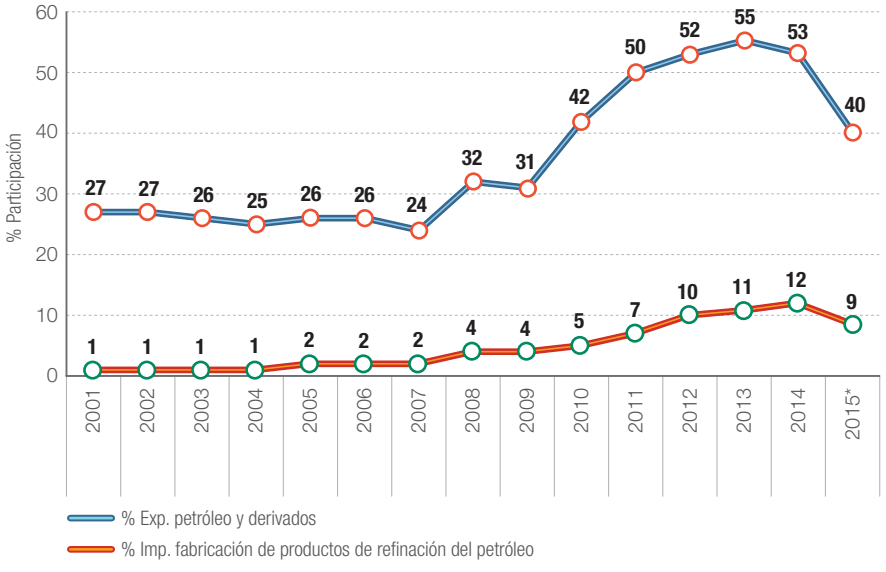
25 pozos exploratorios

Frente al programa de **51** pozos exploratorios para 2015, al 31 de diciembre, se perforaron **25**.

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

Ficha técnica:
Del año 1908 a 1999: Estadísticas anuales Ecopetrol.
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 31 de diciembre de 2015. Sin avisos de descubrimiento a la fecha.

Importaciones y **exportaciones**



US$ 14.239 FOB millones en exportaciones de crudo y derivados

A 31 de diciembre de 2015, el valor FOB de las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados fue de **14.239** millones de dólares, representando el **40** por ciento del total de las exportaciones del país, de los cuales **12.834** corresponden a petróleo crudo.

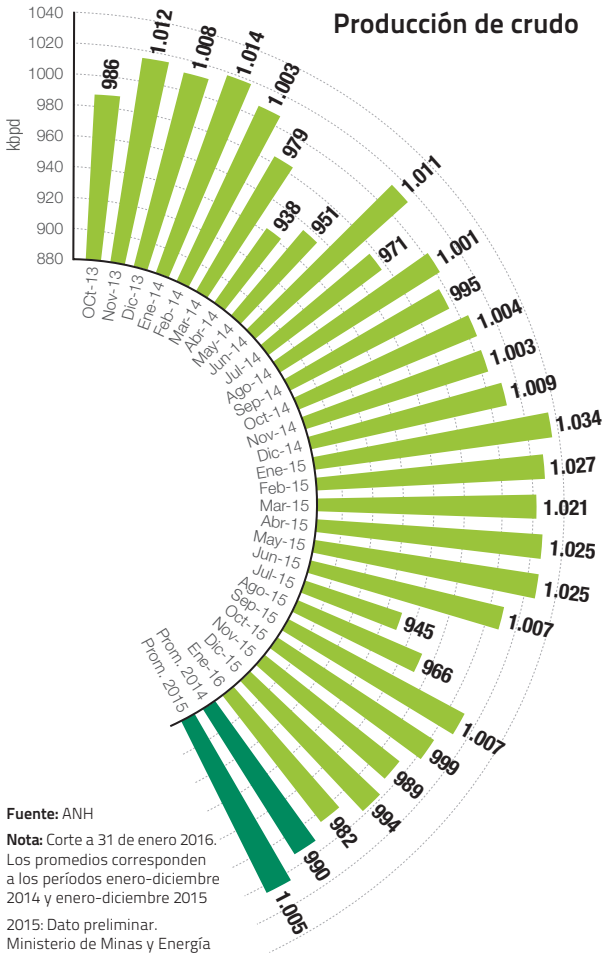
A 31 de diciembre de 2015, el valor CIF de las importaciones correspondientes a elementos para la fabricación de productos de la refinación del petróleo fue de **5.117** millones de dólares. Este monto equivale al **9** por ciento del total de importaciones del país.

Fuente:
DANE. Importaciones según Clasificación Industrial Internacional Uniforme CIIU Rev.
DANE. Colombia, exportaciones de café, carbón, petróleo y sus derivados, ferroníquel y no tradicionales.
* 2015: información a diciembre

Producción de **crudo y gas**

982 KBPD

Al mes de enero de 2016, la producción de crudo fue de **982** mil barriles por día (kbpd). Por su parte, la producción de crudo durante el mismo periodo de 2015 fue de **1.034** kbpd.



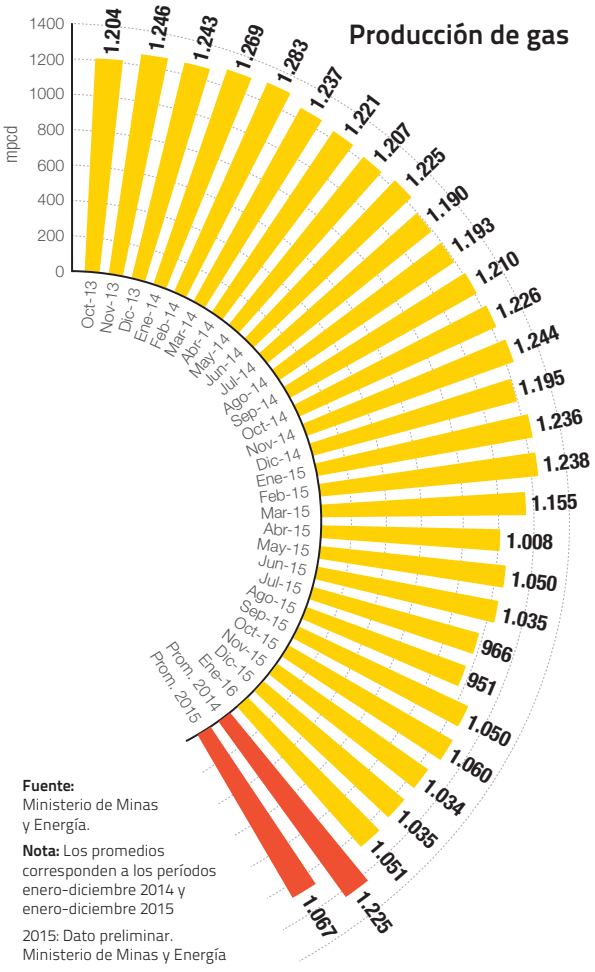
Fuente: ANH

Nota: Corte a 31 de enero 2016. Los promedios corresponden a los períodos enero-diciembre 2014 y enero-diciembre 2015

2015: Dato preliminar.
Ministerio de Minas y Energía

1.051 MPCD

La producción comercializada de gas, al cierre de enero de 2016, fue de **1.051** millones de pies cúbicos. Por su parte, la producción de gas durante el mismo periodo de 2015 fue de **1.236** kbpd.



Fuente:
Ministerio de Minas y Energía.

Nota: Los promedios corresponden a los períodos enero-diciembre 2014 y enero-diciembre 2015

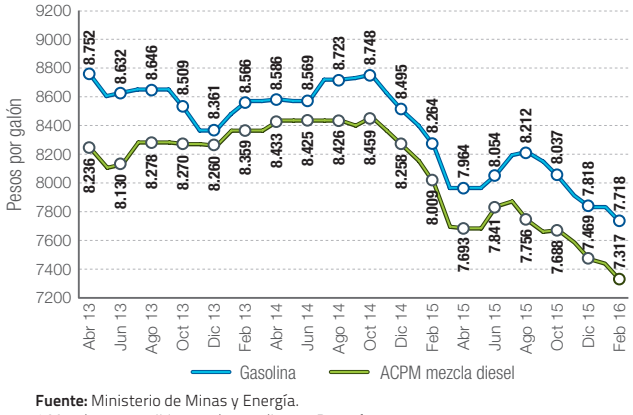
2015: Dato preliminar.
Ministerio de Minas y Energía

Precio del **combustible**

Galón gasolina (oxigenada) $7.718 ▼
Galón ACPM (Biodiesel) $7.317 ▼

El precio de referencia de la gasolina oxigenada en la ciudad de Bogotá en febrero de 2016 fue de **$7.718** por galón, ubicándose **$546** por debajo del precio en el mismo mes del año anterior.

En cuanto al galón de ACPM mezclado con biodiesel, su precio de referencia para febrero fue de **$7.317**, es decir, **$692** por debajo de los niveles registrados para el mismo periodo de 2015.

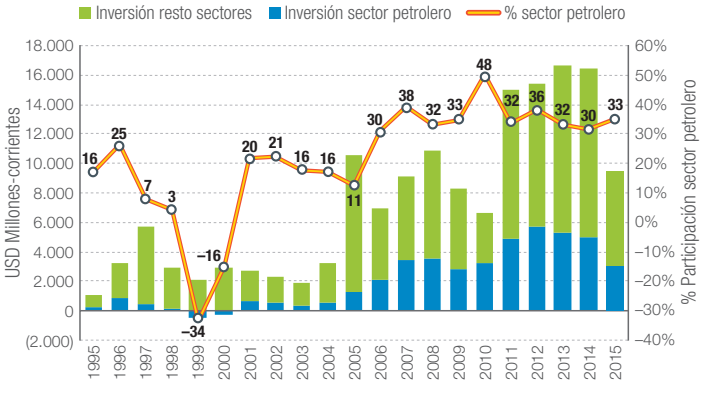


Fuente: Ministerio de Minas y Energía.
* Mezcla suspendida para la gasolina en Bogotá.
* Los promedios corresponden a los períodos enero-noviembre 2014 y enero-noviembre 2015.
Nota: Corte febrero 2016.

Inversión **Extranjera Directa**

US$ 3.021 millones de Inversión Extranjera Directa

Durante el tercer trimestre de 2015, la Inversión Extranjera Directa (IED) en el sector petrolero fue de **3.021** millones de dólares. Para el resto de sectores económicos correspondió a **6.214**. Esta cifra indica que la participación del sector petrolero en la IED al segundo trimestre de 2015 fue de **33** 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 corte a septiembre de 2015.



Francisco José Lloreda Mera

Presidente Ejecutivo de la ACP

Los colombianos son los más perjudicados con la crisis petrolera. Y lo serán a futuro si no se complementan y profundizan las medidas adoptadas para superar la coyuntura y preparar al país para competir, independiente de lo que suceda con los precios. Por eso, soslayar el impacto de la crisis o presentar como un logro la no dependencia fiscal en la industria es infortunado. El primer paso para superar la crisis es reconocerla.

Comparado con otros países con alta dependencia de la renta petrolera, Colombia ha logrado ajustarse gradualmente al impacto de la caída en los precios del crudo; y la economía, un crecimiento aceptable comparado con los de la región. Es válida también la reflexión sobre la importancia de que los ingresos públicos no dependan de manera tan significativa del petróleo, algo que por fuerza de la crisis ha empezado a ocurrir.

Lo que no tiene sentido es festejar la no dependencia presupuestal de los ingresos de la industria. En primer lugar, porque tiende un velo innecesario sobre el costo en el que ha debido incurrir el Gobierno -y por consiguiente los colombianos- para contrarrestar la caída en los precios, y disimula el impacto de lo sucedido en la economía, que a juicio de centros de estudio como Anif y Fedesarrollo, es más delicado de lo que se señala.

La no dependencia en la renta petrolera se ha traducido en una mayor dependencia en impuestos y endeudamiento público, en un mayor déficit fiscal y de cuenta corriente, menor inversión pública e ingresos por regalías, un desempleo creciente, inflación, y una devaluación exagerada de la moneda, que nos empobrece frente al exterior. Es decir, el ajuste ha sido costoso y hay razones para anticipar que lo continuará siendo.

En materia de impuestos el país se encamina hacia una segunda reforma tributaria en dos años que, de aprobarse como fue recomendada, le significaría al país alrededor de catorce billones de pesos, que sumados a los de la tributaria de 2014 equivalen a 26 billones de pesos. Suma similar a lo que el sector petrolero le llegó a aportar al fisco nacional en 2013. El problema es que, antes de caer los precios en 2014, existía un hueco fiscal importante.

El déficit fiscal, por otro lado, ronda el 3,6 por ciento del PIB y de acuerdo con Anif podría llegar a 5,5 por ciento; el de cuenta corriente está en 6,3 por ciento, y el endeudamiento público ya llega al 39 por ciento. Lo anterior, obligó al Gobierno a un recorte presupuestal de 6,2 billones de pesos en 2014 y de 9 billones de pesos en 2015, y a ajustes graduales en el inicio de 2016 para contrarrestar la caída de los ingresos petroleros, que pasó de representar un 3,3 a un 0,1 por ciento del PIB.

Es así como la industria petrolera llegó a representar el 23 por ciento de los ingresos fiscales de la Nación, equivalente a 24 billones de pesos (impuestos, derechos económicos, dividendos de Ecopetrol) y 8 billones de pesos en regalías, para un total de 32 billones de pesos. Es más, en los últimos diez años (2005-2015) la industria petrolera le aportó al país 200 billones de pesos; 33 veces el valor de venta de Isagén, y cuatro veces el valor de los proyectos 4G.

En esos diez años Colombia logró crecimientos del 6,7 por ciento, la pobreza extrema se redujo de 13,8 por ciento a 7,9 por ciento, la clase media creció de 18 por ciento a 55 por ciento, el ingreso per cápita pasó de 3.386 dólares a 7.903 dólares en 2014, el desempleo se redujo de 10,3 por ciento a 8,6 por ciento, la tasa de cobertura escolar pasó de 88 a 95,9 por ciento, y la inversión de la Nación de 11,9 billones a 43,7 billones de pesos. Cifras muy positivas, posibles en gran medida gracias a la industria petrolera.

Lo que está en juego

Por eso nadie con mínima cordura podría considerar que Colombia debe conformarse con una industria petrolera lánguida y venida a menos y con sus consecuencias: un país en riesgo de perder su autosuficiencia en hidrocarburos y los importantes recursos que la industria puede proporcionarle a futuro (como ya quedó demostrado). Porque si hay algo previsible en esta industria de ciclos, es que los precios mejorarán.

Si Colombia, con las compañías petroleras, sale debilitada o fortalecida de esta crisis, dependerá de las medidas internas de las empresas y del Gobierno. Las empresas han hecho lo que está a su alcance para ajustarse a la realidad, reduciendo costos, logrando mayor eficiencia en la producción, renegociando obligaciones financieras, siendo selectivas en sus inversiones, e incluso cerrando campos que no son rentables.

Es así que las empresas han reducido presupuestos y operan con costos aún más competitivos. Es el caso de Ecopetrol y Pacific E&P, para citar el ejemplo de las principales productoras, que se han apretado el cinturón. Pero la posibilidad de ajuste interno tiene un límite; es ahí donde le corresponde al Gobierno complementar y profundizar las medidas adoptadas, que si bien han sido útiles, frente a la nueva realidad resultan insuficientes.

Son insuficientes porque la crisis se ha acentuado. No sólo por una caída mayor en los precios sino porque dados los costos de operación de muchos proyectos, simplemente no son viables. Sin perjuicio del impacto negativo que empiezan a tener algunos fallos judiciales, que se suman a deficiencias estructurales que en seguridad, orden público, licencias, consultas y permisos, incrementan los costos de operar en nuestro país.

Y son insuficientes además, porque sin descontar el nivel de precios, lo cierto es que el país ha perdido competitividad. Eso no significa que no continúe siendo interesante para algunos inversionistas pues el abanico de opciones costa afuera y en tierra es variado y se han logrado avances entre la industria y el Gobierno. Pero significa que es fundamental también, prepararse para competir cuando los precios se normalicen.

Es urgente reducir de inmediato costos de transporte -pues de lo contrario una porción importante de la producción estará en riesgo- y debe hacerse sin afectar la viabilidad del sistema de oleoductos. También es necesario revisar las condiciones económicas acordadas con la ANH, acelerar la devolución por parte de la DIAN de impuestos anticipados, y blindar la operación de las empresas en territorio. Pero además se necesitan medidas estructurales.

En tal sentido, la Asociación ha dicho de manera reiterada que es imperativo revisar la carga impositiva de manera integral, pues el Government Take ya no es competitivo. Igual de importante es reducir los tiempos para llegar al primer barril, complementar y optimizar la infraestructura de transporte para lograr costos más competitivos, y garantizar seguridad jurídica, pues de lo contrario, la inversión del país se esfumará.

Pero estas medidas, internas y externas, inmediatas y estructurales, requieren de dos adicionales: buscar ya un incentivo eficaz para impulsar la exploración (prácticamente paralizada) y los pozos de desarrollo (que hace cinco años empezaron a declinar). Y buscar cómo compensar, así sea parcialmente, la reducción excesiva en regalías en las regiones productoras, para que se apropien de nuevo de los beneficios de la industria.

La demanda mundial de energía seguirá creciendo y la industria de petróleo y gas en el mundo continuará, con o sin nosotros. Si Colombia desea seguir siendo un jugador importante en la región deben tomarse medidas con carácter urgente. Está en juego el que la industria vuelva a ser, de la mano de otros sectores, un bastión del desarrollo económico y social del país. No hay razón para que no sea así. Pero hay que actuar ya. ACP

CON EL CRUDO AL CUELLO



Complejo petrolero en Estados Unidos.
Foto cortesía: www.elperiodicodelaenergia.com



El declive en los precios del petróleo se debe no solo a la sobreoferta actual. Este *commoditie* es una poderosa herramienta geopolítica para grandes jugadores y obliga a un reacomodo de los productores incluida Colombia.

La crisis económica que se evidencia en calles, negocios y hogares de Puerto Gaitán (Meta), capital petrolera de Colombia, las angustias fiscales con que lidia a diario el Gobierno y los drásticos ajustes en inversiones y costos de las petroleras en Colombia, se explican, en buena parte, por las decisiones que se toman a 12.900 kilómetros de Bogotá, en Riad, capital de Arabia Saudita.

En el seno de una monarquía, el rey Salman Bin Abdulazis, su heredero y ministro de Defensa, el príncipe Mohamed Bin Salman Al Saud, y el ministro de Petróleo, Ali al-Naimi, tienen en sus manos poder suficiente para revertir el declive de los precios internacionales del crudo, después de año y medio de la caída libre de su cotización, consecuencia de una sobreoferta en un mundo de bajo crecimiento económico que demanda menos.

Pero la familia real saudí no cierra la llave. Sabe que el petróleo es su mejor arma geopolítica, al tener una de las mayores reservas de crudo que puede sacar a bajos costos. Así, tiene más inmunidad ante la volatilidad y los bajos precios que sus competidores, y el ahorro le alcanzará para financiarse por largo rato.

En Arabia Saudita se afianza una estrategia condimentada por ingredientes económicos, religiosos y de influencia en el Medio Oriente para negarse a disminuir su bombeo diario y, al contrario, aumentarlo, al punto que siendo el mayor productor mundial de petróleo y voz cantante de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (Opep), extrajo 10,25 millones de barriles diarios (MBD) en enero pasado, 100 mil más que en diciembre, según un sondeo reciente de la agencia Reuters.

¿Qué hay de fondo? De un lado, la defensa de su cuota de mercado y sacar del camino a toda costa, al menos parte de la creciente producción de Estados Unidos. Este país, al masificar la tecnología de fracturación hidráulica (*fracking*), pasó de extraer 5 MBD en 2006, a promediar los 8,73, según estimativos de la Agencia Internacional de Energía (EIA, por sus siglas en inglés). En cambio, la producción de Arabia Saudita en el mismo periodo, aumentó de 10,4 MBD a 12,2.

Pero mantener abierta la llave del crudo también permite a la familia real saudita limitar la extracción económicamente viable de Irán, luego de que se levantaran las sanciones comerciales a ese país vecino, al dejar de ser una amenaza nuclear.

