Edición No. 20. Enero a junio de 2017

ACP hidrocarburos

Una publicación de la Asociación Colombiana del Petróleo

ENTREVISTA

"No nos podemos dar el lujo de renunciar al desarrollo de la industria hidrocarburífera"

ORLANDO VELANDIA
Presidente de la ANH

ECONOMÍA

LA INDUSTRIA PETROLERA, A SEIS MESES DE LA REFORMA TRIBUTARIA

El vaivén de los biocombustibles en Colombia



III CONGRESO acp OIL & GAS



Trabajando juntos por un **mejor futuro**

¡Agéndese y participe!

20/21
SEPTIEMBRE

Club El Nogal/Bogotá

ACP hidrocarburos



Planta de regasificación de Cartagena, Sociedad Portuaria El Cayao.

16

OPERACIONES

2017: año crucial para el gas natural.



22

PERSONAJE

Orlando Velandia

presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

"No nos podemos dar el lujo de renunciar al desarrollo de la industria hidrocarburífera".

8 **EDITORIAL**
Inseguridad jurídica, amenaza creciente.

10 **ECONOMÍA**
La industria petrolera, a seis meses de la reforma tributaria.

28 **PANORAMA INTERNACIONAL**
Un nuevo paradigma en Arabia Saudí.

34 **ENTREVISTA**
Germán Espinosa: "Tenemos que demostrar que el petróleo es un aliado para el desarrollo regional".

38 **ANÁLISIS**
Panorama petrolero: mejores precios, nuevas incertidumbres.

44 **OPINIÓN**
"La crisis petrolera no es una cuestión pasajera", por Juan Diego Gómez.

46 **OPERACIONES**
La Cira-Infantas: el punto de partida de la historia del petróleo en Colombia.

52 **COMPROMISO SOCIAL**
Nuevos ajustes al Servicio Público de Empleo.

58 **OPINIÓN**
"El sector en territorio: conflictos, retos y oportunidades", por Rafael Herz.

60 **COMPROMISO VERDE**
Offshore: navegando en equipo por el oleaje normativo.

64 **INFOGRAFÍA**
Bajo la lupa: los cambios que trajo la Reforma Tributaria.

66 ***DOWNSTREAM***
El vaivén de los biocombustibles en Colombia.

Revista ACP Hidrocarburos
Edición No. 20. Enero a junio de 2017

Presidente ejecutivo
Francisco José Lloreda Mera

Consejo directivo
GUILLERMO FONSECA – Hocol S.A.
GABINO LALINDE – Repsol Exploración Colombia S.A.
ALBERTO GAMBOA – Anadarko Colombia Company
RAMIRO SÁNCHEZ BENÍTEZ – Biomax Combustibles S.A.
JORGE HUMBERTO ARANGO (Transición) – Biomax Combustibles S.A.
ROBERT HULETT – Chevron Petroleum Company
GILSON RIBEIRO – Chevron Downstream
ALEX MARTÍNEZ – Conoco Phillips Colombia Ventures LTD.
MARÍA VICTORIA RIAÑO – Equión Energía Limited
FERNANDO SARRIA – Exxon Mobil Exploration Colombia Limited
MARCELA VACA – Geopark Colombia S.A.S.
ADRIÁN CORAL – Gran Tierra Energy Colombia LTD.
CARLOS BENAVIDES – Mansarovar Energy Colombia LTD.
THOMÁS RUEDA – Oleoducto Central S.A. - Ocensa
LEO DI STEFANO – Parex Resources Colombia LTD.
CYRIL THIEBAUT – Perenco Colombia Limited
MARCO TOLEDO – Petrobras International Braspetro

Invitados al Consejo directivo
SYLVIA ESCOVAR – Organización Terpel S.A.
JUAN CARLOS UCRÓS – Occidental de Colombia Inc.
FEDERICO RESTREPO – Frontera Energy

Dirección y edición
Lina Chedraui
Vicepresidente de Comunicaciones y Mercadeo

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

Asesoría editorial
Jaime Frysz
Rafael Herz

Redacción
Asociación Colombiana del Petróleo – ACP

Fotografía
Archivo ACP
Archivo Ecopetrol S.A.
Chevron
Occidental de Colombia INC.
Sociedad Portuaria El Cayao
www.cameloortiz.jimdo.com

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

Infografía
Miguel Martínez

Gráficas
Jaime Giraldo Londoño

Correción de estilo
Juan Carlos Molano

Comercialización
Codisol S.A.

Impresión
U2 Printer

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 n.° 73-47 piso 12
Teléfono 212 5758 Fax: 317 8626
www.acp.com.co

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



De izquierda a derecha: Germán Arce, Ministro de Minas y Energía; Juan Fernando Cristo, exministro del Interior; Juan Manuel Santos, Presidente de la República; Mauricio Cárdenas, Ministro de Hacienda y Francisco Lloreda, presidente ejecutivo de la ACP.

LA ACP Y SUS COMPAÑÍAS AFILIADAS SE REUNIERON CON EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

La industria de hidrocarburos, representada por la ACP, se reunió con el presidente de la República, Juan Manuel Santos, para presentarle las perspectivas del sector este 2017.

En el encuentro, en el que también participaron los ministros de Ambiente, Interior, Minas y Energía, y Hacienda, así como la directora de la Anla, los presidentes de la ANH y las compañías afiliadas a la ACP, las empresas reiteraron su interés en seguir invirtiendo en Colombia; también expresaron el deseo de continuar trabajando de manera conjunta con el Gobierno Nacional con el fin de consolidar la recuperación de la industria, después de la crisis de precios bajos.

No obstante lo anterior, las compañías insistieron en la necesidad de garantizar la seguridad jurídica, la viabilidad operacional en territorio y la implementación de los incentivos tributarios que contribuyan al impulso del sector. Al cierre del encuentro, el presidente Santos reiteró la importancia que tiene el sector de petróleo y gas para el Gobierno y su contribución al desarrollo económico y social del país, más aún de cara a la implementación de los acuerdos de paz.



La reunión entre las empresas y el Presidente de la República tuvo lugar en la Casa de Nariño.



EQUIÓN CONTRIBUYE A LA CONSTRUCCIÓN DE PAZ Y AL DESARROLLO DE CASANARE

Equión y la Agencia Colombiana para la Reintegración (ACR) presentaron la iniciativa Tendiendo Puentes en la comunidad de la vereda San Rafael, en Morichal, Yopal. Esta propiciará espacios comunitarios en los que se le dé importancia a la reconciliación entre las personas en proceso de reintegración, a las víctimas del conflicto y la comunidad receptora.

A través de encuentros pedagógicos y lúdicos, y un acompañamiento con enfoque en derechos, se espera fortalecer la integración, construir lazos, generar un aporte a la promoción de la construcción de paz, así como escenarios de convivencia y reconciliación.

Esta iniciativa da continuidad a la alianza entre Equión y la ACR, que durante los dos últimos años, con el Programa Emprende con Equión – Segundas Oportunidades, apoyó los proyectos productivos de 31 personas en proceso de reintegración mediante la entrega de capital semilla, asesoría, acompañamiento en procesos de inclusión social y todo lo relacionado con sus actividades económicas.

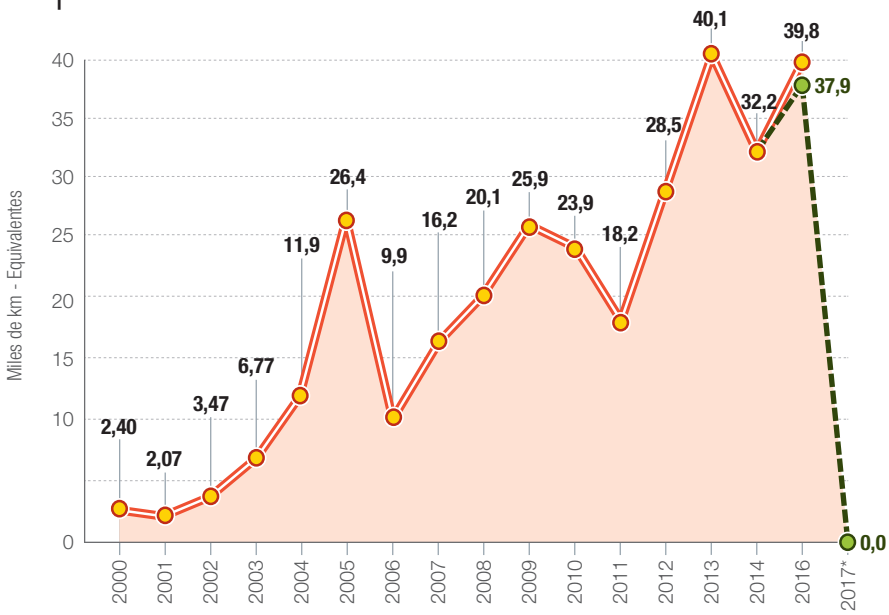


UNIDAD I+D+I DE MANSAROVAR RECIBE RECONOCIMIENTO DE COLCIENCIAS

Colciencias hizo un reconocimiento a la unidad de Investigación+desarrollo tecnológico+innovación (I+D+I) de Mansarovar Energy, gracias a su capacidad desarrollada y demostrada ante Colciencias. En 2012, la entidad pública lideró la implementación de un sistema de gestión de innovación denominado Explora, que favorece el fortalecimiento de las capacidades científicas y tecnológicas de la compañía, al tiempo que su planeación estratégica, el gobierno corporativo y los vínculos con otras empresas e instituciones nacionales e internacionales, en torno a la ejecución de actividades de I+D+I.

Desde entonces Mansarovar Energy ha incrementado su inversión anual en proyectos de innovación y desarrollo tecnológico, buscando así la reducción de costos, el mejoramiento de las propiedades del crudo, el progreso en el factor de recobro y la búsqueda de fuentes alternativas para procesos térmicos de estimulación de crudo pesado.

Exploración **sísmica**



0 km ejecutados

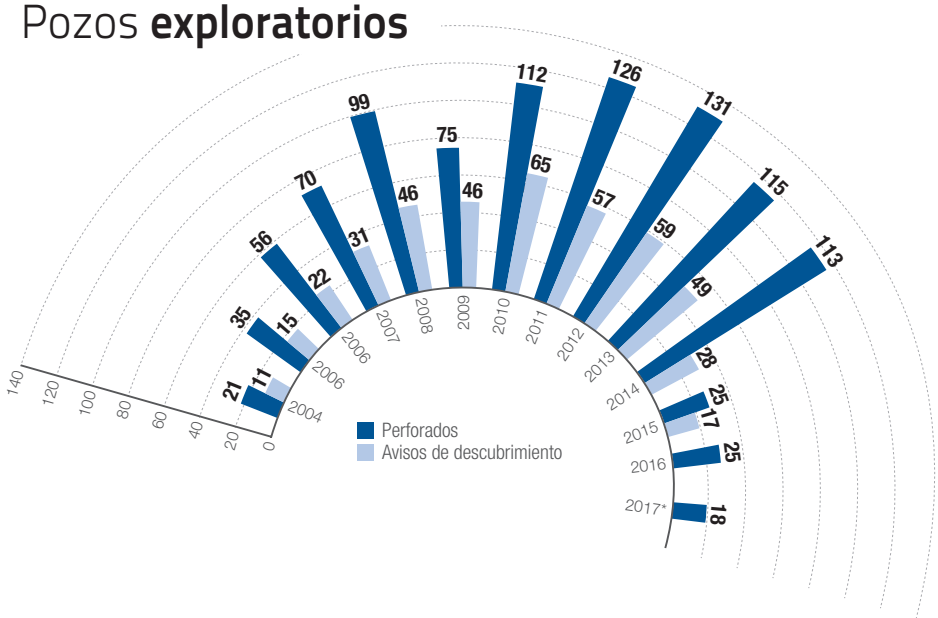
El programa de sísmica para 2017 es de **4.500** km equivalentes, de los cuales, al 1 de mayo no se ha registrado avance.

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

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

*2017: Cifras al 1 de mayo de 2017

Pozos **exploratorios**



18 pozos exploratorios

Frente al programa de **54** pozos exploratorios para 2017, a primero de mayo, se perforaron **18** pozos.

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

Ficha técnica:
Del año 2002 a 2016: ANH-ACP.
Se presenta el número de pozos A3 hasta 2009.
Para el período 2010-2015 se presentan los pozos exploratorios A2 y A3.
*Corte 1 de mayo de 2017.

Importaciones y **exportaciones**



US$ 4.921 millones FOB en exportaciones de crudo y derivados

A mayo de 2017, el valor FOB de las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados fue de **4.921** millones de dólares, representando el **34%** de las exportaciones del país.

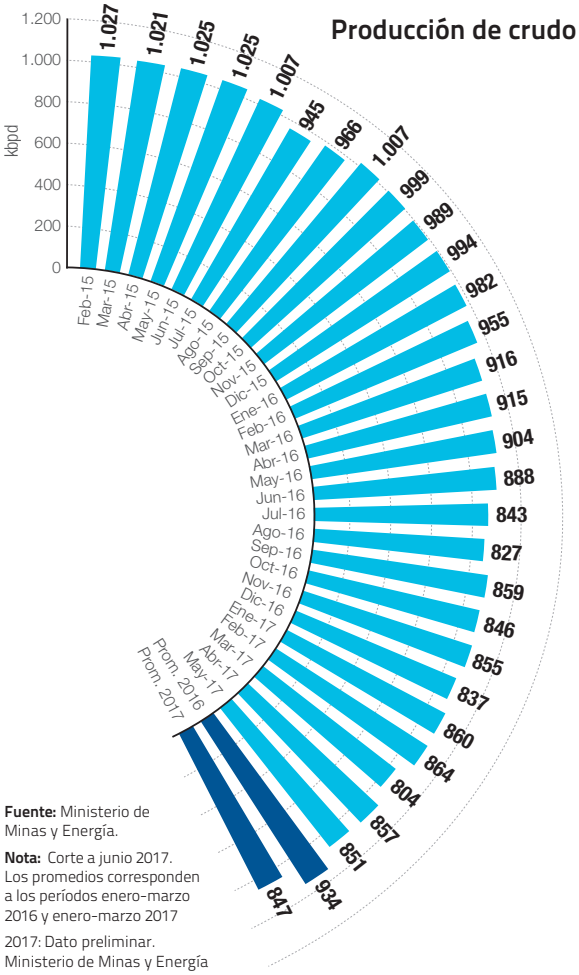
A abril 2017, el valor CIF de las importaciones correspondientes a elementos para la fabricación de productos de la refinación del petróleo fue de **1.328** millones de dólares. Este monto equivale al **9%** del total de importaciones del país.