Si en 1960 Irán fue un gran aliado de Arabia Saudita para crear la Opep y tener poder de mercado para controlar el precio global del crudo, medio siglo después es un enemigo acérrimo por el sisma islámico en dos bandos principales: los sunitas, que gobiernan en Arabia, y los chiitas, que disponen en Irán.

"La monarquía saudí sabe lo que tiene y su negocio no es vender mucho en el corto plazo, como puede ser el caso de los pozos petroleros endeudados de Estados Unidos. Tampoco está dispuesto a que una maltrecha economía iraní reciba más dólares, menos, cuando apoya la dictadura en Siria, donde la familia real patrocina a los rebeldes y se atiza otro conflicto similar en Yemen", explica Juan David Escobar, director del Centro de Pensamiento Estratégico de la Universidad Eafit.

Lo claro, por ahora, es que a Arabia Saudita no le interesa entrar en confrontación directa con Irán, pues supondría romper la tensa calma en un paso estratégico para la



Infraestructura de Campo Jazmín, en el Magadalena Medio

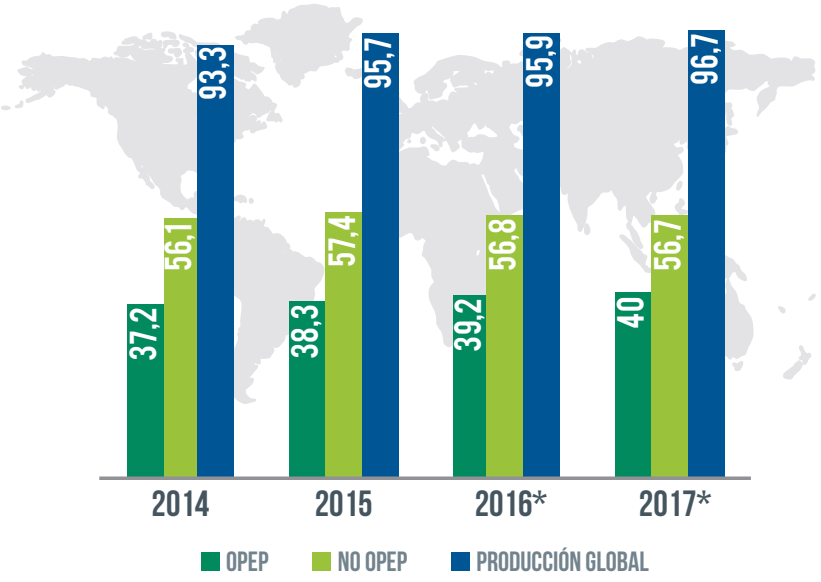
"En Arabia Saudita se afianza una estrategia condimentada por ingredientes económicos, religiosos y de influencia en el medio Oriente para negarse a disminuir su bombeo diario y, al contrario, aumentarlo."

salida de crudo del Medio Oriente: el estrecho de Ormuz, que conecta los golfos Pérsico y de Omán y por donde transita una quinta parte de la producción global. Su eventual bloqueo supondría un incremento en los precios del energético y echaría por el suelo la estrategia saudí del último año y medio.

Mientras se desatan esas tensiones que fracturan la posición unificada de la Opep, se debilitan los objetivos comunes del bloque de productores: "las hondas diferencias políticas de cara a un mercado globalizado del petróleo, alejan la posibilidad de que acuerdos de precios y producción al interior de la Opep puedan tener la incidencia vista décadas atrás ante escenarios de cotizaciones bajas del crudo", advierte Gonzalo Palau Rivas, profesor de la Facultad de Economía de la Universidad del Rosario.

De ahí que las proyecciones de los precios del crudo se revisan a la baja y para la EIA cada vez es mayor la probabilidad de que el barril llegue a mínimos de 10 dólares. En su más reciente informe estima que en 2016 el precio del barril de Brent promediará los 40,1 dólares, mientras que el de WTI se ubicará en 38,5 dólares, en un mundo que, calcula, tendrá una producción de 95,9 MBD, aunque la demanda global sea de 700 mil barriles menos (ver gráficos).

PRODUCCIÓN GLOBAL DE PETRÓLEO
(MBPD USD)



Fuente: IEA



Producción en campo no convencional en Estados Unidos

En un intento por frenar el incremento de la oferta de crudo, Rusia y Arabia Saudita acordaron el pasado 16 de enero congelar su producción de hidrocarburos, una decisión que no tuvo mayor impacto en los mercados internacionales, dado que la producción de enero de ambos países ya se encontraba en cifras históricamente altas.

Sobre la mesa, está también la posibilidad de un acuerdo entre saudíes y rusos para recortar su producción de crudo, lo que supondría oxígeno económico al gobierno de Vladimir Putin y de otros países de la Opep, como Venezuela y Ecuador, asfixiados por la larga racha de precios bajos que limitan su producción y la renta petrolera. El próximo 20 de marzo los países de la Opep y Rusia se reunirán en Moscú para definir un nuevo acuerdo.

Pero el eventual arreglo tiene implicaciones geopolíticas fuertes: se prenderían las alertas en Europa, principal cliente del crudo del líder de la Opep, y en Estados Unidos, su principal aliado occidental en un inestable Medio Oriente. En todo caso, en la Casa Blanca y la eurozona ven con recelo los ánimos expansionistas de Moscú, después de sus movidas en Ucrania y su cada vez más fuerte alianza militar y comercial con China.

Dólar fuerte, mundo débil

De otro lado, lo que supondría un ajuste de la política monetaria de Estados Unidos, también agrega presión bajista a la cotización del crudo en el corto plazo. Luego de la crisis financiera de 2008, la Reserva Federal (FED) inyectó liquidez durante muchos años al mercado que impulsó el precio de las dolarizadas materias primas, no solo al petróleo, lo que animó a los inversionistas y también incidió en la sobreoferta de crudo de los últimos tiempos.

Pero a medida que se afianza la lenta recuperación de la primera economía del mundo, para varios analistas consultados hay una clara correlación entre el aumento de las tasas de interés de la FED y los precios del petróleo.

"Luego de nueve años de un dólar barato, el aumento progresivo de tasas de interés de la FED hará que se aprecie más la moneda estadounidense y se paguen menos dólares por el mismo barril de crudo. Desde que se comenzaron a dar los anuncios de aumento de tasas, ya se veía un descenso en los precios, así que la sobreoferta no viene sola", explicó Ómar Suárez, analista especializado en hidrocarburos de la comisionista Alianza Valores.

Por otro lado, la misión política de la FED es mantener bajo control la inflación futura de Estados Unidos, así nuevos productores locales de crudo tengan que salir del mercado por falta de rentabilidad. La prioridad de la presidente de la FED, Janet Yellen, es cimentar un crecimiento económico ordenado, que se beneficie de los bajos precios del petróleo al abaratar los costos de producción y los precios finales que pagan los estadounidenses en combustibles o bienes importados.

"Sin duda, a los países europeos y a otros como Turquía, importadores netos de petróleo, también les parecen convenientes los efectos positivos en su aparato productivo, que se mantengan bajos los precios del petróleo, lo que también tiene un mensaje de una inflación controlada", agrega Juana Téllez, economista jefe de Bbva Research.

Y estas variables geopolíticas y monetarias se mueven en un mundo que aún no se repone de la desaceleración de China en los últimos años, luego de ser motor del crecimiento global. El gigante asiático está en tránsito de un modelo económico menos sustentando en las exportaciones e inversiones que implicaron una alta demanda de materias primas, a otro más anclado en los servicios y el consumo interno. Esto se explica por un aumento del nivel de vida de los chinos, lo que a su vez encarece la mano de obra y resta competitividad a las industrias locales ante competidores con monedas devaluadas.



¿Bajos precios para rato?

Por ahora, los análisis de mercado, en medio de tantas incertidumbres que se ciernen sobre el sector petrolero, se orientan a que en el segundo trimestre de 2016 el precio internacional del crudo tocará mínimos que pueden llegar a los 25 dólares, antes de que rebote, estimulado por la salida de más pozos en Estados Unidos. Esto reducirá la sobreoferta y para el segundo semestre habría una mejora en la cotización que oscilaría en el rango de entre 35 y 45 dólares. Algunos pronósticos más optimistas aseguran que este año podría finalizar con un barril de 60 dólares.

De hecho, una encuesta a 29 analistas internacionales realizada por Reuters a finales de enero pasado, pronostica un promedio del barril Brent a 42,5 dólares, cuando en 2015 fue de 54. En el sondeo, la firma JP Morgan pronosticó que el barril se mantendrá en 31,25 dólares, en contraste con la perspectiva optimista de la firma Standard Chartered, de 63 dólares.

Por su parte, el Banco Mundial volvió a recortar en 14 dólares su estimación para el precio en 2016, hasta los 37 dólares por barril, es decir, 27 por ciento menos frente a lo registrado el año pasado.

En esas condiciones, Juana Téllez, líder del Bbva Research en Colombia, señala que "a mediano plazo debería aumentar gradualmente la cotización y alcanzar niveles entre los 60 y 70 dólares para el año 2019".



Un operario revisa la calidad del crudo en campo Rubiales.

El trance que vive China, sumado a los menores pedidos de crudo de Estados Unidos, que ya produce casi la mitad de lo que consume, y la aún incierta recuperación de Europa, han puesto en serios aprietos las cuentas externas de países emergentes dependientes del crudo, al igual que a sus empresas petroleras, que se les acabó la bonanza de precios.

Ajuste a la realidad

En el caso de Colombia, cálculos de la ACP indican que el costo promedio para producir un barril está entre los 20 y 30 dólares. Por su parte, Rystad Energy calcula que en Estados Unidos el costo promedio ronda los 36 dólares; en México supera los 29 dólares y en Arabia Saudita se acerca a los 9,9 dólares.

Así que la primera respuesta de las petroleras del país ha sido hacer más con menos, para dejar la menor cantidad de barriles en el subsuelo. Esto se traduce, básicamente, en ejecutar un drástico plan de reducción de costos, priorizar inversiones y optimizar las operaciones para mantener la producción hasta donde sea posible, pues los costos varían en cada campo. De esa manera se busca compensar las adversidades de unos bajos precios internacionales, asegurar el flujo de efectivo para mantener la producción, en lo que ayuda la devaluación del peso, y honrar las obligaciones financieras, sin perder capacidad de endeudamiento futuro.

Sobre Ecopetrol, su presidente Juan Carlos Echeverry dijo en enero pasado al diario El Tiempo que un barril que se cotice entre los 20 y 30 dólares, produce caja (flujo de efectivo) y otro entre los 30 y 40 dólares genera rentabilidad. Asimismo, la compañía de mayoría estatal informó a la revista **ACP Hidrocarburos** que comenzó a ejecutar en diciembre de 2015 el llamado "programa de transformación empresarial". Con este busca reducir los costos base en 4,5 billones de pesos anuales al año 2020, luego de que en 2015 obtuvo "ahorros estructurales" por más de 2,2 billones.

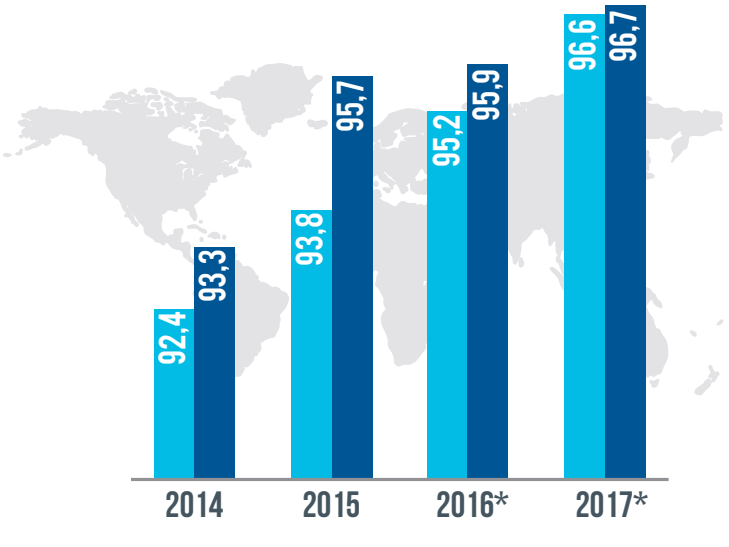
Por su parte, la segunda petrolera del país, la canadiense Pacific Exploration & Production, se ha enfocado en mantener los costos de operación en 19 dólares por barril, como se reportó a septiembre de 2015, con una producción neta que comenzó año con 155 mil barriles por día.

"Durante el 2016 continuamos evaluando estrategias adicionales de disminución de costos, a la luz de los actuales precios bajos del petróleo, en particular la revisión de los altos costos de transporte, asociados a la infraestructura de oleoductos de Colombia, que afecta a todo el sector productor", agregó la empresa, al asegurar que su actual estructura de costos les permite ser rentables ante un escenario adverso de precios bajos (ver recuadro).

En todo caso, 2016 será un año complejo y el frente de la exploración será el más damnificado. El último estudio de tendencias de inversión realizado por la ACP, que consultó a 27 empresas del sector, estima que si el presupuesto para encontrar nuevos yacimientos se redujo entre 2014 y 2015 a la mitad, unos 750 millones de dólares, para este año se proyecta con un piso de 640 millones. Lo anterior tiene en cuenta que la mitad de los encuestados reducirá o cancelará exploración y el 62 por ciento asegura que se enfocará en sostener los niveles de producción.

Pero en las condiciones expuestas, vaticinar el precio futuro del petróleo es, como dice el profesor Escobar, "más peligroso que ser odontólogo de serpientes", y eso lo deben tener claro en los corredores del palacio real de Riad, en las calles de Puerto Gaitán y en las oficinas financieras de las principales petroleras del país. ACP

CONSUMO Y PRODUCCIÓN GLOBAL DE PETRÓLEO (MBPD USD)



Fuente: IEA



Detalle de gasoducto en campo Cusiana.



GAS BAJO PRESIÓN

Según cálculos oficiales, en un escenario medio, a finales de 2018 habrá un cruce entre oferta y demanda de gas natural en Colombia, que obliga a pensar desde ya en alternativas para garantizar el suministro futuro. Encontrar nuevas reservas, facilitar las importaciones y mejorar la infraestructura, son los desafíos más próximos.

Es bien sabido que el gas natural está ganando cada vez más participación dentro de la matriz energética mundial por ser un combustible confiable y económico. En ese entorno, Colombia puede jugar un papel determinante, pero se hace necesaria la toma de decisiones para garantizar su desarrollo y el abastecimiento futuro.

El principal reto en la coyuntura actual es, sin duda alguna, la incorporación de reservas probadas, que permita extender la confiabilidad en el abastecimiento hasta más allá de 2018 cuando, en un escenario medio de demanda, se prevé un déficit en la oferta.

El estado actual de las reservas probadas de gas en el país ya comienza a preocupar. De 5,7 terapies cúbicos reportados al cierre de 2012, en 2014 bajaron a 4,7 teras y en 2015 la cifra pudo ser menor, si se tiene en cuenta la baja incorporación de los últimos meses. Se estima que la relación Reservas/Producción (RP) en la categoría probada, incluso habría bajado de los cinco años.

Un panorama como este plantea enormes desafíos tanto para el Gobierno como para la industria. Para Alexandra Hernández, vicepresidente de Asuntos Económicos de la Asociación Colombiana del Petróleo, "el país necesita encontrar nuevas reservas, lo cual requiere de señales estables para aprovechar las oportunidades que tiene", en medio de una demanda cada vez más creciente.

De acuerdo con el informe "Balance de Gas Natural 2015-2024", publicado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la demanda de gas natural en Colombia ha crecido en promedio 7 por ciento anual desde 2011, con el sector termoeléctrico como mayor participante en el consumo.

Para el presidente de Ecopetrol, Juan Carlos Echeverry, es necesario trabajar en hacer viables los proyectos de nueva oferta que permitirán desplazar el déficit del país. Por ejemplo, ampliar producción en los campos nuevos, impulsar la entrada en operación de la planta de regasificación y reclamar el gas de Venezuela.

La estatal colombiana estima que con estas ampliaciones, incluyendo la planta regasificadora, habría una oferta adicional de mediano plazo que permitiría superar el desabastecimiento por lo menos por seis años más.

Según el más reciente balance de oferta y demanda de la UPME, que será actualizado en los próximos meses, con la potencial oferta adicional de gas proveniente de la producción y las importaciones de las plantas térmicas, habría un equilibrio hasta febrero de 2024 en un escenario medio de demanda.

Sin embargo, teniendo en cuenta únicamente la declaración de producción nacional y el escenario medio de demanda, se prevé déficit definitivo desde julio de 2020 y un déficit parcial de febrero a diciembre de 2018.

Cuando hay Fenómeno de El Niño, la demanda de gas natural tiende a elevarse, como respuesta a un mayor consumo por parte de las plantas térmicas. Puede pasar de 200 millones de pies cúbicos diarios en condiciones normales, a entre 500 y 550 mpcd en un intenso verano.



Estación de servicio de gas natural vehicular.

La producción actual del país está concentrada en campos maduros y, según declaraciones recientes de Juan Carlos Echeverry, las reservas *onshore,* incorporadas en los últimos años, no sustituyen la declinación natural de los campos.

Es por eso que, si lo que se requiere es garantizar una oferta confiable en el largo plazo, los proyectos *offshore* representan un rol fundamental en este objetivo. Empresas como Anadarko, ONGC, Shell, Ecopetrol, Petrobras y Repsol, están desarrollando programas exploratorios que buscan incorporar reservas para el largo plazo, cuyo destino natural son las exportaciones.

Pero para hacer viable esa clase de desarrollos, "la regulación deberá adecuarse en aspectos como *government take*, duración de las concesiones y contratación de gas", expresó Echeverry en una de sus exposiciones recientes sobre el tema.

La planta que no llegó a tiempo

Hablar de déficit de gas natural en una coyuntura como la actual –con Fenómeno de El Niño a bordo- puede inducir a confusión. Es importante aclarar que las reservas del hidrocarburo todavía alcanzan para unos años y hay



proyectos en evaluación que permiten ser optimistas, pero es en épocas como la actual, de extrema sequía, en las que surge la necesidad de pensar a largo plazo.

Cuando hay Fenómeno de El Niño, la demanda de gas natural tiende a elevarse, como respuesta a un mayor consumo por parte de las plantas térmicas -puede pasar de 200 millones de pies cúbicos diarios en condiciones normales, a entre 500 y 550 mpcd en un intenso verano-.

Las térmicas entran a respaldar la energía que dejan de producir las plantas hidráulicas, por ese motivo, hay decisiones de política pública que se deben tomar a tiempo, para evitar traumatismos en esas coyunturas.

Cuando ocurrió el Fenómeno de El Niño 2009 – 2010, el Gobierno decretó una intervención del mercado de gas que para muchos resultó arbitraria. En resumen, la oferta no fue suficiente y las generadoras térmicas tuvieron que acudir a los combustibles líquidos para producir energía. Se presume que los damnificados por la medida fueron los industriales, otros dicen que los térmicos. Al final, quien terminó pagando más por la energía, fue el usuario.

Fue entonces cuando nació la idea de construir una planta de regasificación, que les permitiera a las plantas térmicas importar gas natural. El proyecto tendría que haber estado listo para la sequía actual, pero una serie de tropiezos hizo que su entrada en operación se aplazara para diciembre de este año.

"El problema de fondo es que no se dieron las señales regulatorias a tiempo para que las plantas térmicas accedieran al gas natural. Esto lo sabía el Gobierno desde 2009 y llegó otra vez el Fenómeno de El Niño. El costo de generar con líquidos es demasiado alto", expresó una fuente del sector.

Retraso en importaciones

En la actual coyuntura, Colombia necesita más que nunca contar con una fuente confiable de gas natural. Al respecto, no hay que ignorar que si hay una que cause desconfianza, es la importación desde Venezuela. En 2007, Ecopetrol, PDVSA (petrolera venezolana) y Chevron, suscribieron un contrato mediante el cual determinaron las condiciones para compra y venta de gas natural entre Colombia y Venezuela durante los siguientes 20 años.

El contrato contemplaba que Colombia entregaría gas y posteriormente se revertirían las exportaciones para



Plataforma de producción petrolera en el mar Caribe

empezar a recibir el hidrocarburo desde Venezuela. En 2009, tras la aparición del Fenómeno de El Niño, Colombia se vio en la obligación de suspender estas ventas temporalmente, amparada en el derecho que le da el contrato interrumpible de priorizar las entregas nacionales en épocas de extrema sequía. Pero las ventas se reanudaron y el contrato se fue prorrogando a lo largo del tiempo.

Para la fecha del vencimiento, en junio de 2014, Colombia pasaba por un mejor momento. Sus reservas, sin ser muy altas, alcanzaban para cubrir la demanda por un buen tiempo. Sin embargo, las prórrogas sucesivas permitieron que el país siguiera enviando gas y a mediados de 2015 ya era casi un hecho que el contrato revertiría.

Para algunos no fue noticia que el gobierno venezolano anunciara, a finales de 2015, que no estaba en condiciones de entregar el combustible tal y como se había pactado. PVDSA argumentó que, como consecuencia del Fenómeno de El Niño, no podría honrar su compromiso. Pero lo cierto es que, según fuentes de la industria, hubo otros factores que influyeron en esta decisión, como el precio, entre otras consideraciones políticas.

Gas hay, transporte no

La industria de gas natural se ha caracterizado por ser intensiva en capital desde los primeros eslabones de la cadena y por generar altos costos en infraestructura para transporte o almacenamiento. Las inversiones son de tal magnitud, que su recuperación es de largo plazo, recuerda la UPME en el "Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas 2015 – 2024".

Colombia cuenta con dos sistemas de transporte que no están conectados entre sí: el de la Costa, operado por Promigas, y el del interior del país, por la Transportadora de Gas Internacional (TGI), por lo que se requieren inversiones que permitan que la nueva oferta de gas llegue a los centros de consumo.

Mucho se ha dicho que el potencial de desarrollar nuevas reservas existe, pero además de incentivar la actividad exploratoria, es fundamental pensar en la in-

fraestructura. Existen proyectos, como los de *offshore*, que para que sean viables requieren que se abran las puertas a las exportaciones y a la construcción de facilidades.

Por lo pronto, gracias a proyectos en marcha como la planta de regasificación de gas natural licuado -GNL-, que pertenece a la Sociedad Portuaria El Callao, el país contará con una capacidad de procesamiento de 300 mpcd importados a partir de finales de 2016, lo que va a permitir que en un próximo evento de "El Niño", las térmicas puedan suplir sus necesidades con gas proveniente del exterior y no con combustibles líquidos.

David Riaño, presidente de la Transportadora de Gas Internacional (TGI), considera que "el gas importado se puede traer, bien sea con la planta de regasificación que se está construyendo en Cartagena o con una que eventualmente se construya en el Pacífico".

Por el lado del transporte local, un hito representativo fue la ejecución del proyecto que permitirá ampliar la producción de gas en Sucre. Se trata del gasoducto de Promigas entre Sincelejo y Cartagena, que después de dos años recibió licencia ambiental e inició construcción a mediados de 2015, con una capacidad de 85 mpcd.

La señal es poco alentadora para la industria, pues las esperanzas de aumento de oferta en el corto plazo están puestas en las ampliaciones de capacidad de Cupiagua (20 mpcd) a partir de este mes y 30 mpcd del campo Bonga-Mamey de Hocol, así como la entrada de nuevos proyectos como el campo Nelson de Canacol, que aporta 65 millones de pies cúbicos diarios. Proyectos de ampliación adicionales requerirán de nuevas inversiones en infraestructura que, bajo esas condiciones, difícilmente se harán.

A dónde irán los precios…

Una de las conclusiones del "Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas", de la UPME, es que "se espera que en el mediano plazo los precios del gas no tengan un incremento que afecte de manera importante la demanda nacional".

Sin embargo, los constantes cambios en las reglas han puesto en juego la estabilidad del sector, al punto que la fijación de precios se ha venido separando últimamente del rigor técnico, para responder a presiones políticas de parte de otros agentes de la cadena productiva.

En efecto, luego de la desregulación del precio del gas natural de La Guajira, los precios del gas natural en Colombia se redujeron de manera notable, en parte debido al esquema de negociación bilateral entre productores y comercializadores, consecuencia directa de un balance con excedentes por tres años consecutivos, según la UPME.

Después de la medida, durante los últimos tres años el indicador de los precios que reciben los productores de gas ha cambiado en tres ocasiones, al son de las necesidades de ciertos eslabones de la cadena, pero no como fruto de una concertación entre todos los sectores.

Lo cierto es que el constante cambio de la fórmula para determinar los precios del gas, lo que hace es generar desconcierto en los inversionistas y poner en entredicho las inversiones que el país requiere para impulsar la oferta y la demanda. ACP

Más allá de incentivar la actividad exploratoria, es fundamental pensar en la infraestructura. Existen proyectos, como los de *offshore*, que para que sean viables requieren que se abran las puertas a las exportaciones y a la construcción de facilidades.



Al fondo, plataforma de explotación de gas, Chuchupa, La Guajira.

Año nuevo, nuevos líderes





Gabino Lalinde, presidente de Repsol Colombia



Andrés Acosta Luque, presidente de ExxonMobil de Colombia S.A.

El año 2016 inició con cambios en la dirigencia de varias compañías petroleras y mayoristas de combustibles y lubricantes en Colombia. Los nuevos presidentes llegan en medio de una coyuntura de precios bajos del crudo y factores internos que constituyen un reto para las operaciones de las empresas en el país. **ACP Hidrocarburos** dialogó con los ejecutivos de ExxonMobil, Repsol y Petrobras.



Marco Antonio Santiago Toledo, director presidente de Petrobras International Braspetro en Colombia



“Trabajamos para convertir los éxitos exploratorios en una realidad comercial”

Marco Antonio Santiago Toledo, director presidente de Petrobras International Braspetro en Colombia.

Treinta años de actividades en Colombia y aún queda mucho por hacer. Así lo reconoce el director presidente de Petrobras International Braspetro en Colombia, Marco Antonio Santiago Toledo, quien desde finales de 2015 se desempeña en el cargo.

Su trayectoria en la estatal brasilera empezó en 1987 como geólogo, actuando en emprendimientos de E&P, especialmente en proyectos de aguas profundas de Brasil, y ocupó distintos cargos gerenciales relacionados con gestión de tecnologías, operaciones, portafolio y desarrollo de negocios, además de la dirección de la subsidiaria de Petrobras en Australia y la presidencia de una sucursal en África.

En sus diferentes responsabilidades se ha enfocado en que los proyectos resulten exitosos y con esta consigna llegó al país en donde la apuesta de la compañía, en cabeza de Toledo, es de largo plazo.

En diálogo con **ACP Hidrocarburos**, el ejecutivo explicó sus proyectos y retos en Colombia.

ACP: ¿En qué prioridades enfocará su gestión como presidente de la compañía en Colombia?

Marco Antonio Santiago Toledo: En los segmentos de exploración y producción, estaremos enfocados en la estrategia corporativa para Colombia, donde Petrobras cumple en 2016 treinta años de actividades continuas. En este periodo realizamos descubrimientos y alcanzamos un importante nivel de producción, en 2013 redirigimos las operaciones en Colombia al crecimiento orgánico a partir de la exploración *offshore* y *onshore* en las áreas de mayor potencial, según nuestra visión.

Gracias a nuestra trayectoria de liderazgo global sobre proyectos e instalaciones en *offshore*, pudimos realizar pasos pioneros en Colombia, como la perforación del primer pozo de aguas profundas y la prueba de producción del primer hallazgo de hidrocarburos en las aguas profundas del Caribe, con el pozo Orca-1, perforado con nuestros socios Ecopetrol, Repsol y Statoil.

Teniendo en cuenta la visión de largo plazo que la industria de E&P requiere, estaremos enfocados en colaborar con esta experiencia trabajando conjuntamente con las instituciones, autoridades reguladoras y la industria, para superar los retos clave del ambiente E&P en aguas profundas y convertir los éxitos exploratorios en una realidad comercial y sostenible hacia futuro.

ACP: ¿Qué cree que le falta al país para ser más competitivo frente a otros países productores de la región y el mundo?

MAST: Adicional a la producción incremental a partir de las cuencas *onshore* tradicionales, existe un importante potencial futuro en Colombia en el *offshore* y en Yacimientos No Convencionales. Este tipo de proyectos requiere un esfuerzo tripartita: reguladores, inversionistas e instituciones, con el fin de buscar la viabilidad comercial, una vez se tengan resultados exploratorios positivos en el subsuelo.

El éxito completo del ciclo de E&P puede resumirse en cuatro pasos fundamentales: el dominio del modelo geológico del subsuelo y disponibilidad del capital de riesgo, la viabilidad tecnológica y económica, el acce-

so a los recursos para inversiones de desarrollo y la producción sostenible. En el Caribe colombiano ya se ha logrado el primer paso, pero la completa mitigación de riesgos aún depende de una actividad exploratoria más intensa, que en este momento es inhibida por los precios del crudo y por los elevados costos en esta región, que poco comparte recursos entre operadores.

Desde el punto de vista de los marcos regulatorios, Colombia ya cuenta con una importante tradición de estabilidad contractual y un marco ambiental en perfeccionamiento y consolidación progresiva. Por otro lado, para estos proyectos embrionarios que aún dependen de grandes decisiones de inversión, y en medio de la actual coyuntura, es fundamental la flexibilidad en los plazos para así optimizar algunos costos. Adicionalmente, la consolidación de estímulos al ambiente fiscal también es un punto con un importante efecto para impulsar las actividades a corto plazo, pues permitiría convertir esta frontera exploratoria en una provincia comercialmente productora y sostenible a largo plazo.

ACP: Ante una coyuntura como la actual, ¿por qué considera que debe la industria seguir apostando por Colombia como destino de inversión para el desarrollo de sus proyectos?

MAST: Las crisis de precios como la actual, tienden a durar periodos de tiempo limitados en medio de los ciclos de la industria del petróleo, los cuales son de largo plazo. Bajo esta premisa, manteniendo un continuo diálogo con las autoridades, con disciplina de capital y realizando la mejora continua de las condiciones de inversión, esperamos que nuestros proyectos en el país se mantengan fortalecidos en el portafolio global de la corporación, el cual es constantemente revisado.

El hallazgo de gas en Orca-1 es sin duda un estímulo al aumento de las actividades de exploración en la Costa Caribe colombiana y marca un precedente en la definición del ritmo y la cantidad de futuras inversiones *offshore* en el país. Sin embargo, una frontera costa afuera debe ser desarrollada progresivamente en términos de profundidad del mar e infraestructura, porque los costos son elevados, la incertidumbre de subsuelo es elevada y como consecuencia, la viabilidad económica es un tema que debe resolverse; pero estamos integrados al país y conocemos las reglas, estas son algunas razones que nos motivan a afrontar los retos que se presenten, en la medida en que los aspectos económicos nos permitan avanzar.ACP



Gabino Lalinde, presidente de Repsol Colombia

“El Estado y las empresas debemos unir esfuerzos para mantener la competitividad”

Un escenario retador tiene Gabino Lalinde, el nuevo presidente de Repsol Colombia. Entre sus metas estará consolidar en el país una de las más grandes fusiones empresariales de las que se tuvo registro en 2015: la adquisición de Talisman por parte de la petrolera española, y fortalecer las operaciones de la compañía en Colombia.

La visión de este líder empresarial, con una vasta experiencia en el sector de hidrocarburos y en Repsol, le augura a la compañía un buen destino en Colombia. El ejecutivo español habló con **ACP Hidrocarburos** sobre los retos y las oportunidades al frente de la compañía, sobre lo que le hace falta a Colombia para ser más competitivo y lo que aún sigue haciendo al país un atractivo destino de inversión.

ACP: ¿En qué prioridades enfocará su gestión como presidente de la compañía en Colombia?

Gabino Lalinde: Con la compra de Talisman, la com-

pañía ha tenido un crecimiento orgánico a nivel mundial, que en Colombia se reflejó en la consolidación de un portafolio con importantes activos en tierra y costa afuera. En este nuevo contexto de negocio hay mucho trabajo por hacer, por eso nuestras prioridades se centrarán en el compromiso con operaciones de altos estándares sociales y ambientales; eficiencia de costos y el desarrollo de actividades estratégicas.

ACP: ¿Qué cree que le falta al país para ser más competitivo frente a otros países productores de la región y el mundo?

GL: Sin lugar a dudas, Colombia es un país atractivo para la inversión extranjera por la estabilidad de sus sistemas jurídico y fiscal, la fortaleza de su democracia y su economía, que en los últimos años ha experimentado un crecimiento importante. La mejora de las condiciones de seguridad y el clima favorable para la inversión, han abierto nuevas oportunidades en sectores como el de hidrocarburos, un sector en expansión, que en los últimos años consolidó los niveles de producción de 1 millón de barriles-día de líquidos y 1.000 millones de pies cúbicos-día de gas.

Como consecuencia de este crecimiento, el Estado se ha enfrentado a una carga de trabajo adicional para disminuir los tiempos de respuesta a la tramitación de licencias y permisos, y dar una respuesta adecuada a las situaciones de conflictividad social y las vías de hecho. El buen manejo de estas cuestiones requiere una coordinación estrecha entre las autoridades, a nivel nacional, regional y local.

Sin embargo, hoy en día el reto más importante que afronta el sector de hidrocarburos a nivel mundial, y en Colombia en particular, es este escenario de precios bajos que está con nosotros desde finales de 2014. En Colombia hay casos en que la suma de los costos operativos y de transporte pueden llegar a alcanzar los 40 dólares por barril. Sin descontar el diferencial por calidad de crudo, este costo no es económicamente sostenible en un entorno de precio de Brent de 30 dólares por barril. En este periodo de precios deprimidos, es necesario que el Estado y las empresas aunemos esfuerzos para mantener la competitividad del negocio y así proteger los empleos y, por otro lado, asegurar el desarrollo de proyectos nuevos, el mantenimiento de la producción, el remplazo de reservas y la inversión social.

ACP: Ante una coyuntura como la actual, ¿por qué considera que debe la industria seguir apostando por Colombia como destino de inversión para el desarrollo de sus proyectos?

GL: Colombia sigue siendo un país con un alto potencial en hidrocarburos convencionales y no convencionales, donde todavía existen grandes áreas por explorar tanto en tierra como costa afuera, y también hay campos maduros en los que aplicando nuevas tecnologías, se puede aumentar el factor de recuperación. Adicionalmente quisiera destacar las oportunidades costa afuera, donde Repsol participa como socio en 5 permisos siendo operador en 4 de ellos. Finalmente, Colombia ofrece como dos ventajas competitivas a resaltar, un marco jurídico y fiscal estable, y una mano de obra cualificada. ACP



Andrés Acosta Luque, presidente de ExxonMobil de Colombia S.A.



“Esta es una oportunidad para reforzar nuestra eficiencia”

Andrés Acosta Luque asumió la presidencia de ExxonMobil de Colombia S.A. A pesar de ser un momento complejo para la industria, este bogotano ve en la crisis del sector una oportunidad para que la empresa fortalezca sus operaciones en el país. Y tiene las credenciales para liderar ese proceso: es ingeniero de petróleos con estudios de geología, inició su carrera en ExxonMobil donde ocupó diversas posiciones en las áreas comercial y financiera. Posteriormente, se trasladó a Estados Unidos en donde asumió diferentes responsabilidades regionales y globales para el negocio de combustibles.

Actualmente, y luego de ocupar durante los últimos cuatro años el cargo de Vicepresidente Comercial de Gas en ExxonMobil Qatar, regresó al país a renovar la dirigencia del segmento *downstream* de la compañía, pues en las operaciones de ExxonMobil Exploration Colombia Limited, la gerencia general continúa bajo el liderazgo de Fernando Sanabria.

A su llegada, Luque habló con **ACP Hidrocarburos** sobre sus retos al frente de la empresa y su visión sobre la coyuntura actual del sector, entre otros temas.

ACP: ¿En qué prioridades enfocará su gestión como presidente de la compañía en Colombia?

Andrés Acosta Luque: Para nadie es desconocido que la industria atraviesa momentos de dificultad y que el actual entorno es complejo. Sin embargo, en ExxonMobil nuestra mirada es siempre a largo plazo; en el pasado hemos tenido situaciones similares que hemos superado satisfactoriamente debido a nuestra filosofía de gestión. Esta es una oportunidad para reforzar nuestra eficiencia junto a un equipo de trabajo que es excepcional, y seguir generando esa oferta de valor diferenciada que nos caracteriza.

ACP: ¿Qué cree que le falta al país para ser más competitivo frente a otros países productores de la región y el mundo?

AAL: Colombia es un país con grandes perspectivas de desarrollo y oportunidades de crecimiento que son, sin duda, auspiciosas. Actualmente Colombia le apuesta a un escenario de paz que seguramente va a abrir grandes oportunidades para la industria, asumiendo la existencia de un marco regulatorio de reglas del juego claras que aseguren la necesaria estabilidad jurídica. Un escenario de esa naturaleza puede, por supuesto, llevar al país a atraer mayor inversión extranjera y ser más competitivo.

ACP: Ante una coyuntura como la actual, ¿por qué considera que debe la industria seguir apostando por Colombia como destino de inversión para el desarrollo de sus proyectos?

AAL: Esta época presenta retos para todas las empresas de nuestro sector. Como es sabido, el mercado de la energía refleja con bastante precisión el desempeño de la economía mundial. Podemos observar que la economía colombiana no es ajena a esta situación global, y hemos visto como los movimientos de precio del crudo y el deterioro de la economía mundial han afectado a nuestro país. Pero quienes estamos en este negocio sabemos muy bien que estas situaciones se presentan en forma cíclica, y quienes saben abordarla con una perspectiva de largo plazo, generalmente salen de estos ciclos muy fortalecidos. Esa es nuestra apuesta. ACP



EL NUEVO GIRO DE LAS RONDAS PETROLERAS



Trabajadores supervisan obras en campo Cusiana.

Ante el fracaso de algunas estapas de las subastas en Brasil y México, las autoridades de esos países plantean modificaciones a sus mecanismos competitivos para atraer más y nuevos inversionistas. Colombia también rediseña su esquema de asignación de áreas para exploración y producción.

Es difícil ver el vaso medio lleno cuando después de tardar años preparando una subasta, invertir millones en el diseño del producto, desarrollar campañas de mercadeo y publicidad, llega el momento de la verdad, el cara a cara entre el comprador y el vendedor, y solo se logra el 12 por ciento de la meta esperada.

Algo así le sucedió en octubre del año pasado a la Agencia Nacional de Petróleo, Gas y Biocombustibles (ANP) de Brasil, con la primera fase de su ronda petrolera número 13. La encargada de mostrar el vaso medio lleno después de la esperada subasta, fue Magda Chambriard, directora de la Agencia, quien en declaraciones públicas después de que se conociera el balance del proceso, aseguró: "El resultado muestra que se cumplió la expectativa moderada que teníamos para esta subasta. Esperábamos una ronda moderada, habíamos dicho que no sería lo mismo que la última en 2013", acto seguido añadió, "aún con los bajos precios del petróleo, empresas pequeñas y medianas demostraron interés en áreas maduras".

El desplome de los precios del petróleo ha cambiado el panorama de la inversión petrolera en el mundo, países que antes fueron foco de las grandes compañías petroleras como Brasil, e incluso Colombia, hoy son vistos con otros ojos y no necesariamente son los destinos más atractivos del vecindario.

Esto se vio en la subasta realizada en Río de Janeiro, donde se ofrecieron 266 bloques por los que se esperaba una oferta de inversión de 244,5 millones de dólares, sin embargo, se adjudicaron solo 37 licencias, por 30,3 millones de dólares. Los peores resultados que ha tenido Brasil en una ronda petrolera desde hace una década.

Hay que decir que en la segunda subasta de la ronda se recibieron ofertas para 10 de los 11 campos maduros ofrecidos, sin embargo el monto de las inversiones aseguradas fue mucho menor de 1,1 millones de dólares.

Pero no solo los bajos precios afectaron los resultados de la ronda, la prensa internacional adjudicó este fracaso a la no participación de la petrolera estatal (envuelta además en un ruidoso escándalo de corrupción), lo que debilitó la confianza de grandes jugadores del mercado.



De acuerdo con un análisis presentado por el Centro de Estudios de Energía de la Fundación Getúlio Vargas, hay factores estructurales en la industria que no generan confianza por parte de los inversionistas en este país.