Fuente:
DANE. Importaciones según Clasificación Industrial Internacional Uniforme CIIU Rev. Abril 2017
DANE. Colombia, exportaciones de café, carbón, petróleo y sus derivados, ferroníquel y no tradicionales. Mayo 2017.

Producción de **crudo y gas**

847 KBPD promedio

Al mes de mayo de 2017, la producción de crudo registró un promedio de **847** mil barriles por día (kbpd), mientras que en el mismo periodo de 2016 la cifra fue de **934** kbpd. Entre ambos periodos se registra un descenso en la producción de **87** mil barriles.



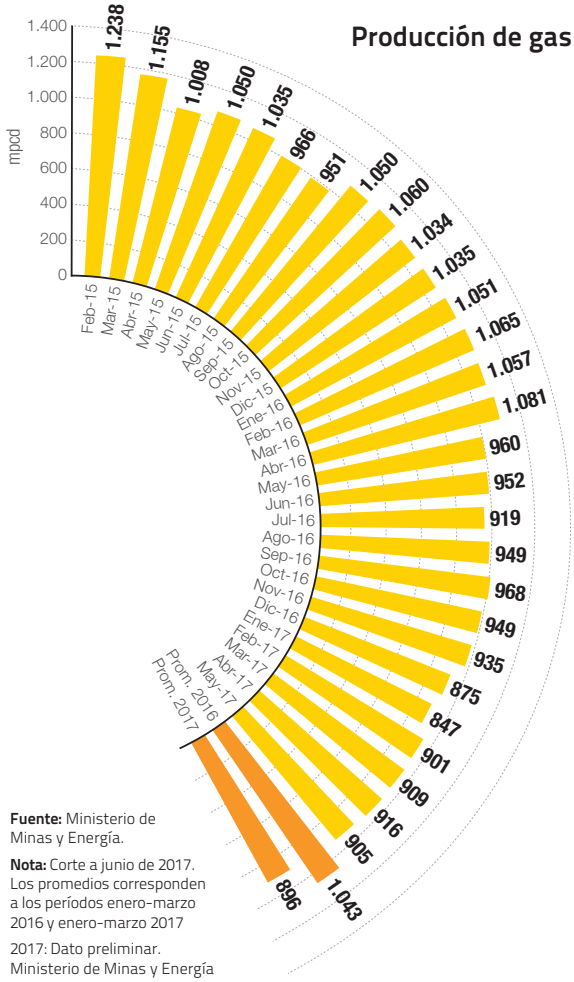
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Nota: Corte a junio 2017. Los promedios corresponden a los períodos enero-marzo 2016 y enero-marzo 2017

2017: Dato preliminar. Ministerio de Minas y Energía

896 MPCD promedio

La producción promedio comercializada de gas, entre enero y mayo de 2017 fue de **896** millones de pies cúbicos diarios (MPCD). Por su parte la producción de gas durante el mismo periodo de 2016 fue de **1.043** millones de pies cúbicos diarios.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Nota: Corte a junio de 2017. Los promedios corresponden a los períodos enero-marzo 2016 y enero-marzo 2017

2017: Dato preliminar. Ministerio de Minas y Energía

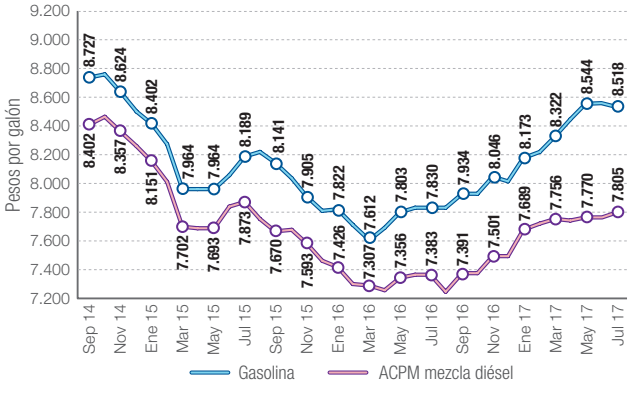
Precio del **combustible**

Galón de gasolina (oxigenada) $ 8.518 ▲

Galón ACPM (biodiésel) $ 7.805 ▲

El precio de referencia de la gasolina oxigenada en la ciudad de Bogotá en julio de 2017 es de **$ 8.518** por galón, ubicándose **$ 688** por encima del precio en el mismo mes del año anterior.

En cuanto al galón de ACPM mezclado con biodiesel, su precio de referencia para julio de 2017 es de **$ 7.805**, es decir **$ 422** por encima de los niveles registrados para el mismo periodo en 2016.



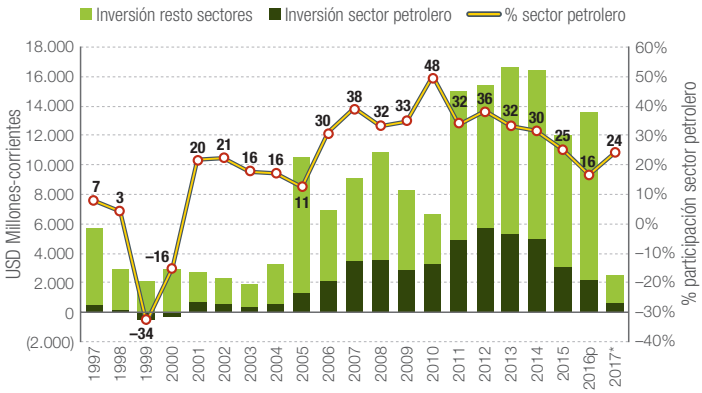
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

* Mezcla suspendida para la gasolina en Bogotá.

Inversión **Extranjera Directa**

US$ 2.515 millones

Al primer trimestre de 2017, la Inversión Extranjera Directa (IED) en el sector petrolero fue de **596** millones de dólares. Para el resto de sectores económicos correspondió a **2.515** millones de dólares. Esta cifra indica que la participación del sector petrolero en la IED a primer trimestre fue de **24%.**



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 mayo de 2017. *Primer trimestre.



Francisco José Lloreda Mera

Presidente ejecutivo de la ACP

Colombia, en medio de sus desafíos, ha sido un país atractivo para la inversión. Se le reconoce por contar con instituciones fuertes, coherencia en su política macroeconómica, equipos técnicos en las entidades de gobierno, libertad de prensa y expresión, y una mejora en términos de seguridad en los últimos 15 años. Al menos comparado con varios países de la región, se precia de ser un país históricamente ajeno a las dictaduras y donde el populismo -tan común en América Latina- al menos por ahora no ha encontrado un terreno fértil. Es decir, se trata de una nación comparativamente interesante para invertir.

Colombia tiene también entre sus principales activos contar con seguridad jurídica razonable. Esto es, unas "reglas del juego" por lo general claras, estables y predecibles, que en el análisis de riesgos y oportunidades han conducido a que un número importante de empresas extranjeras del sector de hidrocarburos, le apuesten al país. Prueba de ello ha sido el incremento en la inversión extranjera en este renglón de la economía, que llegó a superar los 8.000 millones de dólares hace unos años. No obstante, eso cambió recientemente, y no solo por la caída en los precios internacionales del petróleo.

Las cifras hablan por sí solas. Es cierto que la disminución en las cotizaciones del crudo golpeó la industria en todo el planeta, lo cual se reflejó en el desplome de la inversión tanto en exploración como en producción (en adelante, E&P). Sin embargo, el remezón causado en nuestro país fue incluso más fuerte. Mientras que el declive en la inversión en E&P en el mundo fue de 26 por ciento en 2015 y de 23 por ciento en 2016, en Colombia fue de 32 por ciento y 60 por ciento[1], en esos mismos años, respectivamente. Lo anterior anterior implica que algo diferente ha ocurrido en Colombia para que se haya visto especialmente castigada por los inversionistas del sector. La explicación es que hemos perdido competitividad y hay mayor incertidumbre, especialmente jurídica.

La incertidumbre jurídica se manifiesta de distintas maneras: En sentencias de los tribunales y las altas cortes en las que quedan en entredicho derechos adquiridos de las empresas, la propiedad privada y las competencias de la Nación frente a la política mineroenergética; en la proliferación de proyectos de ley y de legislación, que en vez de facilitar la inversión le ponen más cortapisas, y en decisiones propias del Ejecutivo, que dejan entrever no solo inconsistencias en las políticas y procedimientos sino una creciente discrecionalidad en la aplicación de la ley y de la autoridad, en particular en los territorios.

A lo anterior se suma el "tsunami" de consultas populares, que amenazan con paralizar la actividad petrolera en tierra firme.

En mala hora se confundió el hecho de que la propiedad del subsuelo sea del Estado –así lo dice la Constitución- con la interpretación, errada, de algunas entidades territoriales sobre quién define el ingreso de la industria. Estas últimas, en algunos casos, apelan a la manipulación de la sensibilidad ambiental para plantear como eje de dichas consultas falsos dilemas como la elección entre agua y petróleo.

Ante ese panorama y pese a las declaraciones del Ministro de Minas y Energía y del presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, frente a las consultas populares que se han presentado, en las cuales señaló que los resultados de las consultas no son vinculantes ni retroactivas, el sector mineroenergético echa de

[1] Fuente: IEA y Barclays. Cálculos ACP.

Inseguridad jurídica, amenaza creciente

menos una acción más clara y proactiva por parte del Gobierno Nacional. Esto significa que la industria espera una voz unísona y fuerte, que no solo contrarreste jurídicamente los desmanes que empiezan a presentarse con esa y otras figuras de participación mal entendidas sino, que explique y defienda en las regiones, la importancia del sector para el país.

La anterior no debe leerse como desinterés de las autoridades por lo que está ocurriendo, pues las empresas han encontrado las puertas abiertas y la mejor disposición de muchos funcionarios para superar los problemas y se han tomado algunas medidas pero, a juzgar por los hechos, han sido insuficientes. Los riesgos y las amenazas que hoy rondan el quehacer petrolero se empezaron a incubar hace varios años y las respuestas a ellos fueron, en la mayoría de los casos, posiciones y actuaciones tímidas, en un entorno de inestabilidad en ministerios y entidades importantes para el sector, con visiones y estilos disímiles.

Pese a lo señalado, en noviembre del año pasado un grupo de empresas representativas del renglón de los hidrocarburos programó para 2017 duplicar su inversión en E&P, en contraste con el año inmediatamente anterior. Así, en conjunto pasaron de destinar 2.290 millones de dólares a programar para este año 4.700 millones de dólares, mal contados. Además, entre sus expectativas quedó establecido pasar de 25 pozos exploratorios en 2016 a alrededor de 50 en 2017 y recuperar parte de la dinámica perdida en nuevos pozos de producción, pasando de los 150 en el año anterior a más de 500 este año. Si bien esos son números parcos comparados con los 131 pozos explotatorios y los más de 1.000 de producción de 2013, también son una señal positiva, aunque tenue para lo que requiere el país.

Si a lo antes mencionado se adiciona la confirmación de unos descubrimientos de gas en el mar Caribe colombiano, en torno a los cuales el Gobierno Nacional ha mostrado gran expectativa a pesar de que aún es necesario verificar si es viable comercializar ese hidrocarburo o no, el escenario debería ser esperanzador.

Ello, incluso sabiendo que el 75 por ciento de la inversión programada para este 2017 corresponde a obligaciones contractuales de las empresas con la ANH y solo 25 por ciento a proyectos nuevos, y que está por confirmarse si estos presupuestos finalmente se ejecutarán.

Ese panorama esperanzador merece, sin embargo, una alta dosis de realismo. La decisión de las compañías, con Ecopetrol a la cabeza, de invertir este año recursos importantes en E&P es una señal alentadora. Ahora bien, detrás de los números, y pese al deseo de las empresas en apostarle al país, sobre la industria de los hidrocarburos hay nubarrones cargados de incertidumbre que de no ser superados llevarán al traste parte de esas intenciones y de esa inversión. El epicentro de ese "fenómeno climático" es la incertidumbre jurídica, potencializada ahora por las consultas populares.

La seguridad jurídica, aun sin ser la panacea, ha sido un activo de Colombia. Lo mismo sucede con la seguridad fiscal, aunque esta ha sido puesta en duda con una secuencia de reformas y medidas tributarias cada vez más gravosas o que no contribuyen de manera efectiva a reducir la carga fiscal para que al menos en este aspecto seamos más competitivos. Es esa seguridad jurídica la que está en entredicho, la que amenaza a esta y otras industrias, y la que reclama de todas las entidades del Estado, con el Gobierno Nacional al frente, un alto urgente en el camino para poner orden y dar claridad.

Si queremos que Colombia continúe siendo autosuficiente en hidrocarburos, si queremos seguir exportando y si aspiramos a que esta industria siga siendo uno de los motores del desarrollo económico y social del país, todo ello aprovechando de manera responsable y sostenible un recurso natural que está bajo tierra, debemos ser más competitivos. Desde esta perspectiva, el pilar fundamental e inmediato a cuidar es la seguridad jurídica, que es el mínimo requerimiento para buscar inversionistas. Superar las incertidumbres jurídicas del país debe ser la prioridad de las entidades del Estado. ACP



LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS, A SEIS MESES DE LA REFORMA TRIBUTARIA

Por: Nohora Celedón



Operarios de taladro .

Desde enero de este año entró en vigencia la ley 1819 que trajo grandes novedades al régimen tributario del país. La industria petrolera estuvo en el centro de la discusión y hoy está a la expectativa de que se reglamenten varios de los ajustes que influirán directamente en su operación.

Pocas industrias como la de los hidrocarburos han estado desde el inicio en el centro de la discusión sobre la reforma tributaria aprobada a finales del año pasado en Colombia. Para nadie es un secreto que la reducción de los ingresos petroleros del país en los últimos años puso bajo presión el presupuesto de la Nación y de los entes territoriales para inversión y funcionamiento. Esta situación coyuntural impulsó la decisión del Gobierno Central de promover una reforma tributaria que le permitiera conseguir nuevas fuentes de ingresos en el mediano plazo y que, al tiempo, solucionara problemas estructurales del régimen anterior, que lo hacían más complejo, inequitativo y laxo con la evasión.

Pero más allá de la dramática caída en la renta petrolera, la otra razón por la cual la industria de hidrocarburos fue tan relevante en la discusión tributaria es la necesidad urgente que tiene el país de impulsar las inversiones en exploración y producción de crudo y gas, ante los bajos niveles de reservas que amenazan en el mediano plazo la autosuficiencia energética de Colombia. Si se mantienen los niveles de producción actual, las reservas de petróleo con las que cuenta hoy el país alcanzaría solo para cinco años y las de gas para 11, lo que implica que se requieren esfuerzos inmensos en exploración para garantizar que el país pueda seguir beneficiándose de los recursos que existen en el subsuelo.

En este contexto había grandes expectativas del sector frente a la reforma, que incorporó una serie de medidas que atañen directa e indirectamente a las operaciones de la industria - tanto en la producción y exploración de crudo y gas, como en la distribución mayorista de combustibles -, entre ellas un paquete de estímulos que pueden beneficiar el aumento de la extracción de crudo y gas por recobro mejorado, la exploración y la actividad *offshore*.

No obstante, hacer hoy un balance del impacto de la tributaria en el sector de hidrocarburos sería un ejercicio prematuro pues muchos de los efectos del nuevo régimen de tributación se podrán ver solo hasta el próximo año, además porque buena parte de la reglamentación de los temas relacionados con la industria aún no ha sido expedida.

Los cambios para la industria de hidrocarburos

En la reforma aprobada el Gobierno adoptó una serie de decisiones que podrían ser buenos estímulos para que se desarrollen nuevos proyectos y para aliviar el flujo de caja de iniciativas intensivas en capital con retornos que tardan tiempo en materializarse.

Una de las más significativas fue la creación de un Certificado de Reembolso Tributario (Cert), que consiste en otorgarles un título de valor del Gobierno a las empresas, en función de las inversiones que estas realicen en determinados proyectos de exploración y recobro mejorado. Dicho título se podrá utilizar para descontar del impuesto de renta a cargo de las

¿QUÉ HAY DE NUEVO?

La reforma, que empezó a regir desde el primero de enero de este año, tiene entre sus principales novedades:

- La unificación de las tarifas del impuesto de renta y la reducción de las mismas para 2019.
- El Certificado de Reembolso Tributario (Cert) y la devolución del IVA para compra de bienes de capital para proyectos *offshore*.
- IVA a los combustibles amortiguado con una reducción al impuesto nacional.
- La implementación de incentivos tributarios en renta para inversión en las zonas más afectadas por el conflicto armado, y para las inversiones en exploración y producción de hidrocarburos y minería.
- La unificación de los sistemas de liquidación de impuesto de renta para personas naturales (eliminación del Imán y el Imás).
- La ampliación de la base de contribuyentes.
- El aumento del IVA de 16 a 19 por ciento.
- La aplicación de castigos más duros para los evasores.



empresas y también se podrá vender en el mercado secundario, permitiendo al inversionista contar con caja a corto plazo.

Algunos cálculos preliminares elaborados por la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) indican que con este incentivo se podría aumentar hasta en 20.000 barriles la producción diaria de crudo en un tiempo de un año. No obstante, el impacto de la medida dependerá de cómo se reglamenta, lo que aún está en discusión por las autoridades, y no se vería en este primer año de la reforma. La reglamentación del Cert deberá definir cómo funcionará el mecanismo y específicamente qué tipo de proyectos serán beneficiados.

Otra de las medidas importantes que pueden beneficiar a las empresas de todos los sectores económicos, incluido el de hidrocarburos, es que, a partir de la nueva Ley, el IVA sobre bienes de capital (como maquinaria o equipos) se podrá deducir del impuesto de renta.

En particular, para las compañías que adelantan actividades de exploración *offshore*, podrán pedir la devolución del IVA en el año siguiente de haber hecho la inversión. Esta excepción tiene sentido ya que los proyectos costa afuera, durante su etapa de exploración, que puede tardar de 7 a 10 años, no generan ingresos ni utilidades, por lo tanto en este periodo no generan impuesto de renta y el IVA no se puede devolver en virtud de ese tributo. El beneficio, aunque no reduce la carga fiscal de los proyectos petroleros (también llamada *Government Take*), sí ayuda a que las empresas tengan mejor flujo de caja, en especial considerando que son proyectos con inversiones a largo plazo.

A partir de julio las empresas del sector inician la planeación de sus presupuestos para 2018, de aquí la urgencia de que se expida la reglamentación pendiente, que permita materializar estas oportunidades contempladas en la reforma tributaria.

En materia de renta, la unificación de los impuestos Cree, sobretasa a la Cree y renta, que en conjunto pasan de 34 a 33 por ciento (a partir de 2019), fue una buena noticia. “El sector de hidrocarburos podría ser uno de los más beneficiados con la unificación del impuesto, ya que ha tenido una de las tasas efectivas de impuestos más altas, por cuenta de algunas exenciones y deducciones que sí están presentes en otros sectores. Por ello, una baja generalizada del impuesto impacta positivamente la dinámica del sector de los hidrocarburos y simplifica



Campo Moriche, Puerto Boyacá, Boyacá.

el pago de los tributos", señaló el analista de Alianza Valores, Camilo Thomas Ramírez.

Adicionalmente, la reforma mantuvo los beneficios de las zonas francas para proyectos costa afuera e incluso redujo la tarifa de impuesto de renta a 20 por ciento para estos proyectos. Esto permitirá impulsar inversiones en nuevas áreas con gran potencial para crudo y gas, que requieren de cuantiosos recursos para exploración y de condiciones tributarias especiales para ser económicamente viables. "La medida de las zonas francas *offshore* es positiva ya que la disminución en impuestos que representa realizar una actividad económica bajo esta figura, incentiva la misma, lo que se traduce en mejores expectativas exploratorias para el país", aseguró Thomas Ramírez.

No obstante, para las empresas operadoras que tienen inversiones en Colombia, el impacto positivo de estas medidas fue mermado por la inclusión del impuesto a los dividendos para sociedades extranjeras con una tarifa de 5 por ciento. Dado que buena parte de las empresas del sector tiene su casa matriz fuera del país, el impuesto de renta más el impuesto a los dividendos podría llegar hasta 36,4 por ciento. Lo anterior implica un aumento efectivo de la carga impositiva para el sector, especialmente para las empresas que tienen operación en tierra firme cuyo *Government Take* terminaría aumentando entre 1 y 2 puntos porcentuales.

En aquellas dedicadas a la actividad *offshore* terminaría mitigando la reducción en las tarifas de renta, de manera que el impacto sería neutro.

Los cambios en el *downstream*

Desde el punto de vista del negocio de distribución mayorista de combustibles (*Downstream*), la reforma tributaria implementó un nuevo impuesto al carbono que pretende reducir y compensar las emisiones de dióxido de carbono (CO2) para quienes utilicen el combustible para combustión (por ejemplo, el nafta que es un hidrocarburo

En toda la cadena de combustibles, desde su materia prima hasta la distribución al consumidor final, el petróleo vendido a refinerías quedó gravado con IVA. El impacto al consumidor final fue mitigado con una reducción en el impuesto nacional a la gasolina y el ACPM.



Estación de bombeo, Campo Rubiales.



Congreso de la República.

Obras por impuestos

En la reforma tributaria quedó contemplada una nueva alternativa para el pago de impuestos de grandes contribuyentes. Aquellas empresas que tengan ingresos superiores a los 1.070 millones de pesos podrán optar por pagar el impuesto de renta mediante la destinación de estos recursos para la construcción de proyectos determinados en las zonas más afectadas por el conflicto.

Los proyectos deberán ser aprobados por la Agencia para la Renovación del Territorio (que reemplazó al Incoder) y su ejecución sería responsabilidad de los contribuyentes, quienes además deberán asegurarse de que se entreguen de manera oportuna y con estándares de calidad y estabilidad.

Esta iniciativa, que también está pendiente de reglamentación, podría ser una oportunidad para que los beneficios de las operaciones petroleras tengan un mayor impacto en las áreas de operación. Sin embargo, la clave será que la reglamentación de esta Ley facilite la ejecución de los proyectos y permita que la responsabilidad de la inversión de los recursos pueda ser compartida en su justa medida entre entidades territoriales y empresas.

que se genera para diluir crudos pesados y facilitar su transporte, no quedó gravado). Esta medida consiste en un impuesto adicional para los derivados del petróleo utilizados para combustión (gasolina y diésel) y la consecuencia final es que se encarece ligeramente el valor de los combustibles en todo el país, con excepción de los departamentos de Guainía, Vaupés y Amazonas, donde no se aplicará este gravamen. El impuesto aún requiere de una reglamentación que defina los mecanismos de pago y recaudo del mismo.

Adicionalmente, en toda la cadena de combustibles, desde su materia prima hasta la distribución al consumidor final, el petróleo vendido a refinerías quedó gravado con IVA. Este mecanismo tuvo una reglamentación especial en zonas de frontera, dado que estas manejan un régimen especial. Para todo el país el impacto al consumidor final fue mitigado con una reducción en el impuesto nacional a la gasolina y el ACPM.

La industria de los hidrocarburos, como todas en el país, tendrá que hacer ajustes para adaptarse a un nuevo IVA de 19 por ciento y a nuevos impuestos que tendrán impacto en sus flujos de caja. Sin embargo, es indudable que existen oportunidades interesantes en la nueva reforma, que podrían incidir en inversiones adicionales, particularmente en proyectos de exploración y recobro mejorado.

A partir de julio, las empresas del sector inician la planeación de sus presupuestos para 2018, de ahí la urgencia de la reglamentación pendiente, que permita materializar estas oportunidades contempladas en la reforma tributaria, que mantenga el espíritu de la Ley, y que logre incentivar efectivamente las inversiones que el país necesita para mantener en el largo plazo un sector petrolero pujante y que siga aportando los recursos que Colombia necesita para impulsar su desarrollo económico y conservar la autosuficiencia energética. ACP



Al tiempo que se confirma un descubrimiento importante de gas en el mar, el desarrollo de recursos en tierra firme requiere decisiones urgentes para garantizar el abastecimiento de este hidrocarburo en el corto y mediano plazo.

2017: año crucial para el GAS NATURAL



Planta de regasificación de Cartagena, Sociedad Portuaria El Cayao.

Este año coinciden coyunturas definitivas para el horizonte del gas natural en Colombia: Por un lado, el Gobierno Nacional ha señalado que se adjudicará una segunda planta regasificadora en Buenaventura para importación; existen iniciativas para fortalecer la infraestructura de transporte, y se planea una revisión a los esquemas regulatorios de comercialización y transporte de este energético, claves para atraer inversión al sector. Por si fuera poco, Ecopetrol y Anadarko confirmaron la existencia de una "provincia gasífera" en el mar Caribe que abre una nueva perspectiva para las reservas de gas costa afuera.

El desarrollo de esta serie de noticias podría definir el futuro para Colombia de un combustible que representa el 25 por ciento de la energía primaria que el país consume.

No obstante, los antecedentes recientes de la oferta de este energético en Colombia son inquietantes: se completan cuatro años de caída en las reservas probadas, hasta 4.023 gigapiés cúbicos en 2016, que alcanzarían para un poco más de una década. Además, el año pasado hubo una producción promedio de 975 millones de pies cúbicos diarios (mpcd), 13,9 por ciento menos que en 2015, y este año en promedio la cifra ya va en 895 millones de pies cúbicos, según cifras del Ministerio de Minas y Energía. Aún a pesar de las nuevas perspectivas del gas *offshore*, en el corto plazo el panorama no es alentador.

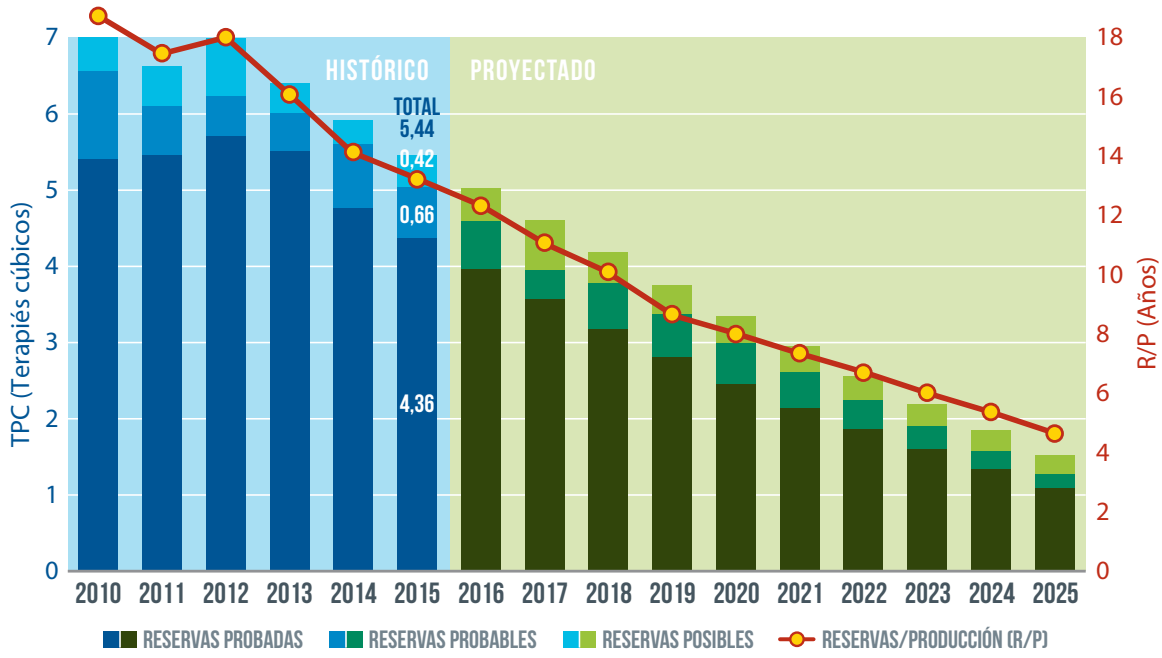
En contraste, la demanda total del país ha tenido un incremento anual promedio de 3,4 por ciento en los últimos seis años y se proyecta que en la década 2015-2025 crezca a razón de 3,1 por ciento anual, según el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, publicado en noviembre pasado por la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme). De hecho, el estudio advierte que en 2023 habría riesgo de déficit en el suministro con lo que hoy se tiene declarado como posibilidad de aumento de producción.