Destaca el estudio, entre otros factores, la falta de una política industrial para el sector y las reglas actuales de contenido local que obliga a que buena parte de las contrataciones para servicios del sector se haga con empresas brasileras, así estas no ofrezcan las condiciones más competitivas para las operadoras; en segundo lugar, la fundación habla de una deslegitimación de las instituciones del sector, entre ellas la misma ANP, pues en la práctica –asegura el informe- muchas de las funciones de regulación las sigue realizando la empresa estatal brasilera.

"Con todas las limitaciones impuestas por este nuevo escenario cíclico desfavorable (...) es necesario introducir cambios en las políticas estructurales con el fin de restaurar el crecimiento del sector", precisa el reporte de la fundación.



Proponentes hacen sus ofertas en la tercera licitación de la Ronda Uno de México.

El desplome de los precios del petróleo ha cambiado el panorama de la inversión petrolera en el mundo. Destinos que antes fueron foco de las grandes compañías del sector, hoy son vistos con otros ojos.

Las lecciones aprendidas por México

Pero hay otro factor que ha transformado el apetito de inversión de empresas petroleras interesadas en América Latina: la apertura de México.

Este país tomó la decisión de permitir en su territorio inversión de empresas privadas, extranjeras y locales, para exploración y explotación de hidrocarburos. Con una prospectividad envidiable en el *offshore* y también en algunas cuencas de tierra firme, el país diseñó su esquema de subastas petroleras, cuyo inicio coincidió con la caída de los precios.

De la primera ronda mexicana se han realizado tres de cinco subastas previstas. Los resultados de las primeras dos estuvieron por debajo de las expectativas: en la primera se asignaron solo dos de 14 bloques ofrecidos y en la segunda tres de cinco.

El analista mexicano, Gonzalo Monroy, gerente de la firma consultora petrolera Gmec, asegura que en cierta medida los resultados de estas rondas fueron tomados como un llamado de atención por la entidad reguladora de México.

"Las autoridades se han acercado a la industria para ver las complicaciones, la Comisión Nacional de Hidrocabruros (CNH) apenas nació en 2008, por eso no tiene tanta experiencia. Entonces para la segunda y la tercera subasta se hicieron cambios, se modificaron las garantías, las hicieron menos onerosas para facilitar el cumplimiento de las empresas, y se hicieron otros cambios para volver las rondas más competitivas", señaló.

En la tercera subasta, el precio del crudo bajó aún más. Con un barril de WTI a 37,3 dólares, México logró adjudicar el pasado 15 de diciembre 25 de 25 áreas ofrecidas en tierra firme, inclusive algunas con ofertas muy superiores a lo esperado por la CNH. Un éxito de 100 por ciento de asignación, algo poco visto en el historial de subastas petroleras.

Este resultado se explica por varios aspectos: por un lado, la flexibilización de las condiciones, por otro, el tipo de subasta que ofertaba bloques pequeños (el más grande tenía 25 kilómetros cuadrados), pero con alta prospectividad de crudos livianos y gas. Además las empresas tenían menos exigencias para licitar, la inversión mínima era de 30 millones de dólares e incluso empresas de servicios petroleros podrían participar en la puja.

En el siguiente paso de la Ronda 1, la cuarta subasta es la gran apuesta de la Comisión Nacional de Hidrocarburos: los bloques del Golfo de México. A pesar de la gran expectativa de generar nuevos hallazgos en esta zona,



el alto costo del desarrollo de las operaciones costa afuera, y la escasez de infraestructura para el sector en el lado mexicano del golfo, las autoridades están buscando alternativas para hacer más atractiva esta oferta.

Con miras a la siguiente etapa (la quinta subasta), en la que el plan es poner en oferta bloques de yacimientos no convencionales, es posible que haya un cambio en el cronograma.

"Es probable que se difieran", declaró el secretario de Hacienda de México, Luis Videgaray, en enero de este año, "no es una decisión que se haya tomado todavía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Secretaría de Energía están analizando la posibilidad de eso, posponerlo para otras rondas, otros años".

Así que si bien México se ha convertido en la gran estrella para la inversión petrolera en América Latina, esto no quiere decir que, al igual que Brasil y Colombia, esté blindado ante el cambio en el panorama petrolero mundial en la carrera por atraer más inversión.

El cambio extremo en la Ronda Colombia

La última subasta petrolera realizada en Colombia, la Ronda 2014, terminó con un sabor agridulce para el país. Si bien se lograron compromisos de inversión de 1.400 millones de dólares, la tasa de colocación fue baja, comparada con otros procesos que se han realizado. De 95 bloques ofertados, se suscribieron solo 26 contratos (un 27 por ciento), y en ese año el precio del crudo alcanzó los 115 dólares por barril.

El panorama hoy es distinto: el barril está por debajo de los 35 dólares y la necesidad del país de alargar la vida de sus reservas de petróleo y gas para mantener la seguridad energética, hace imperioso atraer inversionistas para exploración y desarrollo. Así que el reto es aún mayor.

Por esto, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) propuso un borrador de acuerdo que podría dar un vuelco al mecanismo de subastas petroleras en el país. Al cierre de esta edición el Consejo Directivo de la ANH había aprobado el Acuerdo pero no se conocía el texto oficial final. ACP



Plataforma de producción en costa afuera.



Miembros de la Comisión Nacional de Hidrocarburos mexicana.



COMENTARIOS DE LA ACP AL BORRADOR DE ACUERDO DE ASIGNACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE ÁREAS DE LA ANH

El borrador de acuerdo establece cuatro procedimientos para otorgar áreas: asignación directa excepcional, asignación directa con contraoferta, proceso competitivo abierto y proceso competitivo cerrado. Para los procesos de asignación directa, los oferentes deberán estar en una lista de precalificados que les permita presentar ofertas en cualquier momento y da un plazo de 30 días para que otro interesado haga una contraoferta.

De acuerdo con un documento elaborado por la Asociación Colombiana del Petróleo, ACP, es valioso el interés de la ANH por "buscar alternativas para reactivar la inversión (…) pues urge implementar esquemas de promoción agresivos que relancen a Colombia como un destino atractivo para la inversión E&P".

La industria hizo una serie de recomendaciones para afinar este nuevo Acuerdo y garantizar la participación efectiva de las empresas en las nuevas licitaciones.

Con respecto al mecanismo de asignación directa, la ACP sugirió modificaciones en tres frentes principales: En primer lugar, las empresas pidieron unánimemente no publicar las propuestas iniciales de asignación. Tal como está el Acuerdo, cuando se abre un área para asignación directa y se recibe una oferta, esta deberá ser publicada. Para las empresas estas propuestas iniciales deben ser confidenciales como ocurre en otros procesos competitivos. "Las empresas consideran injusto que después de invertir tiempo y recursos importantes para estructurar un concepto geológico, su propuesta se vuelva pública y se permita a terceros presentar contraofertas", dice el documento. La consecuencia de esto sería que las operadoras presentarían ofertas conservadoras o esperen que otras compañías muestren primero sus cartas para después decidir qué "apuesta" hacer en la licitación.

Además, la industria propone que no se mire la asignación directa como un mecanismo excepcional y que se den plazos fijos para cada una de las fases de la subasta, desde la evaluación de las propuestas hasta la asignación.

Muchos de los obstáculos que tienen hoy en día las empresas del sector para hacer su operación, tienen que ver con elementos que están por fuera de su control, como decisiones judiciales o de autoridades ambientales. Por ejemplo, en caso de que el área de un bloque asignado por la ANH sea incluida dentro de un nuevo parque natural, las empresas no pueden cumplir con su compromiso por razones ajenas a su gestión, sin embargo, deben asumir unas penalidades.

Por eso para el gremio es de suma importancia que en este acuerdo se incluya un mecanismo de exoneración de responsabilidades cuando las operaciones resulten inviables por decisiones tomadas por el Estado colombiano, siempre y cuando el contratista haya cumplido.

La ACP sugirió también flexibilizar las condiciones para que otro tipo de empresas puedan hacer inversiones en el sector, ampliar la vigencia de la inscripción en la lista de proponentes habilitados y que el factor de adjudicadión sea la propuesta de actividades a realizar, más allá de la tabla de precios y del factor X.

En cuanto a la habilitación de empresas para participar en la puja, la ACP pidió flexibilizar las condiciones para que otro tipo de empresas puedan hacer inversiones en el sector, y ampliar la vigencia de la inscripción en la lista de proponentes habilitados, es decir, que al inscribirse una vez, puedan participar en los procesos durante tres años y no por uno, como está estipulado en el borrador.

En suma, existe una gran expectativa con respecto a los resultados de este cambio extremo en la asignación de áreas para exploración y producción petrolera en el país. Sin embargo, es necesario hacer ajustes, si de verdad se quiere que los cambios al modelo de asignación de áreas sean un incentivo para que nuevas empresas lleguen a Colombia.



“Los proyectos de hidrocarburos **no fueron materia de discusión”**

El jefe negociador del Gobierno colombiano en los diálogos de paz con las Farc, Humberto de la Calle, habla de los avances del proceso y de lo que se espera del sector privado para la etapa de posconflicto. Entrevista exclusiva de **ACP Hidrocarburos**.

Después de 40 meses de conversaciones entre el Gobierno Nacional y la guerrilla de las Farc (Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia), los avances en la negociación son importantes. Se ha llegado a un acuerdo con respecto a política de desarrollo agrario integral, participación política, solución al problema de las drogas ilícitas y víctimas (justicia transicional).

A pesar de estos avances, el jefe negocionar del Gobierno colombiano, Humberto de la Calle, es prudente en sus expectativas porque tiene muy claro que los asuntos que faltan por tratar en la mesa son “de alta complejidad”, refiriéndose a los temas de fin del conflicto e implementación, verificación y refrendación.

Desde La Habana, De la Calle, habló en exclusiva con ACP Hidrocarburos, y se refirió no solo a lo que falta en el proceso de paz, sino también a lo que se espera de los colombianos y, en particular, del sector privado, en la etapa posterior al acuerdo: apoyo al fortalecimiento institucional y a la implementación de los acuerdos, es lo que espera el Gobierno Nacional de las empresas colombianas en la etapa del posconflicto.

ACP: ¿Cómo cree que deberá ser el proceso de pedagogía para el plebiscito por la paz, para garantizar la participación de los que apoyan el sí y los que apoyan el no?

Humberto de la Calle: Lo más importante es que los colombianos conozcan los acuerdos y tomen una decisión informada. Todo lo que ha sido acordado es público y cualquier persona lo puede consultar. Aprovecho este espacio para invitarlos a leer los acuerdos y a dar los debates que sean necesarios. Así, cuando llegue el momento de la refrendación, todos los ciudadanos puedan participar en las discusiones, no solo sobre el contenido de los puntos acordados, sino sobre sus implicaciones para el futuro de Colombia.

Si bien el Gobierno ya cuenta con programas de pedagogía para la paz, una vez se dé la firma del Acuerdo Final, concentraremos nuestras energías en explicar cuidadosamente lo pactado en La Habana. Igualmente, garantizaremos que aquellos que estén en desacuerdo, cuenten con los espacios necesarios para compartir sus visiones.

ACP: ¿Han planteado un plan B en caso de que no pase el plebiscito por la paz?

HDC: Confiamos en que la mayoría de los colombianos encontrará en los acuerdos la mejor manera de poner fin al conflicto. Lo acordado en La Habana respeta el Estado de Derecho y tiene como fin sobrepasar el doloroso capítulo de la guerra en el país. Esperamos que la mayoría de los ciudadanos nos acompañe en la consecución de una paz estable y duradera.

Ahora bien, la forma de refrendación de dichos acuerdos aún no ha sido pactada con las Farc. Desde el Gobierno creemos que el plebiscito es la mejor forma para refrendar los acuerdos y garantizar la participación de los colombianos. El presidente Juan Manuel Santos se comprometió con el país a que serán los ciudadanos los que tengan la última palabra, y así será.

ACP: La industria petrolera opera en muchas de las zonas involucradas en el conflicto con las Farc, ¿cuál es el aporte que se espera del sector privado en la implementación de los acuerdos?

HDC: La consecución de la paz en Colombia es una tarea que nos corresponde a todos los colombianos.



El papel del sector privado es determinante, especialmente de aquellos sectores que tienen presencia en los territorios que han sido golpeados directamente por el conflicto.

El aporte de la empresa privada debe estar dirigido, entre otras cosas, a apoyar el fortalecimiento institucional en las regiones donde operan. Trabajar de la mano con el Gobierno en la implementación de los acuerdos será una alianza fundamental para enfrentar los desafíos que traerá esta nueva etapa.

ACP: El acuerdo contempla la creación de múltiples espacios de participación comunitaria, ¿cómo se prevé el manejo de los temas ambientales y de los proyectos de hidrocarburos en las regiones?

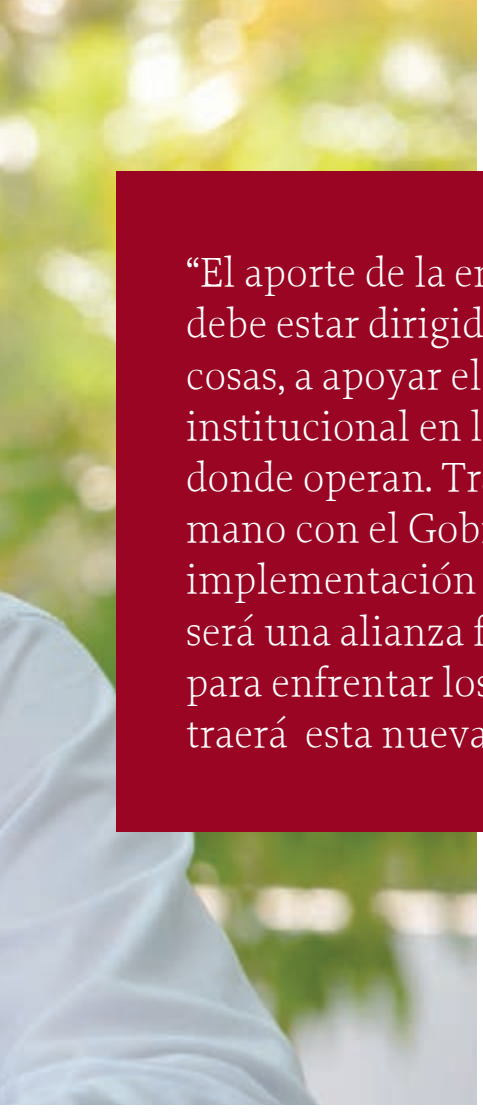
HDC: El propósito detrás del fortalecimiento de la participación regional en el marco del Acuerdo es garantizar que todas las voces sean tenidas en cuenta, pero más importante aún, que todos los actores sociales jueguen un rol activo en los procesos de toma de decisiones. Temas puntuales como el ambiental y los proyectos de hidrocarburos, son asuntos que no están consignados en los acuerdos porque no fueron materia de discusión. Lo que sí está claro en lo acordado, es que la participación ciudadana no estará enfocada en entorpecer el desarrollo de las regiones, sino por el contrario, busca que sea potenciado.

Por ejemplo, lo acordado en el punto uno de la Agenda "Desarrollo Agrario Integral" tiene un fuerte componente de desarrollo territorial. El objetivo de este acuerdo es que, de la mano con las autoridades locales y las comunidades, sean elaborados planes de acción que transformen las regiones más golpeadas por el conflicto armado. También hay que crear mecanismos de solución rápida de conflictos de uso del suelo, lo cual es perfectamente compatible con desarrollos energéticos y mineros, llevados a cabo dentro de los mejores estándares.

ACP: En estos momentos de estrechez fiscal, ¿tiene el Gobierno claro cuánto deberá invertir y de dónde saldrán los recursos para atender las necesidades del país en el periodo de posconflicto?

HDC: Si bien el Gobierno ya está trabajando en el diseño de mecanismos de financiación del posconflicto, tales como la creación del fondo "Colombia en Paz", para canalizar los recursos de cooperación internacional, yo quisiera destacar en este punto que uno de los mayores beneficios de poner fin al conflicto será el dividendo económico de la paz. Planeación Nacional ha presentado un estudio empírico sobre lo que ha ocurrido en otros conflictos. No se trata simplemente de una ilusión teórica.

Con mayor confianza en el país, habrá aumento de inversión extranjera así como mayor consumo interno, se dinamizará el comercio exterior, habrá espacio para el fortalecimiento de sectores como la agricultura, la industria y la construcción, entre otros. Lo que representa la paz para un país con las perspectivas de Colombia es una opción para crecer económicamente y



> “El aporte de la empresa privada debe estar dirigido, entre otras cosas, a apoyar el fortalecimiento institucional en las regiones donde operan. Trabajar de la mano con el Gobierno en la implementación de los acuerdos será una alianza fundamental para enfrentar los desafíos que traerá esta nueva etapa”.

el posconflicto debe verse como una gran ventana de oportunidad para robustecer la economía del país.

El ministro del Posconflicto ha hablado también de incentivos tributarios para zonas priorizadas, algo que tiene una enorme potencialidad.

ACP: ¿Qué mecanismos contemplan para la veeduría y el control de los recursos invertidos en el posconflicto?

HDC: En el punto dos, “Participación Política”, hay un capítulo que busca precisamente que las veedurías ciudadanas se consoliden. La ciudadanía debe jugar un papel fundamental en la veeduría del buen uso de los recursos del posconflicto. Igualmente, el fortalecimiento institucional en Colombia se debe ver reflejado en que las entidades de vigilancia y control jueguen un papel protagónico en la defensa de los recursos públicos.

ACP: Uno de los principales retos de la construcción de paz territorial es el fortalecimiento de la institucionalidad local, ¿qué estrategias tiene pensado implementar el Gobierno para este fortalecimiento?

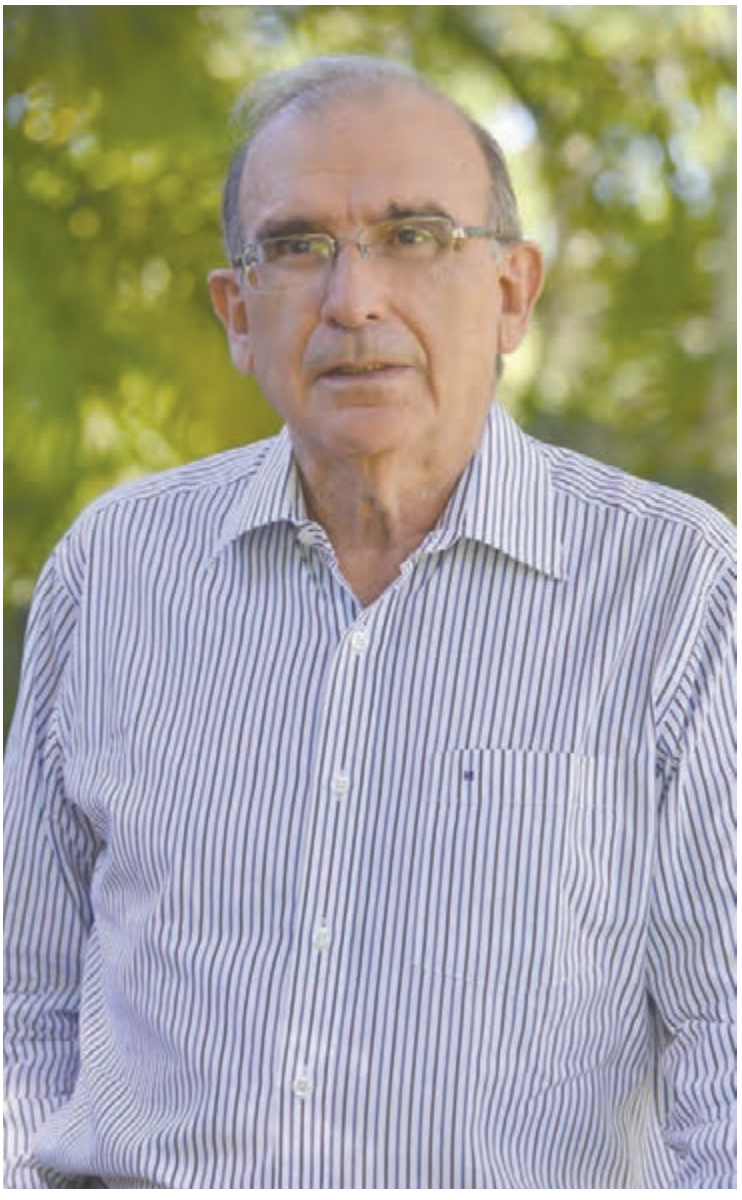
HDC: El fortalecimiento institucional local se debe dar en función de la particularidad de los territorios. El Gobierno, a través de la oficina del Alto Comisionado para la Paz, viene trabajando en esa materia para que una vez se dé la firma del Acuerdo Final, se puedan poner en marcha los programas y proyectos dirigidos a robustecer las instituciones, elemento clave en el éxito de la fase de implementación.