Tal escenario sería crítico para 8,2 millones de hogares usuarios de gas, para los 556.183 vehículos convertidos que ruedan por el país, al igual que para sistemas de transporte masivo como TransMilenio, que contemplan ampliar sus flotas con vehículos que funcionan con este combustible. Esto sin mencionar los estragos para una industria manufacturera nacional a la que cada vez se le exigen mayores metas de reducción de emisiones, que podrían ser cumplidas mediante el uso de gas natural, y con la necesidad de abastecer a plantas de generación de energía eléctrica que funcionan con este hidrocarburo.



Centro de Facilidades de Producción, Cusiana, Casanare.

PROYECCIÓN DE RESERVAS DE GAS EN COLOMBIA 2016-2025
(NO INCLUYE INCORPORAR NUEVAS RESERVAS - TPC)



Fuente: Plan de Abastecimiento de Gas – Noviembre de 2016 – UPME



En esas condiciones, el Gobierno orienta sus esfuerzos a mejorar el conocimiento geológico de las cuencas hidrocarburíferas, facilitar la incorporación de nuevas reservas, crear estímulos para la inversión, fortalecer la red de gasoductos y afianzar el mercado doméstico.

Pero, mientras que los lineamientos pasan del papel a la realidad a través de las regulaciones que deben ser expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg), el hecho es que Colombia ya no tiene asegurada la autosuficiencia con respecto a este energético, a pesar de que probablemente tenga suficientes recursos en su subsuelo para hacerlo, y hoy necesita complementar su oferta interna con importaciones.

Importación o producción nacional

Ahora, según los cálculos del Gobierno, el abastecimiento confiable de mediano plazo depende de asegurar la infraestructura para la importación de gas natural licuado (GNL) por Buenaventura y los gasoductos que lo lleven al interior del país. Esto sumaría a la capacidad de 400 mpcd que tiene la planta regasificadora de Cartagena, enfocada en atender la demanda de generadoras térmicas en épocas de verano, cuando disminuye la hidroelectricidad.

"Entre junio y julio se abrirá la convocatoria de la regasificadora del Pacífico y se estaría adjudicando al final del año. Estamos en la estructuración técnica y, paralelamente, la Creg está definiendo aspectos como la remuneración y criterios de selección del inversionista", explicó el director de la Upme, Jorge Valencia Marín.

La Resolución 40006 del Ministerio de Minas y Energía, publicada el 4 de enero de 2017, indica que este complejo debe entrar en operación en enero de 2021, tendrá igual capacidad de regasificación que la de Cartagena y deberá disponer de un almacenamiento de 170.000 metros cúbicos de GNL. También se dispone construir un gasoducto entre Buenaventura y Yumbo (Valle del Cauca) de unos 102 kilómetros con capacidad de 450 mpcd. Con base en los requisitos, la inversión en Buenaventura oscilaría entre 300 millones y 500 millones de dólares.

"Dados los altos costos, la planta del Pacífico debe garantizar un mercado interno importante, adicional a las plantas de Termovalle y Termocali, y hay que salir a buscar ese mercado", comentó Juan Carlos Rodríguez Esparza, ingeniero de petróleos y exdirigente gremial.

Ahora bien, ¿importar gas envía indicaciones contrarias al gas nacional? Al respecto, el presidente de la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas), Orlando Cabrales Segovia, considera que las señales positivas de abastecimiento con las regasificadoras también envían estímulos de precios a exploradores y productores en el país, así como al Gobierno acerca del momento en el que debe entrar en operación la planta en Buenaventura.

"Si el gas nacional (en boca de pozo) no compite con el GNL, estamos mal pues, por definición, debe ser más competitivo, especialmente *onshore* (continental) porque para la oferta *offshore* se deben tener reservas grandes y es necesario buscar opciones de exportación", agregó el dirigente gremial. En ese análisis se deben tener en cuenta los costos adicionales de licuefacción, transporte marítimo y regasificación del GNL.

Pero de acuerdo con un informe publicado por la ACP, que recoge los análisis de las empresas productoras de gas con operación en el país, la competitividad del gas colombiano está atada a unas reglas de juego que ofrezcan igualdad de condiciones en el mercado, frente el gas natural importado. Por ello, el estudio sugiere que en caso de que se desarrolle el proyecto de regasificación para importar por el Pacífico es necesario ajustar y precisar las propuestas regulatorias del Gobierno Nacional, actualmente en consulta, para no generar asimetrías que perjudiquen la producción de gas colombiano.

Dichas asimetrías se generarían si, como está previsto en la regulación en consulta, se permite la integración vertical entre el transportador y el constructor de la planta de regasificación y si se autoriza la financiación de la planta y de su infraestructura de conexión por parte de la demanda que se beneficia por dicho producto. Esto generaría una desventaja para el gas producido en Colombia, dado que los productores locales no cuentan con dichos beneficios.

Adicionalmente, el informe concluye que es necesario hacer un análisis más profundo antes de iniciar el proceso de licitación y construcción de la planta regasificadora debido a que no es clara la necesidad de tener en 2021 dicha infraestructura, si se tiene en cuenta que con algunos ajustes a la regulación actual sería posible incorporar hasta 1.000 gigapies cúbicos a las reservas, que son recursos que ya han sido descubiertos y declarados como reservas 3P, pero que deben ser desarrollados.

Las decisiones que se tomen en este sentido serán fundamentales, pues terminarán influyendo en el precio con el que los colombianos podrán acceder al gas natural, dado que el gas importado cuesta más que el producido en Colombia. Pero más allá del precio, estimular la producción de este hidrocarburo en Colombia representa una gran oportunidad de recibir nuevos ingresos para el país, de acuerdo con los cálculos de la ACP, incorporar 1.700 gigapiés cúbicos de gas, significaría para Colombia ingresos adicionales de 200 millones de dólares por regalías e impuestos.

Verbo urgente: explorar

De otro lado, incluso con dos regasificadoras, la Upme proyecta que hacia el año 2026 habría que disponer de una nueva oferta para abastecer el mercado interno, la cual podría provenir de más gas importado o de campos nacionales.

“La autosuficiencia en gas no solo es buena por formación de precios y condiciones de mercado. Ya vimos en otras partes del mundo cómo países cierran la llave del gas por temas políticos”.

Germán Corredor Avella, director del Observatorio de Energía de la Universidad Nacional.

“La autosuficiencia en gas no solo es buena por formación de precios y condiciones de mercado. Ya vimos en otras partes del mundo cómo países cierran la llave del gas por temas políticos, o porque priorizan su propia demanda, como sucedió con el gas que iba a llegar de Venezuela desde hace un año pero que aún no ha llegado”, agregó Germán Corredor Avella, director del Observatorio de Energía de la Universidad Nacional.

Los expertos consultados coinciden en que la prioridad debe ser la exploración y poner cifras ciertas al potencial, que se presume alto, en los bloques *offshore* en el Caribe. Sin embargo, el documento del Plan de Abastecimiento advierte: “por estar localizados en aguas profundas, en caso de materializarse las reservas, su desarrollo y puesta en funcionamiento puede tomar por lo menos seis años”.



Así las cosas, ganar terreno en la exploración continental es crucial para responder en menor plazo al crecimiento del consumo. Juega a favor el éxito que tengan, por ejemplo, las campañas de Canacol y Hocol en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, al tiempo que saber abrir la llave para las reservas probadas remanentes en los Llanos Orientales (40,8 por ciento del total a 2015) y La Guajira (22,6 por ciento).

"El futuro del gas se escribe pozo a pozo, pasando de anuncios a hechos sobre la adjudicación de nuevas áreas y la contención de la conflictividad social en los territorios", concluyó Cabrales. Y no hay que olvidar, que del futuro del gas depende también la seguridad energética de Colombia en el mediano y largo plazo. **ACP**

ASÍ PINTAN LOS PRECIOS DEL GAS PARA 2017

Con menor necesidad de gas en las termoeléctricas, en promedio, hoy en el país se pueden conseguir contratos de gas a 5 dólares por millón de unidad térmica (BTU). Esta cifra es superior a los 3,55 dólares por igual cantidad que promediaría el precio en bolsa durante 2017 y que subiría a 3,73 dólares en 2018, de acuerdo con el reporte de enero de la Agencia de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés).

Desde esa perspectiva, los precios internacionales estarán determinados por veranos más intensos, planes de sustitución de carbón por gas en la canasta energética de China y aumento en la producción estadounidense. Para la Upme, hasta 2020 habrá estabilidad de precios en el GNL por sobreoferta de producción y capacidad de licuefacción.



Barco de transporte de gas natural licuado. Barcelona, España. Foto cortesía: www.gasnaturalfenosa.com



Orlando Velandia, presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

“No nos podemos dar el lujo de renunciar al desarrollo de la industria hidrocarburífera”:

Presidente de la ANH

El timonel de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Orlando Velandia, explica cuáles son sus perspectivas sobre la actual situación que afronta la industria y los retos a futuro para el sector de petróleo y gas.

Por: Sharon Hernández

El 2017 parecía ser un mejor año para la industria petrolera en Colombia y el mundo. Sin embargo, la recuperación del precio ha sido tímida, y en medio de un mercado volátil e incierto, se suma hoy el fenómeno de las consultas populares como un nuevo ingrediente a la ya compleja situación del sector en el escenario local.

No obstante, el presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Orlando Velandia, es optimista sobre el futuro del sector, y es enfático en que hay que seguir apostándole a la industria hidrocarburífera, que ha contribuido por un siglo al crecimiento económico del país.

En entrevista con **ACP Hidrocarburos**, Velandia habló de la situación actual de la industria, de lo que viene para el sector, y de sus planes al mando de la autoridad que tiene a su cargo más de 450 contratos para la administración de áreas de exploración y producción de petróleo y gas en Colombia.

ACP Hidrocarburos: ¿Cuál es su opinión frente a lo que está pasando con las consultas populares en contra del sector hidrocarburos?

Orlando Velandia: Si bien este es un mecanismo establecido en el ordenamiento legal colombiano, nos preocupa la forma como se están adelantando las consultas. Infortunadamente se está acudiendo a argumentos sin asidero científico olvidando la trayectoria de esta industria que se ha desarrollado durante más de 100 años en el país. No es cierto que la industria acabe con la capacidad hídrica en las regiones, se está generando una gran desinformación y unos falsos dilemas en la mente de los ciudadanos, quienes salen a las urnas actuando por temor y sin medir los efectos que generen estas decisiones. Lo que ha pasado en Cajamarca es un claro ejemplo de lo que pueden desencadenar estas situaciones cuando se toman medidas sin evaluar integralmente las causas y consecuencias de una decisión, y lo que hemos visto es que se pueden generar enormes consecuencias de cara al futuro.

ACP Hidrocarburos: ¿Cuáles son esas consecuencias?

O. V.: Debemos entender que el país tiene una gran dependencia de la industria hidrocarburífera en materia fiscal. Estas consultas al final nos terminan afectando a todos los colombianos porque en la medida en que no podamos tener los ingresos derivados del sector, tendremos que soportar los gastos del Estado con una mayor carga tributaria, lo que sería insostenible. Ningún país en el mundo se puede dar el lujo de sustituir de la noche a la mañana un renglón de la economía que genere, como es el caso de Colombia, más de 20 billones de pesos por impuestos directos. Hay que poner muy claro en la opinión de los ciudadanos las implicaciones y los efectos fiscales que traería paralizar una industria tan importante para el país.



ACP Hidrocarburos: ¿Qué está haciendo la ANH en este sentido, de qué manera están trabajando para evitar que el fenómeno de las consultas populares crezca?

O. V.: El Gobierno Nacional, en cabeza del mismo Presidente de la República, ha dado claras instrucciones a los ministerios de Ambiente, Interior, Minas y Energía, y a la ANH, para que adoptemos las medidas necesarias. Hemos diseñado un plan estratégico a desarrollar a fin de lograr una adecuada socialización de los proyectos, buscar unos mejores mecanismos de diálogo en las regiones, que busque ante todo explicarle a los ciudadanos los mitos y las realidades de la industria. Es necesario concientizar a los líderes que promueven las consultas populares, sobre nuestra responsabilidad social, fiscal y política de cara al futuro del país. No vamos a escatimar ningún esfuerzo que permita que Colombia siga beneficiándose de esta industria, no nos podríamos dar el lujo de renunciar a su desarrollo, es imposible para un Estado como el colombiano prescindir de un sector tan importante que le ha aportado tanto al país.

ACP Hidrocarburos: En otro tema, la ANH acaba de publicar el nuevo reglamento de asignación de áreas, ¿cuáles son los principales cambios?

O. V.: El reglamento contiene una serie de elementos que busca mejores mecanismos para clasificar áreas, esquemas ajustables a la variación de precios, mecanismos de flexibilización en relación con los compromisos exploratorios que vayan atados a esa fluctuación, pues ya sabemos que estos procesos son cíclicos, entre otros aspectos. Creemos que hemos consagrado unas medidas necesarias para enfrentar la coyuntura y en los ejercicios que hemos realizado de socialización del acuerdo, hemos recibido muy buenos comentarios por parte de la industria.