ACP: ¿Qué hace falta para concluir el proceso?

HDC: Como lo he dicho en diferentes escenarios, hemos avanzado con paso firme en la consecución de acuerdos en la Mesa de Conversaciones. El más contundente de estos avances ha sido la reciente aprobación, de manera unánime, en el seno del Consejo de Seguridad de Naciones Unidas, de la participación de dicho organismo a través de una Misión Política en Colombia para verificar y monitorear el cese al fuego bilateral y definitivo y la dejación de las armas. Esto ha sido un paso decisivo que nos prepara para el fin del conflicto.

ACP: ¿Confía en que los plazos planteados para la firma del acuerdo se cumplirán?

HDC: La fecha del 23 de marzo fue pactada por el presidente Juan Manuel Santos y el comandante de la guerrilla de las Farc, Timoleón Jiménez. Estamos trabajando con todo el compromiso para lograr el Acuerdo Final en esa fecha. No obstante, como también lo he dicho antes, los temas que resta por tratar son de alta complejidad. Lo que implica mucho trabajo en un corto periodo de tiempo. **ACP**





El sector petrolero opera en muchos casos en zonas marcadas por el conflicto armado, y por ello mira con especial interés los retos y desafíos que afrontarán los territorios en una fase posterior al acuerdo de paz.

La industria de hidrocarburos y la paz: **oportunidades y desafíos**



El pasado 23 de septiembre, el apretón de manos entre representantes del Gobierno y de las Farc en La Habana, Cuba, se convirtió en motivo de optimismo para la mayoría de colombianos por el proceso de negociación que desde hace tres años adelanta el gobierno de Colombia con esa guerrilla. En esa fecha, las partes no solo anunciaron la creación de una jurisdicción especial para la paz, también fijaron un límite para la culminación de los diálogos y la firma del acuerdo que pondría fin a más de cinco décadas de conflicto armado con ese grupo armado ilegal.

Un día después, un pronunciamiento oficial de la Asociación Colombiana del Petróleo, ACP, reconoció el avance en La Habana y manifestó que "el anuncio del día de ayer es un paso significativo y, sin duda, un hecho histórico que debe contribuir a alcanzar el fin del conflicto armado con las Farc".

La industria de hidrocarburos en Colombia ha observado con especial atención el desarrollo de los diálogos entre el Gobierno y las Farc, apreciando tanto las oportunidades como los riesgos que se pueden generar para el sector petrolero con lo acordado en Cuba.

La agrupación guerrillera no solo está ubicada geográficamente en muchas de las zonas donde se desarrollan actividades de exploración, producción, transporte y comercialización de petróleo sino también ha focalizado buena parte de sus ataques en la infraestructura del sector.

Cifras de Ecopetrol muestran que entre 1986 y 2015, las Farc y el Eln realizaron 2.575 atentados tan solo a oleoductos y poliductos, cuyos costos económicos (por reparación y crudo derramado) superaron los 600 millones de dólares, y ocasionaron impactos ambientales sobre ríos, quebradas y más de 50 especies de mamíferos y peces. Es más, en los últimos 30 años ambas guerrillas han ocasionado el derrame de 4 millones de barriles, una tragedia ambiental silenciosa. Esto sin contar otras acciones coercitivas contra la industria, como el secuestro a contratistas y trabajadores directos de las empresas, y la extorsión, que se convirtió en un lastre para las operaciones.

La suspensión de estos actos delictivos, tras el acuerdo de paz, sería muy importante para las compañías y para el país, principal receptor de la renta petrolera. Sin embargo, cada uno de los cuatro puntos que han sido acordados en la mesa de negociación, traen consigo una serie de desafíos que deberán abordarse en la fase final de las negociaciones y en la implementación, desafíos que tampoco son ajenos a la industria petrolera.

Una nueva mirada al territorio

El primer acuerdo sustancial del Gobierno con las Farc fue sobre la Política de Desarrollo Agrario Integral que, según lo que se conoce hasta el momento, plantea una serie de medidas para transformar estructuralmente el campo colombiano, reducir la pobreza, mejorar el acceso de la población rural a los servicios públicos, fortalecer la infraestructura y las herramientas de participación y planeación ciudadana en el área rural.

Dado que el 74 por ciento de las operaciones petroleras en Colombia está ubicado en zonas rurales, según cifras del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, una mejoría en la oferta institucional del Gobierno Central en estas áreas facilitaría el funcionamiento de la industria de hidrocarburos, que destina alrededor del 70 por ciento de sus ingresos al Estado, genera más de 160.000 empleos en el país, y el año pasado aportó recursos cercanos a los 30 billones de pesos a la Nación, a través de regalías e impuestos, de acuerdo con datos de la ACP.

En la implementación de este primer punto del acuerdo se definirá si habrá cambios en los usos del suelo que podrían entrar en conflicto con la industria de hidrocarburos y, en general, con la industria extractiva. Una de las medidas contempladas en este punto, y que inquieta, es el desarrollo de un "Plan de zonificación ambiental que delimite la frontera agrícola y que permita actualizarla, de ser necesario ampliar el inventario, y caracterizar el uso de las áreas que deben tener un manejo ambiental especial"; esto podría implicar nue-

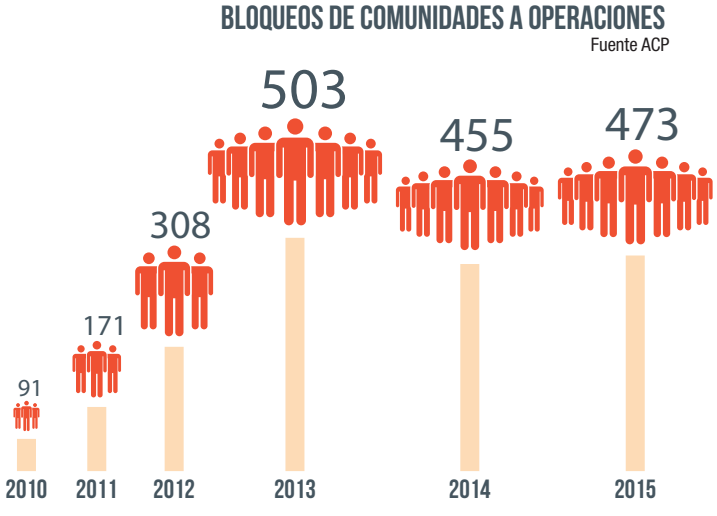


Comisión de paz |



Apoyo a proyectos productivos de cacao en Arauca

El fin de la confrontación con las Farc constituye una oportunidad para consolidar el desarrollo y cerrar las brechas de inequidad en las regiones donde la presencia del Estado ha sido precaria. La consolidación de la denominada "paz territorial" pondría a prueba la capacidad del Estado, el sector privado y la sociedad de ponerle punto final a cinco décadas de conflicto.



vas restricciones para el desarrollo de la exploración y producción petrolera. El impacto real de esta medida dependerá de la manera como se definan los mecanismos de protección de zonas de reserva y los procesos de cierre de frontera agrícola y adjudicación de tierras, que se conocerán en el acuerdo definitivo.

De la mano con la mayor presencia estatal y con una reorganización territorial, los acuerdos hasta ahora pactados también plantean nuevas formas de participación y consulta ciudadana, que podrían hacer más compleja la relación de las empresas con las comunidades. Sobre el particular, un artículo de análisis publicado en enero pasado por el Wilson Center, uno de los principales centros de pensamiento de los Estados Unidos, advierte sobre un efecto colateral que podría tener el empoderamiento adicional planteado a nivel comunitario, que implicaría nuevas herramientas de participación ciudadana en las decisiones de ordenamiento territorial. "Muchas comunidades de las regiones productoras de petróleo ya son, de hecho, muy activas en la expresión de sus quejas. Es improbable que esta situación cambie; por el contrario, las protestas y los paros podrían crecer en número", señaló el artículo.

En concordancia con lo señalado, el acuerdo relacionado con las víctimas del conflicto y el sistema de justicia incluye dos artículos, 35 y 64, que podrían legitimar las vías de hecho en las regiones, al permitir aplicar tratamiento especial a líderes y grupos de la sociedad civil que hayan sido sancionados en protestas pacíficas, en contextos relacionados con el ejercicio del derecho a la protesta.

La llamada conflictividad social es un tema que afecta de manera considerable a la industria, y es un fenómeno que desde 2012 viene en aumento. La aprobación en ese año de la reforma al régimen de regalías, que redujo el monto de asignaciones directas para las regiones produc-

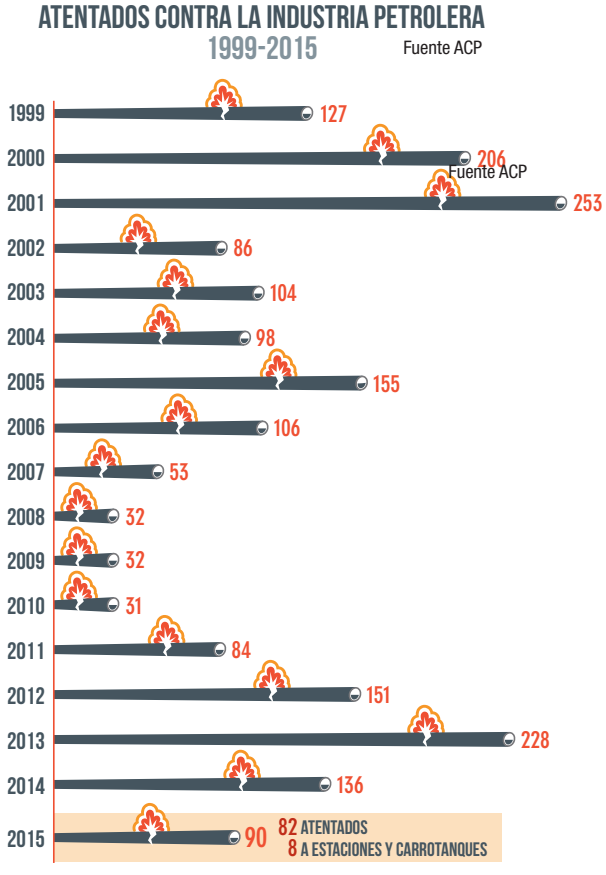
toras, incidió en el aumento de las protestas y los bloqueos por parte de las comunidades.

Mientras en 2010 fueron 91 bloqueos, en 2011 se registraron 171 bloqueos, en 2012 esta cifra llegó a los 308, y en 2013, a un pico de 503. Aunque en 2014 el número de ataques disminuyó a 455, según datos de la ANH, en ese año fue mayor la cantidad de petróleo que se dejó de extraer por cuenta de conflictos sociales, que la que se perdió por razón de los ataques armados. En 2015, volvió a aumentar el número de bloqueos a 473.

Otro aspecto que podría dificultar la gestión de las empresas en los territorios son las nuevas instancias de consulta y participación ciudadana propuestas en el punto de Participación Política pactado en La Habana. A las múltiples instancias que intervienen hoy en el proceso de consulta se le sumarían aproximadamente 40 nuevas, lo que podría hacer más complejo el proceso de la consulta con las comunidades, que hoy en día tarda entre uno y cuatro años y es identificado por los inversionistas del sector como uno de los principales elementos que frena la competitividad del país, según datos del último informe de Tendencias de Inversión publicado por la ACP.

Desmovilización efectiva: un desafío

De acuerdo con el citado artículo del Wilson Center, si solo se desmovilizan los combatientes de las Farc, el impacto inmediato se sentiría en regiones que han sido marcadas por la actividad criminal de esta organización. Menciona los departamentos de Putumayo y Caquetá, dos zonas que por años fueron vetadas a la industria a causa del conflicto, a pesar de su gran potencial para la exploración de hidrocarburos.





Sin embargo, incluso este positivo resultado "inmediato" dependerá de que exista una desmovilización efectiva, y que se dé un manejo adecuado a los planes de reinserción de personas que hicieron parte del conflicto. Además de la posibilidad de que al no entrar el Eln en un proceso de negociación, algunos combatientes de las Farc pasen a engrosar las filas de este grupo armado.

En el punto cuatro de la negociación, en el que se pactó la "Solución al problema de las drogas ilícitas", se plantea la creación del Programa de Sustitución de Cultivos de Uso Ilícito para apoyar a las familias que viven de la coca, en la transformación de sus actividades productivas, y también se establece un compromiso por parte de las Farc de no participar en este negocio ilegal. Sin embargo, existen dudas sobre la finalización de esta actividad ilícita por su alta rentabilidad, que se constutiye en un estímulo económico para que surjan grupos delictivos fortalecidos por excombatientes, que conocen cómo funcionan las redes ilegales y el negocio.

De acuerdo con los cálculos del centro de investigación InSight Crime, las Farc actualmente podrían estar ganando entre 500 y 1.000 millones de dólares por cuenta del narcotráfico. Y aunque este grupo ha negado su participacion en la producción y venta de drogas, el citado es-



Histórico apretón de manos entre el presidente Juan Manuel Santos y "Timochenko". Foto cortesía: www.marchapatriotica.org

tudio advierte: "si las negociaciones llegan a un acuerdo, hay un riesgo muy real de que elementos de las Farc se nieguen a entregarse, o simplemente se criminalicen y conserven para sí los millones de dólares que en la actualidad financian su lucha".

Uno de los mayores temores en las regiones de alta presencia guerrillera, es que tras la disolución de las Farc como grupo armado, se creen o fortalezcan organizaciones delictivas que mantengan las actividades, no solo relacionadas con el narcotráfico, sino también con la extorsión, el hurto de crudo y el secuestro.

A esto se le suma, como ya se señaló, el riesgo de que, en caso de que no avancen los diálogos entre el Gobierno Nacional y el Eln, efectivos desmovilizados de las Farc entren las filas de esta guerrilla.

Un fortalecimiento de este último grupo tendría impactos mayores en el sector de hidrocarburos, en particular en Arauca y Norte de Santander, pues, según lo reseña un estudio de la Fundación Ideas para la Paz: "el Eln es el grupo que más se ha beneficiado de la economía petrolera y el que ha articulado a su agenda, de manera más clara, al sector petrolero, por ende, el que más ha recurrido a los atentados a la infraestructura petrolera".

A pesar de las inquietudes señaladas, la disposición de la industria de mantener su presencia en las regiones donde opera es total; con generación de empleos y programas de responsabilidad social que apoyen el crecimiento económico y la creación de oportunidades para las regiones. Así mismo, es claro que de lograrse una negociación razonable, se constituye una oportunidad para consolidar el desarrollo y cerrar las brechas de inequidad en regiones en las que el Estado ha sido un actor ausente. La consolidación de la paz territorial pondría a prueba la capacidad del Estado y de la sociedad civil de ponerle punto final a cinco décadas de violencia, e iniciar un nuevo capítulo en la historia de Colombia. ACP

La industria de hidrocarburos en Colombia ha observado con especial atención el desarrollo de los diálogos entre el Gobierno y las Farc desde su inicio.



Orlando Cabrales Segovia
Exviceministro de Energía y consultor

COMPETITIVIDAD PETROLERA

Uno no sabe lo que tiene hasta que lo pierde. Con esta frase se podría resumir lo que ha experimentado Colombia en este último año, con el impacto de la baja de los precios del petróleo sobre su economía y las finanzas públicas nacionales y territoriales. Es cierto que la economía colombiana no es tan dependiente del petróleo como nuestros vecinos, pero la situación del sector ha hecho que los impuestos aumenten y que los programas sociales y de infraestructura se vean significativamente afectados.

El diagnóstico del sector de petróleo y gas es muy claro. La perforación de pozos de exploración en 2015 es la más baja desde 2004, con una disminución del 74 por ciento frente a 2014; la sísmica *onshore* es la más baja desde 2002, con una reducción del 75 por ciento frente a 2014; el número de pozos de desarrollo fue de 30 por ciento menos con respecto a 2014; y el 30 por ciento de las compañías que operan en Colombia trasladaron sus inversiones a otros países de la región, según reciente encuesta de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). Si bien los incidentes de seguridad bajaron ostensiblemente en 2015, por cuenta principalmente del Eln se dejaron de producir 3 millones de barriles durante dicho año. Por último, tenemos el nivel de reservas de gas natural más bajo desde 1991 y, según Campetrol (tendremos que esperar el reporte definitivo de la ANH en las próximas semanas), las reservas de crudo en 2015 habrían disminuido 600 millones de barriles por cuenta de la baja actividad del año y la caída de los precios del crudo, que hacen inviables una parte importante de los crudos colombianos. De ser cierto este cálculo, el país tendría una autosuficiencia petrolera no muy superior a los 5 años, lo que comprometería su seguridad energética.

Debemos reconocer que las causas de la disminución dramática de la inversión el año pasado no solo tienen que ver con los bajos precios internacionales. Seguimos teniendo problemas graves en los tiempos de los trámites ambientales nacionales y regionales y en las restricciones crecientes en las licencias ambientales.

Algunos analistas dicen que Colombia está ubicada dentro del 25 por ciento de países más costosos para producir petróleo y gas. Según encuesta de la firma Rystad Energy de Noruega, el costo promedio en Colombia de producir un barril es de 35 dólares. La misma ACP dice que, para la mayoría de la producción, las inversiones, el costo de operación y el transporte sumados, oscilaría este año entre 31 y 41 dólares por barril dependiendo de dónde se encuentran ubicados los campos. Somos un país costoso para la inversión y muy ineficiente en la exploración y producción de hidrocarburos. A 100 dólares el barril, las ineficiencias del país y de las compañías se mimetizaban, pero con los niveles actuales de precios es imprescindible ser mucho más eficientes y competitivos.

¿Qué debemos hacer para volver a ser competitivos y para hacer viable la ejecución de los 5 mil millones de dólares en compromisos exploratorios pendientes? En primer término, debemos reconocer que las causas de la disminución dramática de la inversión el año pasado no solo tienen que ver con los bajos precios internacionales. Seguimos teniendo problemas graves en los tiempos de los trámites ambientales nacionales y regionales; en las restricciones crecientes en las licencias ambientales; en los bloqueos ilegales que afectan diariamente las operaciones y en la gran incertidumbre jurídica que generan los recientes fallos de la Corte Constitucional que cierran pozos y campos en producción bajo el argumento de que no se realizaron las consultas previas. Ninguno de estos problemas ha tenido una mejoría importante en los últimos años.

También debemos suponer que los precios bajos van a durar un buen tiempo, para lo cual el Gobierno Nacional está en mora de tomar medidas para que la inversión pueda tener condiciones competitivas en el país. La ANH ha hecho un esfuerzo para dar flexibilidad en la ejecución contractual, y la más reciente propuesta que modifica el procedimiento de asignación de áreas, va en la dirección correcta. Sin embargo, la propuesta se queda corta en reconocer que en la actual coyuntura los fondos de capital privado pueden tener más interés en invertir, que las compañías operadoras tradicionales, tanto en nuevas áreas como en las contratadas. Asimismo, utilizar el X de producción como criterio de asignación de áreas, no refleja las actuales condiciones del mercado, en el que el país debe premiar principalmente la actividad exploratoria que el inversionista esté dispuesto a ejecutar.

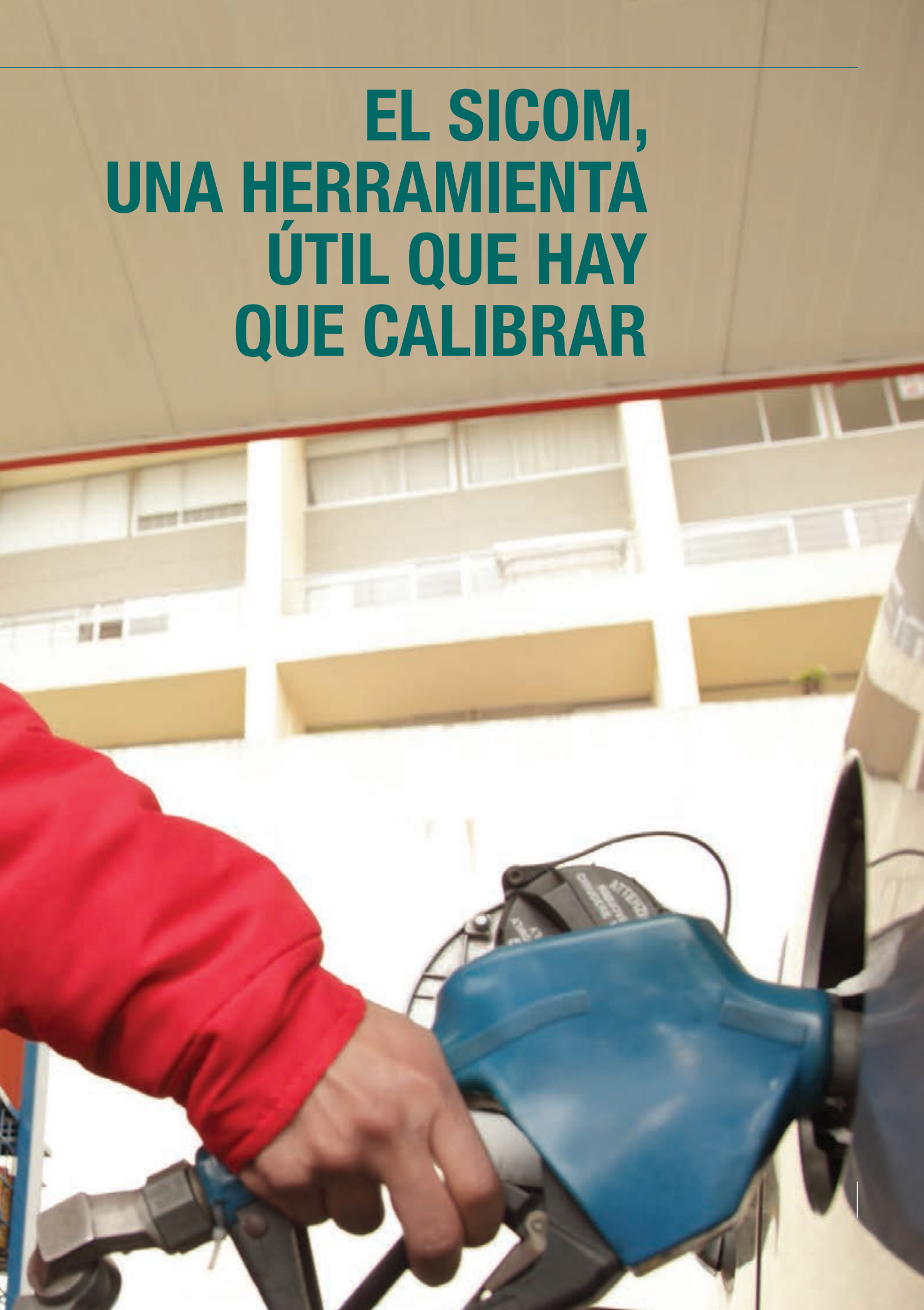
Nada de lo que haga el sector de minas y energía será suficiente para incentivar la inversión si no hay una aproximación articulada del resto del Gobierno en la resolución de los problemas del sector, incluyendo una nueva estructura tributaria que no castigue el uso intensivo del capital, como lo hizo la última reforma tributaria y que refleje las condiciones del mercado internacional. Se debe pensar en una estructura tributaria en función de los precios internacionales y de la rentabilidad de las operaciones en las distintas cuencas del país donde los costos de producción y transporte pueden variar significativamente. Por último, sin suficientes incentivos para las autoridades regionales a través de una mayor participación en la renta petrolera, será muy difícil volver a hacer viables las operaciones de la industria en Colombia. ACP



El sistema de información de combustibles ha contribuido a ordenar el sector. El ministerio de Minas y Energía ha procurado mejorarlo, pero subsisten problemas por resolver.

Estación de servicio en Bogotá

EL SICOM, UNA HERRAMIENTA ÚTIL QUE HAY QUE CALIBRAR



Detrás de los cinco o 10 minutos que en promedio se puede demorar un conductor en tanquear uno de los casi 12 millones de vehículos que ruedan por las carreteras del país, hay una compleja cadena de distribución de combustibles líquidos, de la que las estaciones de servicio son la cara que ven los conductores, pero en la que interactúan muchos más agentes.

Para que esta actividad funcione de manera adecuada, hay una regulación vigente que parte del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo Minas y Energía, actualizado en mayo de 2015 y cuya principal herramienta de información y control es el Sistema de Información de Combustibles Líquidos, Sicom.

Con base en lo establecido por el Plan Nacional de Desarrollo, esta herramienta -que este año cumple 10 años de operación- organiza, controla y sistematiza la comercialización, distribución, transporte y almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo, alcohol carburante y biodiésel, y establece los parámetros que deben seguir los importadores, refinadores, almacenadores, distribuidores mayoristas, transportadores por poliductos, estaciones de servicio para carros y aviación, estaciones marítimas, comercializadores industriales y grandes consumidores que tienen instalaciones de suministro fijas o temporales, para desarrollar su actividad.

Para la industria, el Sicom ha sido una herramienta útil que permite organizar todos los componentes de la cadena de los combustibles líquidos del país. De hecho, la reglamentación vigente de este sistema se construyó con los aportes de las empresas del sector agremiadas en la ACP.

Según Mónica Albornoz, gerente de ventas de combustible al detal de Chevron, que opera la marca Texaco, a través de la página web del Sicom, el cliente, es decir, la estación de servicio, monta su pedido y a través de este medio los distribuidores mayoristas tienen acceso a la información, con lo cual despachan y facturan el volumen de gasolina o Acpm requerido.

Para poder estar activo en el sistema, cada agente tiene un código que se mantiene vigente siempre y cuando las estaciones de servicio o gasolineras, como se les conoce popularmente, certificadas por un organismo acreditado para tal fin, cumplan con unos requisitos básicos como la licencia de construcción, el permiso de vertimientos por parte de la autoridad ambiental, el concepto técnico de ubicación por parte de las entidades del sector transporte (Invías o Agencia Nacional de Infraestructura), el contrato con el distribuidor mayorista, una póliza de responsabilidad civil extracontractual y el certificado de existencia y representación legal, más la correspondiente matrícula mercantil.

Para operar en el Sicom, cada agente tiene un código que lo habilita y cuya vigencia no solo depende de mantener vigente la documentación, sino de cumplir procedimientos como el registro de las transacciones desde su inicio hasta su finalización, a través de una gestión de órdenes; el cambio de distribuidor mayorista; el reporte de los volúmenes mensuales de los productos (balance volumétrico); los precios cobrados y el registro de las facturas por parte de los mayoristas, entre otros.

Herramienta para ordenar el mercado

Aunque el objetivo inicial del Sicom es generar información para la toma de decisiones públicas y privadas, la mayor exigencia del cumplimiento de los controles y obligaciones, a partir de la resolución 31348, expedida el 24 de julio de 2015, ha generado traumatismos y distorsiones en el mercado de los combustibles.

De acuerdo con Albornoz, si bien el Sicom es una herramienta que permitió ordenar un mercado en el que había mucho combustible ilícito, en la práctica se ha vuelto un esquema burocrático, pues se incrementaron las causales para el bloqueo del código de operación.

Albornoz y representantes de otros agentes de la cadena, coinciden en afirmar que los inconvenientes más representativos están relacionados con los trámites que las estaciones de servicio deben adelantar ante otras entidades oficiales. Explican que no hay respuesta oportuna de las autoridades ambientales o del sector transporte ante la necesidad de las gasolineras de tener los documentos solicitados para evitar el bloqueo, por lo que un trámite puede quedar en el limbo, a la espera de la definición de un permiso de vertimientos o de un concepto técnico vial.

Julio César Vera, vicepresidente de Combustibles de Gulf Colombia, señala que esta falta de coordinación institucional genera una gran afectación, ya que mientras el Sicom establece unas pautas precisas, en las demás entidades no hay reglas de juego ni tiempos establecidos para gestionar las solicitudes. Incluso, esta lentitud ya comenzó a afectar las certificaciones anuales que dan las entidades a cargo de este visto bueno, pues los problemas en los permisos han comenzado a retrasar la emisión de los certificados, lo que genera el bloqueo en la plataforma.



El sistema que ordenó la cadena de combustibles

El Sistema de Información de Combustibles Líquidos (Sicom) es una herramienta tecnológica que surgió en el año 2006 para agrupar a los agentes de la cadena de distribución de combustibles, organizando y controlando la comercialización, distribución, transporte y almacenamiento de gasolina y acpm, al igual que el alcohol carburante y biodiésel.

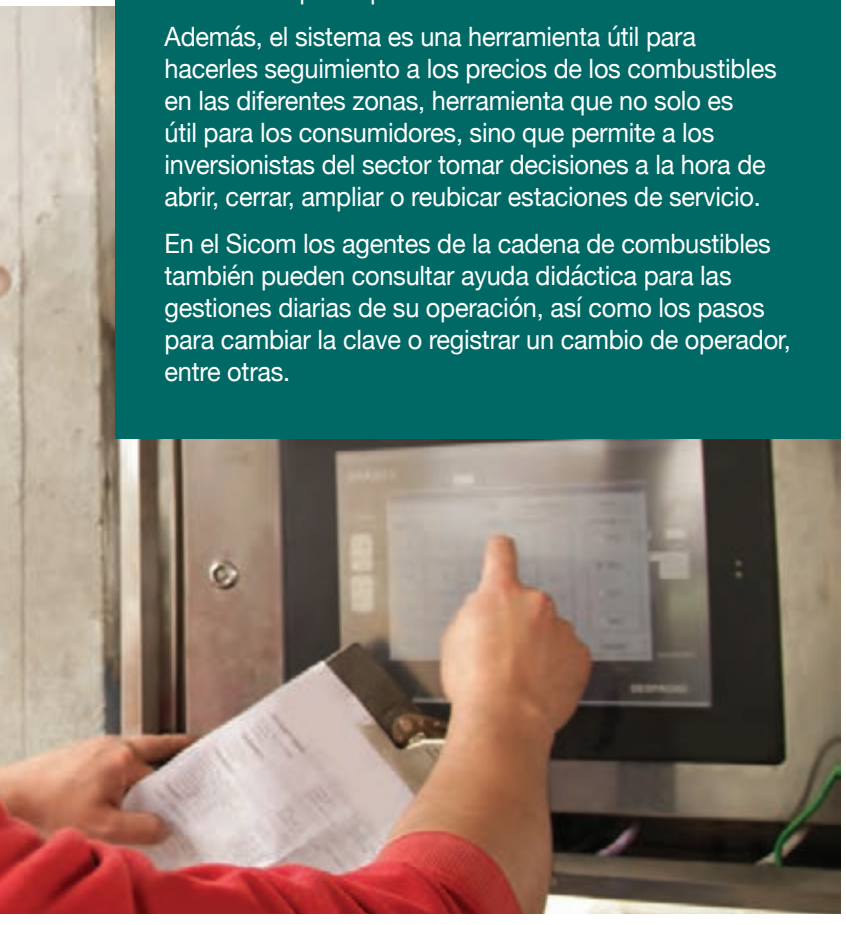
La plataforma surgió en un momento en el que se necesitaba poner en cintura el contrabando de estos productos, a través de la expedición de un código único para cada agente, que le permita operar siempre y cuando tenga al día permisos y demás documentos, así como que haga una gestión diaria de las ventas de hidrocarburos.

Entre otros, los distribuidores minoristas y mayoristas deben reportar los inventarios y los volúmenes recibidos, pero también llevar un control periódico de las órdenes, que inicia en la solicitud, pasa por la aceptación de la misma, el despacho y el cierre de cada transacción.

El Sicom es operado por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, y les permite a los agentes mayoristas despachar sus productos de forma segura y controlada, pues cada mes se reportan las estaciones de servicio autorizadas y las que están certificadas para operar.

Además, el sistema es una herramienta útil para hacerles seguimiento a los precios de los combustibles en las diferentes zonas, herramienta que no solo es útil para los consumidores, sino que permite a los inversionistas del sector tomar decisiones a la hora de abrir, cerrar, ampliar o reubicar estaciones de servicio.

En el Sicom los agentes de la cadena de combustibles también pueden consultar ayuda didáctica para las gestiones diarias de su operación, así como los pasos para cambiar la clave o registrar un cambio de operador, entre otras.



Si bien el Sicom es una herramienta que permitió ordenar un mercado en el que había mucho combustible ilícito, en la práctica se ha convertido en un sistema difícil de manejar dada la falta de coordinación entre las entidades que intervienen en el sistema.

Otro factor que ha generado malestar, son los bloqueos por el trámite fuera de tiempo de las órdenes, aprendizaje que le ha costado al sector más de lo esperado, inicialmente porque no existía la cultura de hacerlo rápido o porque muchos comerciantes no dominaban la tecnología, o no tenían el personal o la disciplina para hacer el proceso.

Álvaro Younes, presidente de la Federación Colombia de Distribuidores Minoristas de Combustibles y otros Energéticos (Fedispetrol), dice que hay que reflexionar sobre situaciones como el bloqueo que en una ocasión del año pasado tuvo 2.800 estaciones de servicio, originado principalmente por causas ajenas a los distribuidores.

Ajuste progresivo

Según el ministro de Minas y Energía, Tomás González, en el último año se ha trabajado mucho con los agentes porque la entidad no quiere bloquearlos sino que cumplan, y no se quiere desactivarlos, salvo que haya una razón de fondo.

Al señalar que en 2015 se expidió la resolución quitando algunas causales de bloqueos, el funcionario aclaró que se ha adaptado el Sicom para que se puedan hacer más rápido las consultas. “Esta es realmente la herramienta para hacer seguimiento y control a lo que está pasando en la cadena de combustibles”, indicó tras reiterar que el Sicom es una herramienta de transacciones y que nunca, cuando no se han cumplido los requisitos, los distribuidores han podido transar.

Por su parte, Younes insiste en que el trabajo conjunto tiene que poner de presente que el bloqueo a la estación es el último recurso, pues equivale a que una panadería no pueda vender el pan que acaba de amasar y hornear.

Chevron recalca que ha habido mucha comunicación, pero las cosas no se han resuelto, ya que al ser un negocio de 24 horas, cualquier traumatismo se siente mucho en las ventas.

Según estos agentes del mercado, uno de los temas que hay que resolver con agilidad, es el de los cupos en las zonas de frontera, ya que en el caso de Ecuador, con el aumento del dólar, los cupos en Nariño se han acabado antes del mes, y si el agente no tiene el producto, termina comprándoselo a un industrial.

De acuerdo con Julio César Vera, vicepresidente de Combustibles de Gulf, el reto principal es volver a hacer que el mercado le crea al Sicom, porque es un sistema que produce información clave para la toma de decisiones y porque no saca del mercado a ningún distribuidor. ACP



“Mi principal reto es hacer competitivo a Casanare”

Para el gobernador de Casanare, Josué Alirio Barrera, es necesario unir fuerzas con la industria petrolera para impulsar el desarrollo productivo de la región.

Llanero de pura cepa, oriundo de la vereda Monterralo de Aguazul, Josué Alirio Barrera, a partir del primero de enero de este año dirige los destinos del departamento de Casanare. Fue concejal, es criador de caballos, ganadero, jinete, empresario del turismo y actualmente Gobernador del segundo departamento productor de petróleo del país.

Barrera busca mejorar la gestión gubernamental para atraer inversión privada, reducir los índices de inseguridad, promover el desarrollo de la industria del turismo en Casanare y diversificar la economía departamental, entre otros propósitos con los que espera resaltar el nombre de este departamento a nivel nacional.

Al nuevo gobernador le espera una compleja administración, con menores recursos de regalías, una difícil coyuntura económica y un escenario de posconflicto que demandará sinergias con diversos actores del departamento, entre ellos, el sector hidrocarburos. De estos y otros retos habló con **ACP Hidrocarburos**.

ACP: ¿Cuáles son los principales retos que se ha trazado para su periodo como gobernador?

Josué Alirio Barrera: La economía del departamento dependía en su mayoría de la industria petrolera y eso hizo que todos los demás sectores productivos se debilitaran. Como gobernador, el principal reto es hacer competitivo al departamento a nivel regional, nacional e internacional, desarrollando sistemas productivos agroindustriales y turísticos, que permitan 'despetrolizar' la economía y generar fuentes de empleo sostenibles y ambientalmente amigables, propiciando la seguridad democrática para garantizar la inversión y el desarrollo de proyectos productivos en Casanare.

ACP: En su opinión, ¿qué papel ha jugado el sector de hidrocarburos en el departamento y cuál debería jugar a futuro?

JAB: La industria petrolera hizo que la población del departamento creciera rápidamente por la migración laboral, generó un encarecimiento repentino de la canasta familiar y problemas de violencia social por la acción de los grupos armados al margen de la ley; pero también permitió un desarrollo de infraestructura vial, educativa, de salud y vivienda, que impulsó al departamento hacia el desarrollo físico. A futuro la industria petrolera debería unir esfuerzos para impulsar el desarrollo productivo del departamento, con proyectos e inversión sostenible que fortalezca la economía regional.

ACP: La crisis por los bajos precios del crudo, sin duda está afectando la economía del país, ¿qué implicaciones considera que tiene para su departamento y qué se debe hacer ante esta nueva realidad?

JAB: Las implicaciones son una disminución sustancial en los ingresos que aún tiene el departamento por regalías, aunque el alto precio del dólar disminuye el efecto. Ante esta nueva realidad, se tienen que utilizar los recursos existentes en la reactivación del sector productivo y además hacer una gestión a nivel nacional e internacional muy fuerte para conseguir recursos para financiar proyectos productivos, utilizando también las Alianzas Público Privadas o APP.

ACP: Ante la crisis actual, ¿qué alianzas pueden hacer las empresas y el Gobierno Departamental en beneficio del desarrollo sostenible?

JAB: Se deben hacer alianzas estratégicas para el fomento del empleo y el desarrollo productivo a través de APP, desarrollando proyectos que permitan dinamizar las regiones y focalizar la inversión, haciendo más rentable la inversión pública; además, unificar esfuerzos para la gestión nacional de recursos y potenciar la cooperación internacional.

ACP: ¿Qué importancia cree usted que tiene el posible acuerdo de paz para su departamento y cómo se está preparando para la etapa de un posible posconflicto?

JAB: Indudablemente, las regiones deben prepararse para el posconflicto, pero es necesario que el Gobierno Nacional disponga de los recursos para atender esta nueva situación, además debe tenerse en cuenta que en Casanare también opera el Eln y este grupo no está en el proceso de paz. Siempre estaré atento a lo que siente mi pueblo y por ello todo será concertado, la seguridad para mi departamento está primero y es mi deber garantizarla. **ACP**

> "Se deben hacer alianzas estratégicas para el fomento del empleo y el desarrollo productivo a través de las APP y desarrollar proyectos que permitan dinamizar las regiones".





“La industria debe hacer equipo con el departamento”

La gobernadora del Meta le apuesta a que con los recursos que aporta el sector petrolero, pueda dinamizar la economía regional e impulsar nuevos sectores como el agroindustrial y el turístico.

Marcela Amaya se convirtió en la primera mujer gobernadora elegida por voto popular en el departamento del Meta, la primera región productora de crudo en Colombia, con una cuota de más de 500 mil barriles diarios de petróleo. Esta llanera, oriunda de Villavicencio, tiene en su agenda para el cuatrienio, temas clave como seguridad, agricultura, regalías, víctimas, salud, educación, infancia y adolescencia. Pero, sin duda, uno de los retos más grandes será sortear la actual coyuntura que afronta el sector de hidrocarburos, por cuenta de los menores precios del crudo y los problemas de entorno, que impactan en el panorama del departamento.