ACP Hidrocarburos: ¿Qué expectativas tiene la ANH sobre la respuesta de la industria al acuerdo, qué impacto espera que tenga este nuevo esquema en la competitividad del sector?

O. V.: Durante un año y medio nos dimos a la tarea de evaluar cada una de las circunstancias que en materia contractual podrían o no tener una implicación para administrar mejor esta coyuntura y consolidamos estos mecanismos que buscan ante todo incentivar y reactivar la industria en materia exploratoria. Esta nueva reglamentación recoge gran parte de las expectativas de los sectores de interés en esta actividad, desde luego que en un contexto de bajos precios y de imposibilidad para operar en algunas regiones, no es posible que se satisfagan todas las aspiraciones de todos los actores de la industria, pero creemos que hemos hecho un gran esfuerzo a través de este acuerdo para ofrecer un mayor dinamismo. Estamos convencidos que este nuevo acuerdo ayudará a mejorar la competitividad del sector, sumado a los incentivos fiscales de la anterior reforma tributaria y, de paso, al nuevo escenario de posconflicto en Colombia.



> “Un elemento importante a la hora de tomar una decisión de inversión es la seguridad jurídica y esta no debe ser entendida solamente como la agilidad en el trámite de los procesos sino en la firmeza de los actos administrativos”.

ACP Hidrocarburos: Precisamente, sobre las medidas de impulso al sector incluidas en la pasada reforma tributaria, ¿cómo avanza la reglamentación y qué expectativas tiene con la implementación de estos incentivos?

O. V.: Las medidas fundamentales que se lograron van encaminadas a incentivar nuevamente las acciones exploratorias. El Certificado de Reembolso Tributario (Cert) que nos permite generar un mecanismo de ahorro ha sido bien recibido por la industria y estamos en proceso de reglamentarlo; la devolución del IVA para todas las actividades exploratorias en materia *offshore* también es una muy buena señal para las empresas, y la amortización de inversiones, son tres temas que han sido bien recibidos. Tenemos que agilizar el proceso de reglamentación, en eso estamos trabajando con los ministerios de Minas y Hacienda, y antes de terminar el año estarán reglamentados, pues ese es el compromiso que hemos adquirido con la industria.

ACP Hidrocarburos: ¿Cuáles van a ser las prioridades de la ANH en materia de gestión y promoción de áreas?

O. V.: Estamos haciendo un mejor reprocesamiento de la información, de manera que en los próximos procesos de asignación podamos otorgarles a las compañías una mejor información y conocimiento geológico de las áreas. La ANH lleva tres años conociendo mucho más a fondo las cuencas en la parte noroccidental del país y en la parte inferior del Magdalena Medio, que creo que es donde vamos a tener nuestros próximos procesos de asignación. En estas regiones tenemos esperanzas con respecto a los resultados que vamos a obtener, por los modelos geológicos que hemos corrido y por los resultados que nos ha dado la sísmica. Es ahí donde nos vamos a centrar.

ACP Hidrocarburos: ¿Y cómo se está avanzando para lograr una mejor articulación entre las entidades encargadas de tomar las decisiones del sector para impulsar el desarrollo de los proyectos?

O. V.: Con el liderazgo del Ministro de Minas y Energía estamos avanzando en lograr un mecanismo de fortalecimiento interinstitucional para que bajemos los tiempos de respuesta de las autoridades ambientales.



En eso hemos aportado una importante cantidad de recursos para fortalecer la capacidad de respuesta tanto de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (Anla) como del Ministerio del Interior, en la oficina de consultas previas. También es importante conocer de primera mano temas de restricciones ambientales mucho antes de otorgarles contratos a las compañías. Esa es la articulación que tiene que haber, que implica reducción de tiempo y evitar la pérdida de importantes recursos en una actividad exploratoria, para que después no nos sorprendan con restricciones que hubiésemos podido conocer. De nada sirve que nuestra prospectividad sea muy importante si el licenciamiento ambiental queda restringido.

ACP Hidrocarburos: Esto con respecto a la Anla, ¿y en el tema de conflictividad social y la consulta previa?

O. V.: Lo primero es tener definidas las reglas de juego: que tengamos una Ley Estatutaria de Consulta Previa lo más pronto posible. Para eso la Agencia ha manifestado al Ministerio del Interior su apoyo y desde la ANH hemos dispuesto recursos para adelantar rápidamente el proceso de consulta previa de la Ley. Un elemento importante a la hora de tomar una decisión de inversión es la seguridad jurídica y esta no debe ser entendida solamente como la agilidad en el trámite de los procesos sino en la firmeza de los actos administrativos.

Tanto en materia ambiental como social, las empresas no le temen a un trámite específico o a los tiempos, sino a que no haya certeza con respecto a que una vez se tome la decisión esta pueda cambiar en cualquier momento. Podemos tener las mejores áreas, las mejores prospectivas, el licenciamiento ambiental, todo alineado, pero si no hay licenciamiento social, ahí nos quedamos.

ACP Hidrocarburos: En lo relacionado con el fortalecimiento interno de la ANH, ¿qué acciones se están llevando a cabo?

O. V.: Este año vamos a implementar un nuevo esquema de seguimiento y control a los contratos. Es un proceso de arquitectura tecnológica que venimos desarrollando desde hace dos años y que vamos a materializar a finales de este o en el primer semestre de 2018, en el que cada compañía tiene que verse como un solo cliente sin importar la fase, el estado o la etapa en que esté su contrato.

Lo que vamos a hacer es que con un único código la empresa reporte su información obligatoria y esta vaya a un solo repositorio de información; así, las diversas áreas pueden tomar dicha información directamente, minimizando los trámites y los costos que supone para las compañías atender los requerimientos de la Agencia. Además, esto nos ayuda a tener integralidad en el manejo del contrato.

“Es imposible para un Estado como el colombiano prescindir de un sector tan importante que le ha aportado tanto al país”.

ACP Hidrocarburos: El país está volcando su atención al offshore, ¿cuál es su opinión frente al primer borrador de la minuta de los contratos costa afuera? ¿Cree que este instrumento ayudará a impulsar el desarrollo de este tipo de proyectos?

O. V.: Actualmente la minuta la estamos discutiendo con la industria para escuchar sus comentarios, va a ser un proceso amplio, abierto y discutido con todos los elementos sobre la mesa. Igualmente, seguimos internamente en el proceso de capacitación y de articulación institucional para generar todos los elementos técnicos, legales y ambientales acordes con el desarrollo de esta industria. Creo que las compañías que hoy están invirtiendo tienen la tranquilidad y la certeza de que en estos procesos han sido escuchadas, la agencia ha entendido cuál es la magnitud de este negocio y vamos a aplicar nuestras mejores ideas para crear unas reglas de juego que sean atractivas para los inversionistas. Si no somos lo suficientemente asertivos en crear un entorno contractual, fiscal y de reglas de juego, nos quedaremos sin la posibilidad del desarrollo de la industria hidrocarburífera costa afuera en el país.

ACP Hidrocarburos: Y en el caso de los YNC, ¿Qué está pasando? ¿Cuáles son las perspectivas reales de iniciar proyectos no convencionales en el corto plazo?

O. V.: La línea del Gobierno se mantiene en materia de YNC. Lo primero que estamos haciendo es conocer nuestro verdadero potencial en este tipo de yacimientos. Una vez pase este proceso, miraremos cuáles son los pasos a seguir, entre tanto seguimos ajustando los reglamentos necesarios para que si se llegase a dar una fase de producción se garantice que el desarrollo de estos proyectos se va a hacer con todas las condiciones técnicas y ambientales que lo exigen.

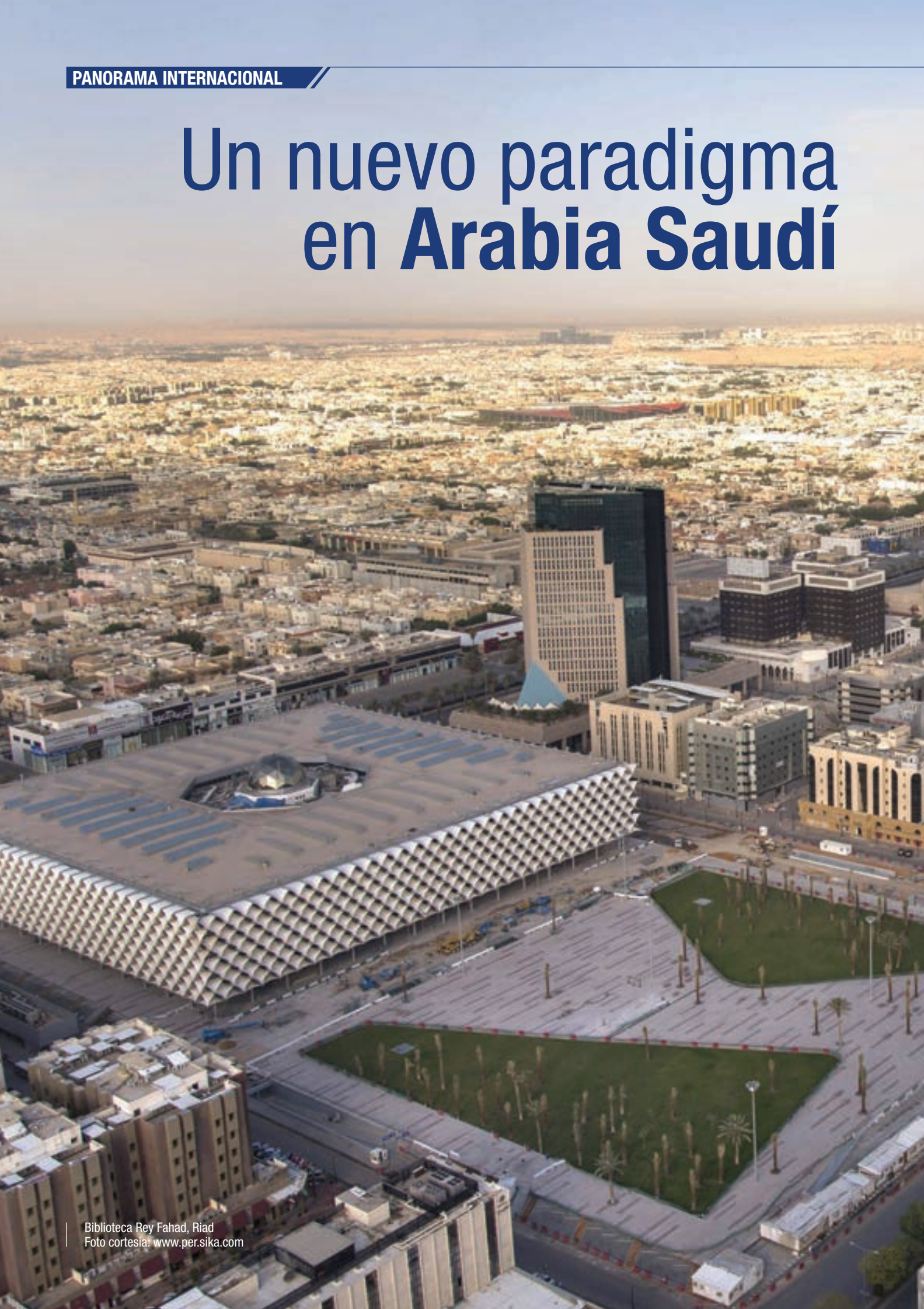
Yo invitaría a muchas personas que están satanizando estos yacimientos de forma ligera, a que revisen nuestra reglamentación y normativa, que es quizá de las más estrictas en el mundo, y es parte del compromiso y la responsabilidad que tenemos en Colombia. Lo importante es que el país no se puede dar el lujo de no aprovechar este tipo de yacimientos, si se llegase a evaluar su potencial explotable.

ACP Hidrocarburos: En el escenario de posconflicto, ¿cómo se está buscando articular la institucionalidad con las empresas, principalmente en las zonas de violencia donde tradicionalmente ha operado la industria?

O. V.: El posconflicto amerita aunar esfuerzos, trabajar articuladamente y en un solo sentido. En estas regiones hay que mejorar mucho más la presencia del Estado con sus autoridades de control y con las entidades que lleven desarrollo social. Si hay zonas que requieren de una acción articulada, son todas estas donde hemos logrado desarrollar la industria y que coinciden con el asentamiento del conflicto. A este sector le va a tocar ejercer un papel muy importante en esta etapa y lo que estamos orientando desde la ANH es que la mejor forma para ser eficientes es manejar un solo discurso, con un mismo propósito, en la misma dirección y optimizando nuestros recursos. ACP



Un nuevo paradigma en **Arabia Saudí**



Biblioteca Rey Fahad, Riad
Foto cortesía: www.per.sika.com



El mayor productor mundial de petróleo adelanta un plan para complementar la explotación de hidrocarburos con otras actividades económicas.

El anuncio tomó a muchos por sorpresa. El primer productor de petróleo del mundo, con reservas del orden de los 266.000 millones de barriles según la información que reporta la Opep, presentó el año pasado su 'Visión 2030'. Se trata de un plan en el que el país de Medio Oriente considera transformar radicalmente su economía y cuyo eje es una estrategia para complementar la actividad petrolera con otros sectores económicos, es decir, reducir su dependencia histórica de la explotación de los hidrocarburos.

Es, nada menos, que un cambio tectónico en la naturaleza de Arabia Saudí, un país cuya identidad ha estado marcada por el hallazgo en su subsuelo del mayor yacimiento de crudo del planeta. Creado en 1932, el joven reino aún buscaba definirse como nación cuando en marzo de 1938 halló petróleo por primera vez. Su historia, y la de Oriente Medio, estarían marcadas para siempre por ese descubrimiento.

En términos generales, el plan a 2030 implica tres columnas: aumentar los ingresos no relacionados con la actividad petrolera; desmontar, al menos en parte, el sistema de subsidios a los servicios públicos y crear un portafolio de inversiones diversificado, y aumentar el flujo de caja mediante ingresos no relacionados con el oro negro.