La carismática líder sabe que no será tarea fácil, pero su experiencia en la arena política la hace soñar con un Meta mejor. Buscará avanzar hacia una economía en la que cobren protagonismo el agro y el turismo, y hacia la consolidación de un territorio en paz, en un escenario de posconflicto. Sobre estos desafíos de hoy y de los años venideros, Marcela Amaya dialogó con ACP Hidrocarburos.

ACP: ¿Cuáles son los principales retos y propósitos que se ha trazado para su periodo como gobernadora?

Marcela Amaya: Queremos implementar un plan vial para nuestro departamento, con el que logremos consoli-

dar las vías secundarias y terciarias, que son las vías de la productividad. Queremos, de esta forma, fortalecer dos sectores que van a dinamizar nuestra economía: el agroindustrial y el turístico. Hoy que el petróleo y el sector están sufriendo una crisis a nivel mundial, nos hemos visto afectados, entonces estamos trabajando para que ahora con este sector todavía existente y aportante a la economía del Meta, logremos fortalecer otros sectores y dinamizar nuestra economía.

ACP: En su opinión, ¿cuál es el papel que ha jugado el sector de hidrocarburos en el departamento y cuál es el que debería jugar a futuro?

MA: El Meta es el mayor productor de petróleo del país y con esos recursos se ha ayudado a generar desarrollo en nuestro departamento. Infortunadamente, con el cambio en el Sistema General de Regalías nos hemos visto afectados y tenemos que sumar a ello la crisis que hoy enfrenta el sector. De esta manera, el papel que hoy debe jugar la industria es el de hacer equipo con la administración departamental y con las administraciones municipales donde se está operando, para que de forma conjunta podamos articular y armonizar las diferentes acciones que se vayan a realizar en la parte ambiental y en la responsabilidad social que se debe tener.

ACP: La crisis por los bajos precios del crudo sin duda está afectando la economía del país, ¿qué implicaciones considera que tiene para su departamento y qué se debe hacer ante esta nueva realidad?

MA: Mi departamento se va a ver afectado, primero, financieramente, porque nuestra economía estaba basada en las regalías del petróleo y ante un nuevo sistema general, después de haber recibido 1 billón de pesos al año, para el bienio 2016 tan solo vamos a recibir 160 mil millones aproximadamente por recursos de regalías, eso es una afectación bastante grande. En la parte social, todas aquellas personas que laboraban en el sector de hidrocarburos, hoy se están viendo afectadas porque ya se están cerrando algunos campos y esto lo que hace es que en el departamento el desempleo va a aumentar.

Lo que hoy tenemos que hacer es unir esfuerzos y lograr que los recursos que se tienen en responsabilidad social y ambiental, se unan con los recursos que tenemos desde el departamento y que, teniendo en cuenta nuestros planes de desarrollo, sean invertidos y de esta forma empecemos, con el acompañamiento del sector petrolero, a dinamizar otros sectores de la economía del departamento para lograr mitigar el momento por el que estamos pasando.

ACP: Precisamente, ante la crisis actual, ¿qué deben hacer los mandatarios locales y regionales y las empresas para responder a esta situación y manejar las expectativas de la comunidad?

MA: La invitación es a hacer esas alianzas, a que nos unamos el sector petrolero y la institucionalidad con las gobernaciones y alcaldías, que unamos todos estos esfuerzos para consolidar ese desarrollo que se venía dando en el departamento. Debemos trabajar de la mano con las comunidades, invitarlas hoy a la nueva realidad económica que tenemos. Hoy vamos a unir nuestras fuerzas escuchando sus peticiones, pero tenemos que empezar a priorizar las necesidades y seguir trabajando todos para consolidar un desarrollo sostenible y sustentable en el departamento.

ACP: ¿Qué importancia cree usted que tiene el posible acuerdo de paz para su departamento y cómo se está preparando para la etapa de un eventual posconflicto?

MA: Mi departamento es un ícono de conflicto, pero hoy le apostamos a la paz. Desde la gobernación del Meta, y desde la administración pasada, nos hemos preparado para asumir el posconflicto que se va a firmar en La Habana, pero es en las regiones donde lo vamos a consolidar. La gobernación tiene la estructura administrativa preparada para asumir esa responsabilidad, pero necesitamos que el Gobierno Nacional nos apoye para que con nuestros planes de desarrollo podamos contemplar la construcción de esa paz que queremos consolidar en el departamento. Nosotros estamos preparados, queremos asumir la responsabilidad, pero también tenemos claro que solos no lo podemos hacer, necesitamos del Gobierno Nacional, de cooperación internacional y del apoyo y los recursos que ellos nos puedan brindar para que el departamento del Meta tenga la paz. ACP



Marcela Amaya acompaña programas sociales para la niñez.





A pesar de que Colombia aporta menos del 0,5 por ciento en el total de emisiones globales de gases con efecto invernadero, el Gobierno se comprometió a reducir en un 20 por ciento sus emisiones en los próximos 15 años. La industria petrolera hace importantes contribuciones para lograr esta meta.

Colombia y la nueva economía del clima

A estas alturas, salvo ilustres escépticos como Ivar Giaever y Kiminori Itoh (por no hablar de no tan ilustres como Rupert Murdoch y Myron Ebell), existe un consenso entre las comunidades científica, política y periodística: el cambio climático es real, es causado por el hombre y sus efectos podrían darle una nueva dimensión a la palabra 'catastrófico'. No de otra manera se explica que en diciembre del año pasado, líderes de todo el mundo se hayan reunido en Francia para asumir un compromiso tajante: evitar a toda costa que la temperatura del planeta aumente dos grados en algún momento de la siguiente década. Como firmante de los acuerdos de la Cumbre de París (COP21), Colombia se comprometió a reducir, en menos de 15 años y en al menos un 20 por ciento, sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

El país suscribió así un acuerdo que entidades como el World Wildlife Fund (WWF), el Wildlife Conservation Society (WCS) y Conservación International (CI), no han dudado en calificar como histórico. El ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Gabriel Vallejo López, declaró en su momento: "Este compromiso que asume Colombia implica una transformación de la economía nacional hacia un modelo de uso eficiente de los recursos y la energía. Es una decisión que impulsa la innovación y el desarrollo tecnológico en línea con la Nueva Economía del Clima".

Según el inventario de Gases Efecto Invernadero (GEI) del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, Ideam, con corte al año 2012, el país alcanzó 178 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO2). En comparación, el gigante industrial que es China alcanzó 7.000 millones; Estados Unidos pasó de 5.400 millones; India, Rusia y Japón completaron el 'top 5' de los máximos contaminadores.

Pero los 178 millones de toneladas de Colombia, representan un aumento desde 1995. Proyecciones del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible indican que, si no se toman medidas, los niveles de emisiones contaminantes del país podrían aumentar hasta en 50 por ciento para 2030.

"A pesar de que las emisiones en Colombia son relativamente bajas en comparación con otros países, las acumuladas entre 1990 y 2012 lo sitúan entre los 40 países con mayor responsabilidad histórica en la generación de emisiones de GEI, principalmente, por la deforestación", advierte el documento que recoge los compromisos del país, avalado por el Gobierno, la Fundación Natura y la WWF.

Es más, el cálculo del porcentaje no es oficial y probablemente será revisado. Así lo afirmó Javier Mendoza, coordinador de la III Comunicación de Cambio Climático para el Ideam, quien dijo a **ACP Hidrocarburos**: "Es un indicativo, esos inventarios se reportan en informes bienales y la secretaría del Convenio está esperando a tener todos los informes para volver a calcular y saber realmente esos 178 a cuánto corresponden. La cifra oficial, actualizada, no la tenemos". No obstante, según el más reciente inventario, solo el 7,8 por ciento de estas emisiones corresponde a la industria de petróleos y gas natural.

Por otra parte, las estimaciones del Proyecto Informe Bienal de Actualización del Ideam 2015 indican que la mayor participación en la distribución de emisiones corresponde al sector forestal y otros usos del suelo con un aporte de 39 por ciento; seguido por el sector agropecuario, 19 por ciento; sector transporte, 10 por ciento y, en cuarto lugar, las industrias de la energía con un 9 por ciento.

El otro frente es abordar una discusión precisa acerca de cómo los municipios planifican el uso de su suelo, cómo enfrentar la deforestación rampante, la degradación de ecosistemas y cómo reformar las prácticas equivocadas del sector agropecuario.

"Este compromiso que asume Colombia implica una transformación de la economía nacional hacia un modelo de uso eficiente de los recursos y la energía": Gabriel Vallejo, ministro de Ambiente.

Responsabilidad compartida

Para Colombia, la reducción de las emisiones es apenas un punto en un ambicioso plan que contempla, además, una ofensiva para reducir la deforestación, una cruzada para promover el transporte público, la designación de 3,5 millones de hectáreas adicionales que entrarían a fortalecer el Sistema Nacional de Áreas Protegidas y el diseño de un portafolio de energías renovables. El compromiso ambiental del país es, de hecho, parte de la estrategia nacional para el posconflicto, y la administración del presidente Juan Manuel Santos constituyó para tal fin un 'Fondo para la Paz Sostenible'.

Según anunció en su momento la Presidencia, "la meta de Colombia, bajo el título oficial de Contribución Nacionalmente Determinada (INDC por sus siglas en inglés), podría aumentar de manera condicionada al 25 o 30 por ciento de reducción, dependiendo de los recursos de cooperación internacional que reciba el país en los próximos años para apoyar sus esfuerzos de mitigación".

Colombia suscribió esos compromisos a sabiendas de que, aunque su participación en el total de las emisiones globales de GEI no llega al 0,5 por ciento, sí ha aumentado casi un punto desde 2010 y el país enfrenta hoy una muy real vulnerabilidad a los efectos de una fluctuación como la proyectada en la temperatura global. Al menos 318 cabeceras municipales enfrentarían desabastecimiento en épocas de sequía, indica un reciente informe del Ideam, que a su vez apunta a los riesgos de ciertas zonas ribereñas, en caso de lluvias particularmente fuertes.

Las pérdidas por el cambio climático, advierten los expertos, podrían costarle al país el equivalente a los efectos de un fenómeno de La Niña cada cuatro años. Entre todos los factores que acentúan este fenómeno, la deforestación es el principal, seguido por la agricultura, la ganadería y un equivocado uso del suelo, que representan el 39 por ciento de los riesgos.

Pero, ¿es posible compaginar el objetivo de reducir emisiones con una industria en crecimiento que el Estado se propone impulsar? Mendoza dice que sí, y que el Gobierno ha dispuesto un modo. "Sí es factible, por eso la de



Trabajadores toman muestras para medir el PH del agua.



Control de pureza del aire en campo petrolero.

Colombia es una estrategia de desarrollo bajo en carbono, porque la idea es que los distintos sectores decidan cuáles son sus posibilidades de reducción y que no haya medidas impuestas desde afuera", apuntó.

Todos ponen

Un plan de choque contra las emisiones de GEI necesariamente atendería la contaminación producida por las distintas formas de transporte, mediante una estrategia que combina la acción estatal con la empresarial y la individual.

En cuanto al sector petrolero, a pesar del bajo aporte en emisiones de GEI, la industria viene trabajando de manera coordinada con el Ministerio de Ambiente, para reducir su huella de carbono.

Los expertos en cambio climático coinciden en que se debe apuntar hacia una verdadera eficiencia energética. Mendoza acota: "Hay que trabajar para reducir las emisiones fugitivas que, por pequeñas que sean, contribuyen al total. Y deberían buscarse formas de energía limpia".

En el paisaje empresarial del sector en Colombia, hay varios ejemplos de iniciativas ambientales que en algunos casos se adelantaron a la meta oficial. Por ejemplo, Ecopetrol, cuya estrategia de cambio climático está orientada a mantener una operación baja en emisiones de carbono y a reducir la vulnerabilidad de la infraestructura a la variabilidad y al cambio climático. Los ejes de esa estrategia están alineados con las políticas y planes del Plan Nacional de Cambio Climático, la Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono y el mecanismo REDD+, cuyo objetivo es minimizar las emisiones de GEI producidas por la deforestación y degradación de los bosques. Los ambiciosos objetivos comprenden desde planes de mitigación, vulnerabilidad, tecnología e investigación para inventariar y reducir la emisión de GEI en sus operaciones y cadena de abastecimiento, hasta sistemas de atención y prevención de amenazas naturales, la construcción de herramientas computacionales para el análisis y gestión de GEI y la recuperación de emisiones fugitivas de metano.

Pacific E&P se unió a la autoridad ambiental del Meta en la implementación de varios programas, entre ellos: adaptación al cambio climático, proyectos productivos sostenibles, observatorio ambiental, ordenación forestal de cuencas, evaluación de impactos en la biodiversidad y estrategias de mitigación y protección de especies. En 2014 la empresa comenzó un proceso de auditoría con el Icontec, con el fin de perfeccionar su proceso de cálculo de huella de carbono iniciado en 2008, que se concentró en la optimización de la energía mediante la implementación del sistema de gestión energética en las actividades administrativas y en el proceso de inyección de agua.

Por su parte, Chevron ha desarrollado herramientas para identificar y evaluar los métodos de reducción de emisiones de rango, realizar el análisis económico e integrar factores de GEI a la toma de decisiones y el desarrollo general del proyecto y la gestión. Terpel, que mide desde 2011 su huella de carbono, ha dirigido sus acciones de mitigación a la siembra de árboles en 80 hectáreas de su planta de Baranoa, Atlántico. Este año, el objetivo es instalar 420 paneles solares para reemplazar la energía eléctrica por la 'verde', lo que reducirá el consumo de la planta en 40 por ciento.

Pero, y en este punto coinciden las voces de Gobierno y sector privado, a la responsabilidad estatal y corporativa debe añadirse la individual. Con todo y sus cifras comparativamente bajas, Colombia es un país en el que no abunda la conciencia ambiental. Así lo muestran indicadores como el de los residuos que genera cada persona, que en la mayoría de los casos van a dar a un relleno sanitario en lugar de ser reutilizados o reciclados. Cada colombiano, se estima, produce casi un kilo de basura al día, una cifra muy superior al ideal. En cambio, el país marca muy abajo en la escala de porcentaje de residuos reciclados. Así como los gobiernos y las empresas, el camino hacia los objetivos de París solo podrá alcanzarse con un compromiso de cada habitante del planeta, de aplicar en su vida hábitos ambientalmente responsables. ACP


SILENTA



El camino empedrado del Servicio Público de Empleo

En el sector petrolero esta iniciativa es considerada como una gran oportunidad para reducir la intermediación laboral y mejorar las relaciones con las comunidades. Sin embargo, su implementación está llena de desafíos.

Una agencia pública dedicada a concentrar toda la oferta y la demanda laboral del país para evitar la intermediación irregular y darle transparencia a los procesos de contratación, fue la idea con la que se creó en Colombia el Servicio Público de Empleo (SPE), entidad que en 2015 cumplió dos años.

Y aunque la idea ha generado un balance exitoso en especial en las ciudades, para la industria de hidrocarburos, cuya principal operación se encuentra en las zonas rurales, la implementación de esta herramienta ha sido particularmente compleja. De hecho, meses después de la creación del Servicio Público de Empleo, fue necesario crear una regulación especial (Decreto 2089 del 2014) para la industria de hidrocarburos, en la que se determinó un periodo de transición de dos años para implementar la estrategia en 50 municipios donde se desarrollan actividades de exploración y producción de petróleo.

Hoy, según datos de la entidad, solo el 20 por ciento de las empresas del sector registran vacantes ante las plataformas; y las compañías aseguran que se requieren aún varios ajustes para que el SPE sea una herramienta eficaz para la contratación laboral en la industria.

Una intermediación irregular

"Encontramos muchas problemáticas al llegar a estas zonas (petroleras). Nos hemos dado cuenta que desde hace muchos años las juntas de acción comunal, e incluso las alcaldías, se han prestado para una intermediación irregular que incluye venta de cupos de trabajo a empresas petroleras", señaló a **ACP Hidrocarburos** la directora del SPE, Claudia Camacho.

La situación laboral es uno de los temas críticos de la industria petrolera en los territorios, que generó en 2014 138.048 empleos, entre directos e indirectos.

Desde hace varios años el mecanismo utilizado por muchas empresas para contratar mano de obra local es la intermediación de las juntas de acción comunal, que a pesar de que esta función no está entre sus competencias, se encargan de recoger hojas de vida y presentarlas para distintos cargos. Esta práctica se afianzó en los territorios ante la poca presencia institucional y la permisividad de las autoridades con las juntas de acción comunal. Sin embargo, con la implementación del SPE se ha reducido en algunas zonas del país.

Según lo denunció el diario El Espectador el año pasado, este mecanismo se desvirtuó a tal punto, que en zonas como el Magdalena Medio presidentes de juntas de acción comunal cobraban de 800.000 a 4 millones de pesos a las personas interesadas en acceder a algunas de las vacantes de las empresas. Por otro lado, denunció el artículo, a contratistas y operadoras que no accedieran a recibir hojas de vida de las juntas, las amenazaban con bloqueos a las operaciones, y saboteos. Por estos casos ya hay personas judicializadas. La existencia de estas mafias ha obstaculizado la expansión del SPE en varias regiones del país.

Los avances

Para las empresas operadoras del sector petrolero, la implementación del SPE es una gran oportunidad para reducir la conflictividad social en las regiones productoras, situación que se ha venido agravando en los últimos años con más de 1.400 bloqueos en los últimos tres años. Sin embargo, en algunas regiones se han sentido las ventajas.

"Si bien no tenemos una implementación total del SPE, sí se han identificado unos beneficios en el sentido que las comunidades han iniciado y generado procesos de organización interna que les permitan acceder al servicio de forma adecuada, en un marco cultural y dentro de la legalidad, minimizándose significativamente la intermediación laboral que ha generado problemáticas y conflictividad social en las áreas con presencia de industria petrolera", señalaron voceros de Geo-Park consultados para este artículo.

De acuerdo con el SPE, las regiones que más avances han registrado son Meta, Casanare y Magdalena Medio, donde se ha logrado que las comunidades y las empresas empiecen a adoptar el servicio.

"Tenemos muchas empresas comprometidas, y estamos trabajando de la mano con la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), la ACP (Asociación Colombiana del Petróleo) Ecopetrol, Campetrol (Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros), y hay empresas contratistas que están trabajando con nosotros; sin embargo, nos falta avanzar mucho. Aún las



Inscripción de hojas de vida al SPE en Casanare

UN BALANCE DE DOS AÑOS

Según los datos publicados por el Servicio Público de Empleo, en dos años de creación la entidad ha recibido 3.205.078 hojas de vida y 1.062.018 vacantes de empresas en el país. En total se han ubicado laboralmente alrededor de medio millón de personas.

Los departamentos de Valle del Cauca y Antioquia y la ciudad de Bogotá D.C. (de hecho dos de cada tres vacantes se registran en Bogotá), son las regiones en las que se ha logrado mayor éxito en número de hojas de vida y vacantes inscritas.

De acuerdo con el balance presentado por la entidad, el 33,9 por ciento de las personas que se han registrado en el Servicio Público de Empleo tienen como máximo nivel educativo la secundaria, y uno de cada tres tiene formación técnica. La mayor cantidad de solicitudes de empleo proviene de las industrias de alimentos, textil y automotriz.



Las cajas de compensación hacen parte del Servicio Público de Empleo

empresas que registran las vacantes, no las gestionan con los centros de empleo y siguen recibiendo hojas de vida de las juntas", señaló Camacho. Para la funcionaria, a pesar del compromiso de muchas empresas operadoras, ha sido difícil bajar esta estrategia a todas las partes de la cadena, incluyendo las firmas contratistas encargadas del 92 por ciento de la contratación en la industria.

Los desafíos

Más allá de las problemáticas con las juntas de acción comunal, hay una serie de barreras que han obstaculizado la adaptación de la herramienta del SPE a las necesidades de la industria.



Por ejemplo, algunas empresas aseguran que no hay suficiente agilidad por parte del SPE para responder a las demandas de mano de obra que requieren, y que las personas de las áreas rurales, en muchas ocasiones, no tienen acceso a un computador conectado a internet para subir sus hojas de vida, y por lo tanto los perfiles que ingresan al sistema no son los mejores disponibles en la zona de la operación.

En cuanto a esto, el SPE asegura que en los puestos del servicio siempre hay funcionarios capacitados que orientan a las personas a subir su hoja de vida.