Numerosos observadores han identificado las razones de este cambio de rumbo en los efectos de la caída de los precios del petróleo en una economía que, como la saudí, se ubica más entre las de ingresos medios-altos que en la del vecindario de los millonarios. Contrario al imaginario popular, Arabia Saudí no posee los vastos flujos de capital de vecinos suyos como los Emiratos Árabes Unidos.



Panorámica de la ciudad Riad.
Foto cortesía: www.revistacosas.com



Reunión de la Opep.
Foto cortesía: www.opep.youtube.com



Ishac Diwan, PhD en Economía y profesor de Política Pública en la Universidad de Harvard, explicó a ACP Hidrocarburos: "Arabia Saudí es uno de los mayores productores de petróleo en el mundo, pero mientras que Emiratos Árabes tiene apenas unos cientos de miles de habitantes, el reino tiene casi 20 millones. Eso pone su IPC (ingreso per cápita) en el rango medio y aumenta la exigencia de su política económica".

Si bien es innegable que un barril que ha visto su precio reducido a menos de la mitad en los últimos dos años afecta sensiblemente las arcas saudíes, hay un tema más de fondo que arroja una luz sobre la naturaleza peculiar de este reino: La concentración de los ingresos en una sola fuente crea para la economía saudí una vulnerabilidad que sus gobernantes no podían seguir ignorando. Una crisis financiera aguda y prolongada podría amenazar, no solo el bienestar de la Nación, sino su propia existencia.

A todo esto se suma el desarrollo de nuevas formas de producción, que potenciaron la participación de actores como Estados Unidos y Rusia, que debilitaron el poder de la Opep —en la que Arabia Saudí tiene enorme influencia— a la hora de controlar los mercados. Convencida de que el futuro es la diversificación, la familia real saudí presentó un ambicioso plan, cambió a su Ministro del Petróleo y anunció, por primera vez en su historia, su intención de vender una participación en la estatal petrolera Aramco, cuya salida a bolsa se considera inminente y para la cual ya fue contratado un banco de inversión.



Facilidad de producción de Aramco.
Foto cortesía: www.globbesecurity.com

Este hecho pone sobre el tapete el doble juego de los saudíes. Por un lado, desean seguir siendo un actor moderno, capaz e influyente en un mercado que, como el petrolero, sigue siendo una decisiva fuente de ingresos. Nadie cree que Arabia Saudí esté pensando dejar a un lado el petróleo, base de su economía, sino en abrirle un impulso a otras actividades económicas.

Por otro lado, ese otro camino tiene que ver con nuevas formas de energía que también sean sostenibles y rentables. Siguiendo los pasos de numerosas compañías petroleras en todo el mundo, la propia Aramco ha invertido por años en el desarrollo de tecnologías de energía alternativa y, de hecho, se le considera pionera en el uso de energía solar así como, en menor medida, eólica. Una parte importante de la Visión 2030 es una estrategia nacional de energía renovable a la que el país planea inyectarle entre 30.000 y 50.000 millones de dólares.

Peligros en el camino

En todo caso, advierten los expertos, el plan saudí no incluye desacelerar las inversiones en exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos. La Visión 2030 no es barata y no tiene sentido descuidar la principal fuente de recursos que tiene el país. Una ironía que no se les escapa a los analistas porque el plan trazado para depender menos del petróleo requiere los recursos que solo el petróleo puede traer.

Ese es el acto de equilibrismo que deben ejecutar los promotores de la visión saudí, que por añadidura no está exenta de riesgos. La reforma financiera ha afectado el vasto programa de subsidios y sus alcances llegan hasta el régimen salarial. El temor a un pronunciado rechazo popular es algo que la familia real saudí tiene muy presente. Eso explica que a finales del año pasado su posición en la Opep haya impulsado un recorte de la producción —el primero en ocho años—, lo que a su vez movió al alza el precio del crudo.

El plan saudí no incluye desacelerar las inversiones en exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas. La Visión 2030 no es barata y no tiene sentido descuidar la principal fuente de recursos del país.

Desde esa perspectiva, el reino necesita recursos para paliar los efectos más inmediatos de su plan. El problema, y esto lo sabe bien el Gobierno Saudí, es que cuando la dependencia del petróleo es total, tanto los precios bajos como los altos son un problema porque golpean la demanda y abren el camino a otras alternativas energéticas que reducen los ingresos de los productores en el mediano y largo plazo.

Para Ishac Diwan, la estrategia saudí es vulnerable debido a la alta tasa de desempleo en ese país, en particular porque el Estado es, a la vez, el principal empleador. Solo algo más del 40 por ciento de los ciudadanos en edad de trabajar tiene empleo mientras que la mayoría hace parte del recargado sistema de entidades públicas. Mantener más empleados de los que resulta eficiente tener y mejorar la eficiencia del sistema es el desafío para que la Visión 2030 —que contempla introducir a Arabia Saudí entre las 15 economías más importantes del mundo— sea realizable.



Torre del reino en la capital, Riad.
Foto cortesía: www.mapamundial.co



Príncipe heredero Mohammed Bin Salman
Foto cortesía: www.inteligenciapetrolera.com.co

La cara del plan saudí es el príncipe Mohammed Bin Salman, heredero del reino, Viceprimer Ministro y, con 31 años, el ministro de Defensa más joven del mundo. El año pasado, al anunciar la Visión 2030, explicó que su estrategia quiere fortalecer la economía sin alterar radicalmente la vida del ciudadano promedio o ceder terreno en el panorama energético global.

"Seguimos tan comprometidos como siempre en mantener nuestro papel en los mercados mundiales de energía y, de hecho, buscaremos fortalecer nuestra posición como el proveedor de energía más confiable del planeta", señaló el príncipe en declaraciones que recogió entonces The New York Times.

No obstante, para reducir lo que gasta en salarios, Arabia Saudí necesita pasar a miles de sus ciudadanos al sector privado, en el cual la eficiencia es la norma. Además, debe reducir los cómodos subsidios que permean hoy su economía. Por eso el Gobierno decretó un impopular proceso de desmonte de algunos beneficios, que busca equiparar las cargas entre corporaciones públicas y privadas.

"Seguimos tan comprometidos como siempre en mantener nuestro papel en los mercados mundiales de energía y, de hecho, buscaremos fortalecer nuestra posición como el proveedor de energía más confiable del planeta".
Príncipe heredero Mohammed Bin Salman

Mientras que otros países se benefician de un activo sector empresarial y de una cultura del emprendimiento, en Arabia Saudí esta última es, por decir lo menos, incipiente y muchos jóvenes sueñan, no con crear empresa, sino con entrar a una oficina pública y dejar que el Estado se encargue de ellos.

El mundo, no solo el sector petrolero, seguirá con atención el proceso que ha emprendido Arabia Saudí y de su éxito dependerá tanto la estabilidad de la industria y gran parte de la región, como la generación de un modelo aplicable a otros países que enfrentan desafíos similares. ACP



Germán Espinosa, presidente de la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros (Campetrol).

“Tenemos que demostrar que el petróleo es un aliado para el desarrollo regional”:

Germán Espinosa, presidente de Campetrol

Más de 45 años en la industria de hidrocarburos le han dado a Germán Espinosa el conocimiento necesario para entender la dinámica y complejidad del sector, principalmente en un país como Colombia.

Germán Espinosa está convencido de la importancia de esta industria para el desarrollo regional y el crecimiento económico de la Nación, y por eso llegó a la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros (Campetrol), para continuar trabajando desde allí por la viabilidad del sector hidrocarburífero y toda su cadena, especialmente las empresas de bienes y servicios a las que representa.

En entrevista con **ACP Hidrocarburos**, Espinosa habló de cómo evalúa el actual panorama del sector, de los efectos de la más reciente crisis de precios y de por qué es importante aunar esfuerzos entre todos los actores para garantizar la sostenibilidad de la industria.

ACP Hidrocarburos: ¿Cómo analiza el panorama actual de la industria petrolera y qué tan optimista es frente a los desafíos que enfrenta?

Germán Espinosa: En Campetrol somos optimistas por naturaleza, aunque también realistas. Este ha sido un año con unos retos tremendos: es un año electoral, estamos en la implementación de los acuerdos de paz con las Farc, en un proceso de negociaciones del Gobierno con el ELN, la conflictividad social ha ido en aumento y se ha recrudecido el tema de las consultas populares; de modo que, en ese escenario, el año tiene retos muy grandes.

Sin embargo, somos optimistas en relación con la actividad del sector y estamos viendo que tenemos, prácticamente, el doble del presupuesto que en 2016 para exploración y producción. Aunque todavía estamos lejos del monto en el que deberíamos estar, sí significa que la actividad ha venido repuntando. De todas maneras, vemos que se está generando más actividad y eso nos hace ver con optimismo el panorama.

ACP Hidrocarburos: La crisis que hemos visto en los últimos dos años ha golpeado toda la cadena de hidrocarburos, ¿cuál es su diagnóstico del estado actual de las empresas de servicios que operan en el país?

G. E.: Cuando se presenta una situación de ciclo bajo de precios, los impactos económicos son muy fuertes; eso se refleja en la actividad de las compañías de Exploración y Producción (E&P) y, por supuesto, en las de servicios, que somos quienes ejecutamos muchos de los trabajos que la industria demanda.

Este escenario, en el cual hay una contracción monetaria fuerte y en el que los flujos de caja se vuelven tan importantes, ha afectado mucho a las compañías de bienes y servicios. Hay unas que han desarrollado una gran resiliencia y un poder de adaptación ante las circunstancias, pero también muchos de nuestros afiliados no lo han podido hacer, teniendo que reestructurar sus compañías y sufriendo las consecuencias de ello. Las reducciones de costos que ha hecho la industria han sido del orden del 40 por ciento.

Nosotros, como Campetrol, hemos contribuido en gran medida a ello, porque hemos sido afectados con la reducción de las tarifas. Todos nos hemos acomodado al mercado, lo que nos ha ayudado en unos casos, a la vez que ha sido una carga muy pesada para las empresas de servicios, en particular.

ACP Hidrocarburos: Este año se ha visto una recuperación en los precios con relación al año anterior, ¿cómo espera que esto se refleje en la actividad de las empresas de su sector?

G. E.: En lo que estamos viviendo hay una gran incertidumbre en cuanto a los precios. Estamos en un equilibrio inestable y habrá que esperar para ver cómo evolucionan la oferta y la demanda.

Si bien es cierto que la tendencia cambió, hay que ser prudentes, ver cómo se desarrolla realmente el mercado y si hay disciplina de parte de los productores Opep y no Opep con respecto a las cuotas. La actividad va de la mano con esa percepción de precios y vemos que sí se ha comenzado a reactivar a nivel internacional, pero aún estamos lejos de tener un mercado estable.



"Las realidades han cambiado y ahora hay una gran cantidad de formas de expresión y participación ciudadana, que hay que entender y con las cuales hay que trabajar de la mano. En eso estamos con el Comité Gremial Petrolero".

ACP Hidrocarburos: Los obstáculos que tienen que afrontar las empresas en territorio cada vez impactan más la actividad del sector. ¿Cuál cree que debe ser la manera de abordar temas de conflictividad en las regiones?

G. E.: Tenemos que trabajar junto con todos los actores. Es un alineamiento fundamental y para ello debemos acercarnos, dialogar y escucharnos. El diálogo informado es uno de los elementos más importantes en estos casos. La conflictividad social se da por muchas razones, y en muchas oportunidades por el mismo modelo de relacionamiento que hemos venido manejando desde el sector hacia las regiones. Este ha sido transaccional, extorsivo y permisivo de cierta manera; por eso debemos cambiar a un modelo de principios y valores amarrado a la Constitución del 91.

Las realidades han cambiado y ahora hay una gran cantidad de formas de expresión y participación ciudadana, que hay que entender y con las cuales hay que trabajar de la mano. En eso estamos con el Comité Gremial Petrolero: trabajando juntos, integrando mensajes y alineándonos en una serie de aspectos que van a permitirnos definir lo que va a ser el futuro de esta industria, ante situaciones como las que se han presentado recientemente con las consultas populares.

ACP Hidrocarburos: Precisamente, ¿cuál es su opinión con respecto a las consultas populares, la forma como se están implementando y su efecto en la seguridad jurídica?

G. E.: Ese es un fenómeno que se está dando en Colombia y a nivel internacional, que nos muestra una sociedad que está cuestionándose a sí misma cada vez más sobre muchos temas, y este no es la excepción. No obstante, sucede que a veces nos dejamos encasillar en falsos dilemas como petróleo o agua y petróleo o desarrollo, cuando no hay que elegir entre el uno o el otro. En eso tenemos que trabajar de cerca con el Gobierno Nacional, las administraciones regionales y la industria, para hacerles entender a las comunidades que el petróleo es un aliado fundamental en el desarrollo regional.



La industria petrolera es una generadora muy importante de recursos. Actualmente, a pesar de la caída en los precios, todavía tenemos un aporte importante en impuestos, dividendos y regalías. No hay otra actividad económica que pueda reemplazar a la petrolera en ese sentido, ni en el corto ni en el mediano plazo. El petróleo va a seguir siendo relevante acá por mucho tiempo y tenemos que jugarle a eso, así como a demostrar que realmente es un aliado y un motor para el desarrollo regional.

ACP Hidrocarburos: ¿Cuál es su análisis de la última reforma tributaria aprobada y cómo cree que impactará la actividad y los balances de las empresas de servicios?

G. E.: Hay un sabor agridulce. Uno quisiera que hubieran existido incentivos mucho más claros y contundentes, que mandaran mensajes de sostenibilidad sobre el negocio y la industria, pero tampoco podemos desconocer que, en efecto, en unos sectores, como el *offshore*, ha habido incentivos importantes.

Hay temas, como las zonas francas, que van a ayudar mucho en el desarrollo de una industria nueva que debe estructurar muy bien sus cadenas de abastecimiento. En ese sentido hay experiencia, no solo de las compañías de exploración y producción, sino de las empresas de bienes y servicios, que tienen tecnología de punta y conocen sobre el tema. Ahí tenemos un ámbito de trabajo significativo del que esperamos resultados positivos este año.

"Sucede que a veces nos dejamos encasillar en falsos dilemas como petróleo o agua y petróleo o desarrollo, cuando no hay que elegir entre el uno o el otro".