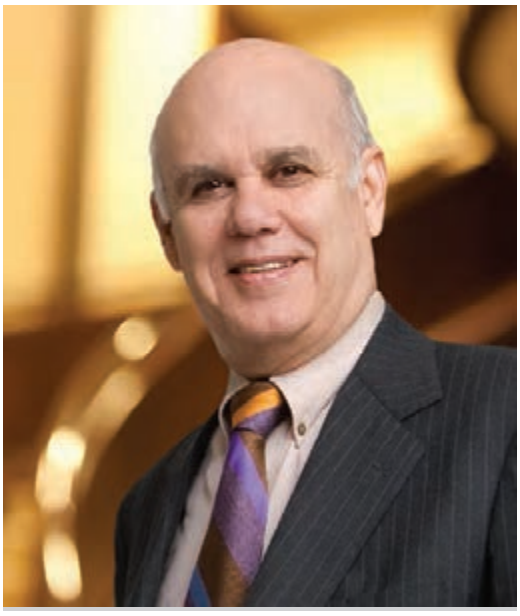
La falta de capacidad instalada es uno de los temas neurálgicos. De hecho, una de las razones por las que se declaró la transición en 50 municipios petroleros fue la falta de oficinas del SPE para registrar las vacantes y las hojas de vida. Sin embargo, en los últimos dos años ya se ha avanzado en la implementación de las mismas en la mitad de estos municipios.

"El SPE es un proceso nuevo que requiere flexibilidad y agilidad para hacer ajustes que permitan adecuarlo a la realidad de las diferentes zonas del país", señaló GeoPark al hablar de estos desafíos.

A pesar de que el periodo de transición ya casi culmina, es poco probable que esta serie de obstáculos se logren resolver en los próximos ocho meses. Por esto, las empresas, los gremios, la ANH y el SPE participan en mesas de trabajo para identificar cómo resolverlos y de qué manera se desarrollará la siguiente etapa de la implementación de esta estrategia.

"Estamos en una discusión que nos permite determinar en qué zonas son requeridas las medidas de transición. Yo pienso que se deben mantener unas condiciones especiales en estas zonas porque, si bien hemos avanzado, hay algunas problematicas que persisten", precisó la directora del SPE.

Los retos no son fáciles, pero los resultados de este trabajo podrían concluir en procesos de contratación más transparentes y mejores relaciones con las comunidades. ACP



Rodolfo Segovia S.
Exministro e historiador

EL AÑO QUE DESPEGÓ

El año petrolero se inició con el acuerdo entre Arabia Saudita y Rusia para no incrementar producción por encima de los niveles de enero, revisable en cuatro meses, cuando arranque la demanda de verano. Saludo a la bandera. Ambos países ya bombean al máximo de su límite práctico. Venezuela y Omán se unieron al pacto, fantoches que no podrían sumar un barril aunque quisieran. Maduro figura para subrayar su fallida campaña por mejores precios, mientras se desliza hacia el abismo. Es significativo, sin embargo, que los dos gigantes estén conversando, pero a la postre lo que cuenta son los fundamentos del negocio, en un mercado libre, o sea, en un ambiente casi inconcebible desde cuando la Texas Railroad Comission comenzara a regular producción hace casi 100 años.

El crecimiento del petróleo de esquistos, la fortaleza del dólar y la decisión de Arabia Saudita de defender su parcela de mercado, crearon la tormenta perfecta hace poco más de un año, en un mercado moderadamente sobreofrecido. La consecuencia ha sido la formación de precios insostenibles para buena parte de la industria, si bien la respuesta de la oferta ha tomado algo más de tiempo en ajustarse de lo que se hubiese podido esperar. En el 2015 continuó en aumento la producción mundial.

El momento de una actividad que planea a largo plazo, inyectó al mercado en 2015 el petróleo de proyectos nuevos no abortables en el Golfo de México, en el Mar del Norte y en China costa afuera, cocinados a 100 dólares por barril. No se volverá a repetir. En Rusia la masiva devaluación frente al dólar permitió acelerar la perforación. La producción creció el 1 por ciento. Tampoco se volverá a repetir. Y en Estados Unidos, el ágil *fracking* se concentró en los depósitos de alta productividad, aumentó la eficiencia de los taladros y redujo costos. Produjo más que en el 2014. Ese esfuerzo está ya en etapa de rendimientos decrecientes con dramáticos recortes de financiación. La Opep

La única fuente que podría responder al incremento de la demanda es el petróleo de esquistos de los Estados Unidos salvo que ya hoy esa no es una llave que se abre para que de inmediato salte el chorro. Es más, por debajo de 75 dólares por barril, sería apenas un chorrito.

misma logró incrementos, por ejemplo en Irak, que no tendrán continuidad por restricción en las inversiones. La sobreoferta no-Opep, que a principios de 2015 crecía 2.500.000 bpd, terminó el año cerca de cero.

La proyección aterrizada para el 2016, país por país, parece indicar que, hechas las sumas y las restas, los mejores estimativos apuntan a que la oferta total mundial se reducirá en cerca de 300.000 bpd. La mayor contracción –cerca de 500.000 bpd- ocurrirá en los Estados Unidos, aunque también se darán recortes en la antigua Unión Soviética (fuertes en Azerbaiyán y Kazakstán) y Asia. La Opep, en cambio, aumentará por la entrada de Irán y una cifra probabilística de recuperación en Libia.

La demanda entre tanto –el pedido de combustible también es elástico- aumentó en más de 1.800.000 barriles diarios durante el 2015, un récord en los últimos tiempos. El consumo de gasolina en los Estados Unidos creció el año pasado más rápido que el PIB. No es de esperarse que se repita. Es por ello que el crecimiento de los inventarios fue bastante menor de lo proyectado. Conservadoramente, dado el menor crecimiento de la economía mundial, en 2016 la demanda podría aumentar en 1.300.000 bpd. A ese ritmo y con la reducción de 300.000 bpd en producción, los inventarios deberían estar bajando al ritmo de 1.600.000 bpd al final del año. Con la misma lógica, la declinación de los inventarios en 2017 sería aún más dramática. La razón para esta reversión es muy sencilla: la industria del petróleo no tiene como funcionar a 50 dólares por barril y mucho menos por debajo de 40 dólares como está ahora.

Hacia delante, los precios deberían seguir mejorando, aún sin tener en cuenta posibles interferencias geopolíticas sobre la producción. Un factor fundamental es el hecho que la Opep cuenta con no más de 1 por ciento de capacidad excedente sobre el consumo mundial de petróleo y nadie más tiene capacidad ociosa inmediata. Con los proyectos de largo aliento como el Ártico engavetados, la única fuente que podría responder al incremento de la demanda es el petróleo de esquistos de los Estados Unidos, salvo que ya hoy esa no es una llave que se abre para que de inmediato salte el chorro. Es más, por debajo de 75 dólares por barril, sería apenas un chorrito.

La reducción de costos que consiguieron los productores de esquistos el año pasado se obtuvo quebrando a sus proveedores. Los que quedan en pie no serán tan dóciles mañana. Por otra parte, en adelante, para conseguir más barriles, tendrán que adentrarse en franjas menos productivas –justamente las que debieron abandonar en la crisis-, lo que significa menor eficiencia y mayores costos. Y, por último, habrá que barrer la monumental pérdida de valor que representan decenas de compañías difuntas y darle tiempo a las sobrevivientes para que reconstruyan sus balances. El combustible que energizó la revolución del esquisto fue el crédito. Esta vez los banqueros querrán ver precios sostenidos y altos antes de abrir de nuevo la bolsa. En cuanto al esquisto en el resto del mundo, vendrá seguro, pero es por ahora un espejismo.

A mediano plazo, no hay que exagerar las amenazas ecológicas a la industria del petróleo. Su producto de batalla, los combustibles líquidos, tiene todavía mucha vida en el transporte. Se estima que para 2025 los carros eléctricos habrán capturado quizá 6 por ciento de la flota móvil en los Estados Unidos pero para entonces, esa misma flota habrá crecido el 50 por ciento. Y en el resto del mundo, liderado por China e India, la flota de gasolina y Acpm se multiplicará varias veces.

Los precios seguirán siendo volátiles y extremadamente difíciles de predecir a corto plazo. La señales son todavía contradictorias. Pero ahí no se van a quedar, y mientras más se demore el ajuste, más veloz será el incremento porque habrá más planes futuros desechados y jugadores tendidos en la lona. El nuevo equilibrio no se alcanzará por la lenta respuesta de la oferta, sino con precios que destruyan demanda. ACP

Gas natural: del subsuelo a los hogares

En los últimos años el gas natural ha ganado mayor relevancia como fuente de energía para el país. Sin embargo, la industria de hidrocarburos tiene una serie de retos en cada una de las etapas de la cadena, que deben ser resueltos para que el país tenga autosuficiencia en el suministro de gas.

El origen

Colombia produce gas principalmente en los campos offshore de La Guajira (Ballenas y Chuchupa) y en los Llanos Orientales (piedemonte llanero), pero también se produce en Sucre, Tolima, Huila y algunos departamentos del Magdalena Medio. La producción en La Guajira viene disminuyeron por el normal declive de los yacimientos, por lo que se necesita invertir más en exploración para hallar nuevas reservas; para esto la industria necesita reglas claras y estímulos a la inversión.

La Upme prevé para el 2020 un déficit del combustible en algunas regiones del país, por ello se inició la construcción de una planta de regasificación en el Caribe colombiano que permitirá importar gas a partir de diciembre de 2016.



Reservas probadas



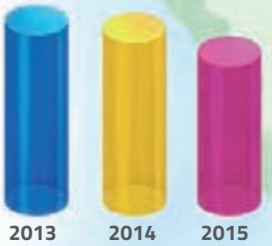
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos
** terapies cúbicos.*

Relación reservas producción



** Según reservas 3P*

Producción



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo
** millones de pies cúbicos en promedio por día.*

Las 'carreteras del gas'

Después de producir el gas, este debe llevarse a las zonas de consumo a través de gasoductos, que son como las carreteras por las que se mueve el hidrocarburo. Colombia cuenta con dos sistemas de transporte: el de la Costa, operado por Promigas, y el del interior y el sur del país, por la Transportadora de Gas Internacional (TGI). Sin embargo, es necesario reforzar la infraestructura para que se logre la interconexión de los campos del interior del país con los centros de consumo del Caribe.

1.340 Mpcd en capacidad de transporte
Fuente: Naturgas



7,3 millones de hogares conectados
Fuente: Naturgas



538.213 vehículos convertidos
Fuente: Ministerio de Minas

La demanda

Millones de hogares, miles de vehículos colombianos, industrias y plantas térmicas, utilizan este combustible para múltiples funciones. Es fundamental para preparar los alimentos, movilizarse por las ciudades y generar energía

La demanda de gas natural en Colombia ha crecido, en promedio, 7 % anual desde 2011, siendo el sector termoeléctrico el mayor participante en el consumo.





614 Gbtud consume el sector de generación térmica y la industria manufacturera en promedio.

50 % de la demanda de gas del país está representada en la industria y las plantas térmicas.



- TGI
- Promigas
- Progasur
- Transmetano
- Transcogas
- Transoriente
- Transgastol
- Transoccidente
- Coinobras
- Construcción
- Campo de Gas
- Estación Compresora

Red de gasoductos del país

TGI: 4.386 km

Promigas: 2.367 km

Progasur: 346 km

Promioriente: 333 km

Transmetano: 189 km

Coinogas: 17 km

Transoccidente: 11 km

Fuente: Promigas y TGI



Instalación de proceso en Cusiana



A la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg) le espera un año muy agitado en materia de combustibles líquidos. Y no es para menos. El de *downstream* es el segmento de la cadena de la industria petrolera más cercano al consumidor y en esa medida, necesita de una regulación clara y estable.

LOS DESAFÍOS DE LA CREG

Fue a finales de 2011, con la expedición del Decreto 4130, cuando el Ministerio de Minas y Energía decidió encomendar a la Creg la labor de regular económicamente la actividad de la cadena de combustibles derivados de los hidrocarburos, una tarea nada fácil, que demandó la llegada de tres nuevos comisionados –para completar ocho- y un equipo técnico de alto nivel. Cuatro años después, la lista de tareas pendientes cada vez es mayor.

Para entender los retos de este segmento, hay que recordar que en la cadena de distribución de combustibles líquidos participan el refinador, importador, almacenador, distribuidor mayorista, transportador, distribuidor minorista y consumidor. Estos interactúan entre sí con el fin de garantizar la satisfacción en la demanda de mejores condiciones económicas y ambientales.

Agentes de la cadena de distribución y comercialización de combustibles, coincidieron en que uno de los retos regulatorios más relevantes es la implementación del decreto que define los criterios para la coordinación sectorial pública y establece los lineamientos en materia de combustibles líquidos y biocombustibles. Se trata de la hoja de ruta que le va a permitir al Ministerio de Minas elaborar la reglamentación técnica y a la Creg desarrollar la correspondiente regulación económica que establecería la remuneración de las inversiones y en general, las reglas que regirán el juego en adelante.

El director de la Creg, Jorge Pinto Nolla, dijo a **ACP Hidrocarburos** que "en el marco de las funciones asignadas por el Gobierno Nacional en materia de combustibles líquidos, en el último año la entidad se trazó el propósito de organizar el marco normativo vigente y la política pública aplicable a este sector. El objetivo es definir el alcance de la competencia jurídica de la Creg y consolidar la base para la expedición de la regulación económica de las actividades de la cadena del servicio de combustibles líquidos".

Ya hay un proyecto de decreto relacionado con los lineamientos del sector de combustibles líquidos, cuya más reciente versión salió a comentarios en junio de 2015, pero hasta el momento no ha quedado en firme. Entre los objetivos de esta iniciativa figuran incentivar y promover la competencia, garantizar el acceso de los compradores y vendedores a todos los servicios de infraestructura y estimular la inversión privada, así como la eficiencia tecnológica en las actividades de la cadena.

De acuerdo con la Asociación Colombiana del Petróleo, el incentivo a la libre competencia tendría que verse reflejado en aspectos como, por ejemplo, la promoción de combustibles alternativos en igualdad de condiciones con los tradicionales, la importación de combustibles sin barreras, el aval a las integraciones empresariales, el libre acceso de todos los agentes a la infraestructura de transporte y puertos del Estado y la eliminación de condiciones más favorables para los agentes estatales.

¿Y el plan de continuidad?

Otro de los retos regulatorios tiene que ver con la confiabilidad en el abastecimiento, a través de centros de almacenamiento estratégico. Julio César Vera, vicepresidente de Combustibles de Gulf Colombia, explica que "el país debe tener la cantidad suficiente de combustibles para atender coyunturas de abastecimiento y hoy en día no está preparado para enfrentar choques fuertes de oferta y demanda". En efecto, el Gobierno debe definir el marco regulatorio que establezca cómo se van a remunerar las inversiones de los privados en centros de almacenamiento.



Bajo ese escenario, se hace urgente la implementación del denominado Plan de Continuidad que nació en 2010 como un rubro dentro de la estructura de precios, dirigido a que el país cuente con almacenamientos estratégicos. A pesar de que ya existe, todavía no se ha implementado. "Se han hecho estudios y análisis, pero hay que terminar de diseñarlo y definir una regulación para que se hagan las inversiones", señala Vera Díaz.

En la agenda de la Creg está previsto revisar el margen mayorista. Este es de suma importancia y debe responder a los aspectos de competitividad, seguridad jurídica, y derechos adquiridos. Por otro lado, a futuro, muy seguramente se llevará a cabo en el país una discusión sobre una posible liberación del mercado, su proceso, ventajas y desventajas.

Al respecto, el director de la Creg, Jorge Pinto, explicó que "en primer lugar, en 2015 se elaboró un documento de diagnóstico del sector de combustibles líquidos. Esta información es fundamental para desarrollar de manera progresiva la regulación económica de las actividades que conforman la prestación de este servicio".



Planta de abasto
Mansilla, Facatativá



Hay un proyecto de decreto relacionado con los lineamientos del sector de combustibles líquidos. Entre los objetivos de esta iniciativa figuran incentivar y promover la competencia, garantizar el acceso de los compradores y vendedores a todos los servicios de infraestructura y estimular la inversión privada.

La entidad contrató un estudio relacionado con los márgenes mayoristas y minoristas, y uno más sobre el cálculo de los márgenes de distribución de biocombustibles y sus respectivas recomendaciones. “Como resultado de estos estudios se analizarán posibles cambios en las metodologías tarifarias. Esta información se está considerando con el fin de desarrollar la regulación correspondiente”, reveló a **ACP Hidrocarburos**.

Hay que recordar que el precio de la gasolina en Colombia es regulado, en la medida en que se rige por una fórmula en la que el Ministerio de Minas y Energía tiene como base fundamental para la fijación del precio, el principio de costo de oportunidad y no el de producción. Este costo, también conocido como paridad de exportación, se refiere a cuánto recibe el productor si vendiera la gasolina en el mercado exterior.

Sobre el tema, una fuente del sector indicó que es hora de que el país migre hacia la liberación de precios, pero bajo la señal de paridad de importación. “Hoy el precio está regulado en paridad de exportación para el caso de gasolina y una combinación entre paridades de importación y exportación en el diésel. Pero la realidad hoy del mercado es que hay importaciones de los dos”, dice un conocedor del tema.

Y así es. Según Ecopetrol, las importaciones de gasolina corriente entre enero y octubre de 2015 fueron de 36.000 barriles por día en promedio, mientras que las de diésel alcanzaron 68.000 barriles por día en promedio. En los últimos meses, el cierre de la frontera con Venezuela puso una fuerte presión adicional e hizo que las importaciones crecieran significativamente.

Históricamente, Colombia se ha visto en la necesidad de importar gasolina y diésel, situación que se ha agudizado de manera significativa en los últimos meses, en razón de la salida de operación de la Refinería de Cartagena mientras duró la ejecución de su modernización. Y aunque la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme) espera que con la reciente entrada en operación de esta, se disponga de oferta suficiente de gasolina en el corto plazo, “en el mediano plazo se deberá volver progresivamente a importar este combustible”. Para el caso del diésel, se vislumbran faltantes, no en el mediano, pero sí en el largo plazo.

La demanda de gasolina corriente en el país puede ser del orden de 70.000 barriles por día –que llegó a subir casi hasta los 100.000 barriles por día en la coyuntura-, mientras que la de diésel es de alrededor de 110.000 barriles por día.

Por ahora, se espera que en el primer año de operación de la nueva Refinería de Cartagena, la gasolina que produzca se destine al consumo nacional. A partir del segundo año, parte de este producto se podrá exportar a Brasil, Ecuador y Perú. En tanto, los excedentes de diésel de bajo azufre tienen como destino la exportación a Estados Unidos y otros países más en Suramérica. **ACP**

Agenda regulatoria

Con relación al sector de combustibles líquidos, la Comisión de Regulación de Energía y Gas propuso 15 temas prioritarios para desarrollar a lo largo de 2016, de los cuales nueve esperan resolución definitiva antes de que culmine este año.

Entre los prioritarios, que según el calendario deberían tener resolución definitiva a finales de 2016, aparecen, entre otros, la metodología tarifaria de transporte por ductos, el reglamento de transporte por poliductos, la tarifa de almacenamiento, el análisis de precios de los biocombustibles, el código de medida de transporte, la metodología para el transporte terrestre y marítimo y el reglamento de comercialización mayorista.

Con relación al transporte, “está previsto para el tercer trimestre de 2016 contar con la resolución definitiva sobre el reglamento de transporte por poliductos de combustibles y GLP y para el primer trimestre de 2017 con el esquema tarifario de transporte por ductos”, puntualizó Jorge Pinto, director ejecutivo de la Creg.

La entidad reguladora proyecta, así mismo, emitir este año pronunciamientos sobre márgenes mayorista y minorista de gasolina y diésel, expansión volumétrica en las entregas entre mayoristas y minoristas e ingreso al productor de gasolina y diésel, así como requerir información del sector con fines regulatorios.





“Gracias a las mujeres porque con su visión, liderazgo, trabajo y compromiso contribuyen al crecimiento de esta industria que impulsa el desarrollo del país.”

Marzo, mes de la mujer



SAVE THE DATE

II CONGRESO acp

29-30 DE SEPTIEMBRE DE 2016 • BOGOTÁ, COLOMBIA