ACP Hidrocarburos: ¿De qué manera pueden trabajar los gremios del sector para promover un mejor desarrollo de la industria y cuáles cree que son las áreas donde se pueden gestionar mayores sinergias?

G. E.: Yo estoy convencido de que la industria petrolera es un aliado del desarrollo regional. Debemos jugarle al compromiso que tenemos con el agua, el manejo responsable y cuidadoso del ambiente y sus impactos, incluidos los sociales.

Tenemos que hacer pedagogía regional acerca de estos temas pues hay mucha desinformación. Una de las maneras de cambiar el chip es tener un mejor modelo de relacionamiento y una forma clara de presentar los impactos, pues por supuesto los hay y se deben reconocer. Pero también es cierto que hay una gran planeación de parte de todas las compañías para prevenirlos; si se presentan, mitigarlos, y si es necesario, compensarlos. Ahí es necesario hacer pedagogía de manera muy directa con las comunidades, en lo que todos podemos trabajar. **ACP**



PANORAMA PETROLERO: MEJORES PRECIOS, NUEVAS INCERTIDUMBRES

Por: Diana Delgado
Periodista especializada en temas mineroenergéticos

Una leve mejoría en los precios del crudo, simplificación en el régimen tributario y cambios en la política energética de los Estados Unidos son solo algunos de los factores que han cambiado el escenario petrolero global este año.



Trabajador en taladro de perforación. La Ocha, Huila.

Luego de que el precio de referencia internacional WTI (West Texas Intermediate) tocara los 26 dólares por barril el 11 febrero del año pasado —su nivel más bajo desde 2003—, la industria petrolera avanza en un año con mejores precios comparados con los de 2016 pero con una oleada de incertidumbres que generan dudas sobre si se podrán o no cumplir con las expectativas del sector.

¿Hacia dónde van los precios?

Es innegable que la decisión de los países miembros y no miembros de la Opep, de recortar la producción de crudo hasta en 1,8 millones de barriles por día, y el anuncio de la prórroga de esta medida por nueve meses más, ha tenido un efecto sobre el mercado, pero no son la única explicación a la recuperación de las cotizaciones del barril en el primer semestre. En los primeros meses de 2017, el precio del petróleo arrancó con un aumento en la cotización internacional del WTI que alcanzó los 53,99 dólares por barril el 7 de enero, y el promedio de la cotización en lo que va del año se ubica por encima de los 50 dólares, muy por encima de los 26,11 dólares por barril que tocó en febrero de 2016.

El 30 de noviembre del año pasado, las naciones pertenecientes a la Opep acordaron disminuir la producción en 1,2 millones de barriles por día y posteriormente, el 10 de diciembre, una docena de no miembros decidió retirar del mercado 600.000 barriles día adicionales, en un recorte total que equivale al 2 por ciento de la oferta actual. Dicha decisión fue prorrogada hasta mayo de 2018, para poner aún más presión al mercado.

El acuerdo marcó un cambio significativo en la guerra de precios de dos años que fue liderada por el cartel de Arabia Saudita contra el esquisto estadounidense.





Personal en Campo Floreña, Casanare. |

La decisión de los países miembros y no miembros de la Opep de recortar la producción de crudo hasta en 1,8 millones de barriles por día, y el anuncio de la prórroga de esta medida por nueve meses más, ha tenido un efecto sobre el mercado.



Tramo del oleoducto Keystone XL, Dakota del Norte, Estados Unidos. Foto cortesía:www.swcoalition.org

De acuerdo con Argus Media, un proveedor global de cotizaciones de precios, inteligencia e información de mercados de energía, se prevé que el crecimiento de la demanda mundial para 2017 y 2018 sea de 1,54 millones de barriles diarios y de 1,41 millones de barriles por día respectivamente, impulsado por el aumento en el consumo de Asia-Pacífico, Oriente Medio y África. Pese a este buen pronóstico en el crecimiento de la demanda, habrá apenas una reducción marginal en la disminución de inventarios, debido al aumento en la oferta. Por esta razón, para 2018 Argus estima una acumulación de existencias de alrededor de 450.000 barriles por día.

Para Pedro Carmona, director del Instituto de Hidrocarburos, Minas y Energía (Ihme) de la Universidad Sergio Arboleda, el acuerdo de la Opep permitió en un principio crear una banda de precios que evitaba que la cotización de crudo cayera de los 50 dólares por barril. Sin embargo, desde finales de abril los precios del WTI se empezaron a ubicar por debajo de los 50 dólares, principalmente por las mejoras en la competitividad y la reducción de los costos de producción de los *shales* en los Estados Unidos, lo cual permite que aún con los actuales precios inferiores se puedan mantener altos inventarios.

Argus prevé que el crudo se situará en 51,5 dólares por barril durante el tercer trimestre para el North Sea Dated (Brent), cayendo a un nivel promedio de 49,6 dólares por barril en el cuarto trimestre del 2017. Así mismo, para el próximo año, la firma pronostica que el nivel promedio estará por debajo de los 50 dolares por barril.

Para otros analistas, el mayor manto de duda sobre el futuro de la cotización recae sobre la creciente producción de esquisto en los Estados Unidos, la cual podría descarrilar los esfuerzos de otros grandes productores de reequilibrar la oferta y la demanda mundial de petróleo.

Para 2017, la producción de líquidos de EE.UU se pronostica en un promedio de 13,2 millones de barriles por día, según datos de Argus Media, lo que representa un aumento de 650.000 barriles por día en comparación con 2016. Y se prevé que aumente aún más en 2018 hasta llegar a 14,15 millones de barriles por día. Sin embargo, el WTI ha estado negociando consistentemente por debajo de 50 dólares por barril desde mayo. Si los precios se mantienen en estos niveles durante varias semanas más, los productores de esquistos de los

Estados Unidos deberán recortar la actividad de perforación. “Pero eso no necesariamente se traducirá en una desaceleración sustancial en el crecimiento de la oferta, ya que la productividad y los caudales de la perforación han aumentado masivamente en los últimos años, especialmente en la cuenca de “Permian”, donde se produce la mayor parte del petróleo de esquisto,” afirma Argus.

En ese país el recuento de taladros de perforación se desaceleró por primera vez en la última semana de junio, después de aumentos consecutivos durante 23 semanas, para terminar en 940 unidades activas al 30 de junio de 2017 —según datos recolectados por la firma de servicios petroleros Baker Hughes—, 509 plataformas más que en el mismo período del año anterior.

“Los estadounidenses han podido bajar los costos de operación para los proyectos de yacimientos no convencionales, muy por debajo de los 50 dólares por barril. Lo que debemos esperar es un aumento considerable en la producción de crudo en los Estados Unidos, ya que todas esas plataformas activas están extrayendo más”, afirma Alejandro Martínez, consultor externo en hidrocarburos para la firma de consultoría AMV Consultores.

El impacto en Colombia

De cumplirse el pronóstico sobre el petróleo arriba de los 50 dólares por barril, los analistas pronostican una recuperación en la actividad exploratoria y de producción en Colombia.

De acuerdo con los resultados del Estudio de Ambiente de Inversión, realizado por la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), en 2017 se calculan inversiones para la producción entre 3.070 y 3.370 millones de dólares, más del doble de los 1.500 millones de dólares del año pasado. En materia de exploración, las compañías de hidrocarburos estiman destinar entre 1.400 y 1.570 millones de dólares, en su mayoría para cumplir obligaciones contractuales aplazadas de años previos, en contraste con los 790 millones de dólares del año pasado.

Este salto estará enfocado principalmente en detener la caída de la producción, la cual se ubica entre 890.000 y 910.000 barriles diarios en promedio durante 2017. Ello en comparación con los 885.000 barriles de 2016 y muy por debajo del 1’005.000 barriles por día registrados en 2015. Sin embargo, aún estas tímidas expectativas no se han logrado porque atentados contra la infraestructura y bloqueos han mantenido la producción por debajo de los 850.000 barriles diarios.

Así mismo, gracias a los estímulos otorgados por el Gobierno para la exploración costa afuera (*offshore*), la tendencia de inversión en este tipo de áreas se podrá mantener al alza. En 2017, las empresas destinarán 650 millones de dólares a exploración petrolera marítima, subraya Francisco José Lloreda, presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo.

En septiembre del año pasado, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo aprobó las tres primeras zonas francas para la exploración *offshore*. El tema, que se analizó por casi dos años, permitirá otorgar beneficios en el pago de impuesto a la renta, IVA y aranceles para la exportación en el caso de importaciones hechas en zonas francas.



“Los estadounidenses han podido bajar los costos de operación para los proyectos de yacimientos no convencionales, muy por debajo de los 50 dólares por barril. Lo que debemos esperar es un aumento considerable en la producción de crudo en los Estados Unidos, ya que todas esas plataformas activas están extrayendo más”.
Alejandro Martínez, consultor externo en hidrocarburos para AMV Consultores.



Operario en taladro.
Foto cortesía: www.oilandgasmagazine.com.mx

Nueva política energética en Estados Unidos

El presidente de los Estados Unidos, Donald Trump, ha enviado señales claras que confirman que su política energética favorecerá en mayor medida a los combustibles fósiles. El primer mandatario ha manifestado ante sus simpatizantes que tiene una postura muy diferente a la de Barack Obama.

Esto lo comprobó con las órdenes ejecutivas que firmó en las primeras dos semanas de su presidencia, al revivir la construcción de dos polémicos oleoductos descartados previamente por la administración de Obama ante la fuerte presión de grupos ambientalistas.

Mediante dicha firma, Trump revivió el extenso oleoducto Keystone XL, que transportaría crudo desde Canadá hasta refinerías en Estados Unidos, y el Dakota Access, que atravesaría territorio indígena en Dakota del Norte. "Con esto se puede confirmar que a Trump le preocupa más alcanzar la autosuficiencia energética", afirmó Carmona.

Así pues, las tierras federales y las áreas costa afuera, que antes estaban fuera del alcance de las productoras de petróleo, también podrían ser abiertas por una nueva administración que está tratando de estimular la producción: "El presidente Trump ha prometido recientemente inaugurar una ´era dorada de la energía estadounidense´, prometiendo promover agresivamente la producción de petróleo, gas y carbón con la esperanza de lograr un dominio global en el sector energético," concluye la firma analista.

Aún así, la flexibilización de los requerimientos ambientales para el desarrollo de proyectos petroleros en Estados Unidos no necesariamente se replicará en países de la región como Colombia, en donde cumplir con las metas fijadas en los acuerdos de París y reducir el calentamiento global son prioridad para el Gobierno, así como la reducción del consumo de combustibles fósiles es una de las estrategias adoptadas para tal fin.

Carmona estima que esto influirá, por ejemplo, en los tiempos que se tome el país para definir la normatividad medioambiental en aras de tomar decisiones para la exploración de crudo y el gas no convencional.

En ese sentido, las empresas habían solicitado insistentemente dicho beneficio. Su argumento era que la exploración *offshore* requiere millonarios recursos que implican un alto grado de incertidumbre. Así, se estima que perforar un pozo en alta mar puede costar en promedio alrededor de 120 millones de dólares, cuando un pozo en tierra oscila entre 5 millones y 10 millones de dólares.

Por otra parte, la nueva estructura tributaria simplifica la carga fiscal de las compañías al eliminar la contribución sobre la renta para la equidad, más conocido como Cree, así como la sobretasa de la Cree y el impuesto al patrimonio. Para Julio César Vera, consultor y actual presidente de la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (Acipet), la reducción del impuesto sobre la renta, la simplificación de la estructura tributaria y un precio en alrededor de 50 dólares fomentarán las inversiones en petróleo y gas.

"La simplificación del régimen tributario hará que las inversiones en hidrocarburos sean más viables, pero el Gobierno debe moverse rápido expidiendo los decretos reglamentarios sobre mucho de lo que se aprobó en la tributaria", manifiesta Vera. El experto se refiere a los decretos que deberán definir las condiciones para hacer efectivo el Certificado de Reembolso Tributario (Cert) que quedó consignado en la reforma.

Con todo esto, y a pesar de que la incertidumbre es una de las pocas constantes en el panorama petrolero global, las señales que hasta ahora ha dado el 2017 dan pie para pensar que, al menos, este será un año mejor que el anterior y un ciclo modestamente más optimista para la industria global. Si Colombia quiere aprovechar este nuevo periodo de estabilización en los precios, debe mejorar de manera urgente su competitividad. ACP



JUAN DIEGO GÓMEZ
Senador de la República

LA CRISIS PETROLERA NO ES UNA CUESTIÓN PASAJERA

La problemática que hoy afronta el sector petrolero en nuestro país no es una cuestión pasajera con soluciones de corto plazo. Se trata de una crisis de fondo que llevará varios años remediar, y no precisamente por la escasez de un recurso natural que se ubica en las entrañas de nuestra tierra, sino más bien por el hecho de no tener claras las medidas que permitan superar lo más pronto posible la actual desmotivación de los inversionistas por destinar los recursos necesarios para procesos *upstream* (exploración, perforación y extracción) del reconocido oro negro.

El escenario económico de Colombia necesita una reacción positiva del sector de hidrocarburos, dado el impacto que este genera en los resultados de su PIB y otros indicadores macroeconómicos. Ante el poco desarrollo que se ha presentado en otros renglones de la economía, es difícil compensar el déficit presupuestal ocasionado por la caída de la producción, exportación e inversión en el sector petrolero, como se evidencia en los resultados económicos publicados por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, Dane.

La caída del precio del crudo, que el año pasado alcanzó sus niveles más bajos en la última década, al igual que la poca inversión en producción, generaron una crisis que bien vale analizar. Estos aspectos los trata poco la ciudadanía en general e incluso en el Congreso, ocasionalmente, podemos obviarlos para centrar las discusiones en las regalías o las cargas impositivas para los inversionistas. Por ejemplo, uno de los temas pendientes es la publicación del mapa de tierras y las minutas para el nuevo esquema de asignación permanente de áreas petroleras, con mayor información sísmica, preaprobación de las licencias ambientales y consulta previa realizada.

Desde el Congreso de la República estamos en la obligación de liderar un cambio que permita tomar medidas inmediatas y generar opciones de inversión en el sector petrolero, un trabajo que se debe realizar en conjunto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ecopetrol y representantes de las más destacadas compañías inversionistas.

Estos dos últimos aspectos generalmente se constituyen en causas para que los inversionistas no se interesen en asumir el riesgo de desarrollar proyectos petroleros en Colombia, pues conocen las dificultades de dichos procesos, que no se compadecen de la inversión tanto en tiempo como en los recursos que requiere. Esto hace que se genere menos interés en inversionistas extranjeros e incluso en Ecopetrol.

Durante el primer semestre de 2016, la perforación de pozos petroleros fue casi nula y la reactivación presentada durante el segundo semestre estuvo lejos de alcanzar las proyecciones realizadas. Es importante aclarar que el desarrollo de procesos *upstream* es el que más dinamiza otras actividades, que no solo mueven el sector de hidrocarburos, sino que generan movimiento en renglones como el de transporte, infraestructura, comercio y en general todos los procesos *downstream* (refinación, transformación, distribución y comercialización de combustibles).

Además de los factores mencionados, debemos sumar elementos como la carga arancelaria establecida para las exportaciones correspondientes al crudo, que representa un 26 por ciento de su valor FOB, como lo publica el Dane en su boletín técnico de exportaciones.

Desde el Congreso de la República estamos en la obligación de liderar un cambio que permita tomar medidas inmediatas y generar opciones de inversión en el sector petrolero, un trabajo que se debe realizar en conjunto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ecopetrol y representantes de las más destacadas compañías inversionistas.

Esto debe darse en una mesa de trabajo que analice la problemática y le presente al Gobierno Nacional alternativas prácticas para dinamizar el sector. Se trata de realizar un trabajo colectivo que permita tomar decisiones que faciliten solucionar una problemática ampliamente diagnosticada.

Tenemos a nuestros pies una inmensa riqueza por explotar. Con la tecnología actual y con la implementación de las mejores prácticas, se puede desarrollar una actividad petrolífera en armonía con los requerimientos de protección ambiental.

No podemos permitir que por la falta de análisis, flexibilidad y decisión, Colombia pase de ser un país exportador a uno importador de petróleo. ACP

La Cira-Infantas: EL PUNTO DE PARTIDA DE LA HISTORIA DEL PETRÓLEO EN COLOMBIA

Por: Sharon Hernández





El próximo año, el emblemático complejo hidrocarburífero ubicado en el valle medio del río Magdalena cumplirá sus primeros cien años y con él se celebrará el primer siglo de la industria petrolera en Colombia.

El próximo año, La Cira-Infantas, padre de los campos petroleros de Colombia, cumplirá cien años y, con ello, el país celebrará el descubrimiento comercial del yacimiento que marcó el inicio de la industria de hidrocarburos en el país y su entrada al panorama petrolero mundial.

Fue gracias a la campaña de la Tropical Oil Company, más conocida como la 'Troco', que se descubrió en 1918 el yacimiento Infantas II. Seis años más tarde, en 1924, surgió el segundo yacimiento más importante de la época: La Cira. Dada su proximidad geográfica y al ser operado por la misma compañía, se empezó a reconocer el petróleo de allí como la producción de La Cira-Infantas.

"Desde 1925 y con el incremento de la producción empieza a renombrarse y conocerse mundialmente esta explotación de la Tropical en Colombia como un conjunto, como la concesión de Mares", explica Miguel Ángel Santiago, historiador del petróleo en Colombia. Es por esta razón que hay quienes celebran el cumpleaños de La Cira, aunque en términos estrictos el primer siglo corresponde a Infantas; "La Cira se asocia a esos 100 años de Infantas, porque es el binomio de dos campos muy importantes", añade el especialista.

Aunque este éxito exploratorio es un hito que abrió paso con fuerza a la explotación de hidrocarburos en el país, la historia de este yacimiento inicia muchos años antes. Ya en 1541, el cronista Gonzalo Fernández de Oviedo narraba la sorpresa de los españoles al ver los manaderos naturales de petróleo que se encontraban en La Tora y Barrancabermeja (Santander), donde las tribus de los indígenas Yariguíes utilizaban el líquido oscuro para curar las dolencias musculares, la tos, el dengue y hasta la angina de los niños. Además, utilizaban el hidrocarburo para encender sus lámparas y mecheros e impermeabilizar sus vasijas.

No obstante se requirieron cuatro siglos más, y la determinación e inversión de empresas del sector privado, para convertir ese potencial en un recurso explotable y fue hasta 1921 cuando se estableció en firme la producción comercial de este campo e inició el desarrollo de la industria petrolera en el país, que se consolidó después con el descubrimiento de nuevos campos en el Magdalena medio, el Catatumbo y el valle inferior del Magdalena.

La Cira-Infantas no solo es símbolo de los inicios del petróleo en Colombia sino uno de los casos de éxito en materia de recobro mejorado.



Panorámica aérea del campo La Cira-Infantas.

Desde su inicio, estos yacimientos no solo marcaron un hito a nivel macroeconómico, al convertir a Colombia en un país productor de crudo: el impacto a nivel regional fue aún más significativo. El desarrollo que se dio en el departamento de Santander, donde está ubicado el campo, impulsó el progreso social y el crecimiento económico de la región con la creación del municipio de Barrancabermeja y el corregimiento El Centro y toda una construcción de infraestructura de bienes y servicios necesaria para la operación.

"En un punto entre lo que era Barrancabermeja e Infantas, cerca de la explotación de La Cira, se levantaron talleres, viviendas, casinos, campamentos para solteros,



otros para supervisores, la estación del ferrocarril, casas para familias, colegios y un hospital; a eso se le llamó El Centro, que fue y ha sido hasta la fecha una ciudad en miniatura, y que fue, a partir de 1925, el punto de referencia para la Tropical Oil Company en su desarrollo de producción; así como Barranca fue la referencia para la refinación de petróleo", explica Santiago.

Esto trajo consigo un impulso a la generación de empleo y múltiples beneficios para los habitantes. Argemiro Gualdrón es un líder social de El Centro. Ha vivido en ese lugar por 54 años y ha visto el efecto de la operación hidrocarburífera en la zona, así como el impacto positivo de las inversiones que ha realizado la industria a lo largo de los años allí: "Tengo familia que se ha beneficiado, jóvenes que han podido estar en universidades con el proyecto La Cira, otros han podido laborar y con sus mejores salarios han sacado adelante a sus familias", asevera.

Para 1939 vino el pico más alto de la producción en La Cira-Infantas, cuando alcanzó 786 pozos productores activos y una producción de 64.971 barriles promedio diario (BPD) de crudo, que se exportaban a Canadá, Aruba, Francia, Italia, entre otros países y ponía a Colombia en el escenario internacional. Posteriormente, casi diez años después, en 1948, la producción del campo cayó y tuvo su punto más bajo, con 4.293 BPD.



Operadores de taladro en La Cira-Infantas.

Tres años más tarde, en 1951, la concesión de Mares fue revertida y la 'Troco' dejó de operar el campo para darle paso a la estatal Ecopetrol (Empresa Colombiana de Petróleos, para la época). Así, las raíces de la empresa más grande de Colombia están estrechamente ligadas con este campo petrolero.

El ejemplo de La Cira-Infantas

Para 2005, gracias a un contrato de colaboración empresarial entre Ecopetrol y Occidental Andina (Oxy), se inició la nueva etapa de resurgimiento de este emblemático campo.

La sinergia organizacional hizo posible que el complejo petrolero pasara de tener menos de 5.000 barriles diarios de producción a ubicarse en uno de los 10 mayores campos productores en Colombia, con cerca de 40.000 barriles diarios (39.041 para junio de 2017).

Las dos compañías han trabajado en conjunto, con responsabilidad social y ambiental para llegar a este punto. La Cira-Infantas no solo es símbolo de los inicios del petróleo en Colombia sino uno de los casos de éxito en materia de recobro mejorado.

El trabajo de acondicionamiento de pozos implementado en el campo consiste en el desarrollo de reservas a través de la perforación de nuevos pozos productores, mediante inyección de agua y otras actividades como el cañoneo de zonas productoras para mayor recuperación de reservas; también a través de la implementación de sartas selectivas de inyección de agua, las cuales permiten mejorar la eficiencia de recuperación de hidrocarburos en las arenas productoras del campo.

"Alcanzar este nivel de producción ha involucrado la implementación de desarrollos tecnológicos en toda la cadena de producción de hidrocarburos, dada la complejidad y madurez del campo. La Cira-Infantas enfrenta grandes retos tecnológicos, sociales y financieros, lo cual requiere del trabajo mancomunado con las instituciones y la comunidad, siempre buscando alternativas que hagan posible que nuestras operaciones contribuyan al desarrollo de forma sostenible", explica el gerente del campo, Norberto Díaz Rincón.

Al ser un apalancador del autoabastecimiento de hidrocarburos para el país, La Cira-Infantas ha contribuido al desarrollo regional, y nacional con 1,3 billones de pesos en regalías, producto del incremento de la producción y una inversión social del orden de los 565.000 millones de pesos en la última década. Estos han sido destinados a proyectos de inversión social orientados al fortalecimiento del desarrollo local y regional, como apoyo para el suministro de agua potable, electricidad, gas, mantenimiento de vías, erradicación del analfabetismo, mantenimiento de la infraestructura de escuelas, proyectos productivos y fortalecimiento a empresas locales, entre otros.

Desde Ecopetrol, como operador del campo, reconocen que La Cira-Infantas es un campo con mucho potencial por explotar en los próximos años, y la continuidad de este





Taladro de perforación.

La sinergia organizacional hizo posible que el complejo petrolero pasara de tener menos de 5.000 barriles diarios de producción a ubicarse en uno de los 10 mayores campos productores en Colombia, con cerca de 40.000 barriles diarios.

dependerá de las inversiones y los planes de trabajo a futuro que se diseñen desde la compañía y su socio empresarial.

"Nos hemos propuesto participar en el desarrollo sostenible del país en un marco de corresponsabilidad y respeto de los derechos humanos, velando porque los proyectos vayan de la mano con el desarrollo del territorio, la protección del medioambiente y el crecimiento del país. Es así como el proyecto La Cira-Infantas ha contribuido, y esperamos que lo siga haciendo", concluye Díaz Rincón.

Desde esta perspectiva, La Cira-Infantas, el punto de partida de la historia petrolera de Colombia, aún tiene mucha historia que contar y mucho por ofrecerle al país. **ACP**



Planta de abasto de combustibles.



NUEVOS AJUSTES AL SERVICIO PÚBLICO DE EMPLEO

Ante los nuevos desafíos en torno a la gestión laboral y las nuevas demandas de las comunidades por mayor contratación local de empleo, las autoridades redefinen las reglas de juego para el sector hidrocarburos y le apuntan a fortalecer el Servicio Público de Empleo.

Las expectativas de mayor contratación laboral siempre han sido un asunto delicado en las zonas de operación de la industria de hidrocarburos. Si bien los proyectos de este sector generan mano de obra de calidad, contratan personal local en su mayoría e impulsan encadenamientos productivos que estimulan la creación de empleos indirectos en las áreas donde operan, también es cierto que no es un sector intensivo en vinculación laboral.

En parte por esta razón, temas relacionados con la contratación de personal se han constituido como el principal factor de conflictividad en estos territorios, debido a que la oferta de puestos de trabajo es limitada y la demanda tiende a ser más alta.

Precisamente, para que el desarrollo de la actividad de los hidrocarburos lleve más beneficios a las comunidades vecinas, vincular localmente a los colaboradores requeridos se ha convertido en una práctica muy común arraigada a las actividades de exploración y producción. Así quedó en evidencia en el Informe de Gestión Social publicado por la ACP, que explica que de los 95.293 empleos que generó la industria en 2015, el 70 por ciento corresponde a mano de obra local tanto calificada como no calificada.

En 2012, cuando no existía una normatividad específica, de los 143.000 empleos que creó la industria, el 69 por ciento ya era local. Ecopetrol, por ejemplo, muchos años antes de que se expidieran reglamentaciones en este sentido empezó a contratar personal de la región de manera prioritaria.

Sin embargo, las exigencias de contratación local son la causa principal de la conflictividad en territorio. Por eso, para minimizar los riesgos de conflictividad asociada a la contratación laboral de las empresas del sector, el Ministerio de Trabajo decidió expedir una serie de regulaciones sobre la contratación de mano de obra en la industria de los hidrocarburos.

En 2013 creó el Servicio Público de Empleo (SPE) mediante el Decreto 2852. Específicamente para el sector de hidrocarburos, en 2014 se divulgó el Decreto 2089, que fijó normas puntuales para la vinculación laboral en municipios donde se desarrollan proyectos de exploración y producción de petróleo y gas.

Con esta normatividad se definió el procedimiento para priorizar la mano de obra local, se estableció que en las regiones se debe contratar la totalidad de la mano de obra no calificada y al menos el 30 por ciento de la mano de obra calificada; también fijó el proceso de gestión para publicar vacantes y el de seguimiento por parte de la Unidad Administrativa del SPE.

No obstante, como esta reglamentación era transitoria, en octubre de 2016 el Ministerio expidió el Decreto 1668, que definió con mayor claridad los fundamentos de la contratación laboral para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Sin embargo, su puesta en marcha ha representado retos sustanciales para el Gobierno y las empresas.

En efecto, la implementación ha exigido desmontar procesos de intermediación laboral, tener mayor presencia regional de las instituciones del Ministerio de Trabajo, desarrollar infraestructura estatal a través del fortalecimiento de los prestadores autorizados del SPE y cambiar la cultura y forma tradicional de gestionar las vacantes.

Luego de cuatro años de operación, el SPE ha registrado grandes avances, en particular en regiones como el Magdalena Medio, Meta y Casanare, en donde se ha logrado implementar el Servicio progresivamente.



Ingreso a planta de abasto, Facatativá, Cundinamarca.



Operario en planta de abasto.

La implementación ha implicado desmontar procesos de intermediación laboral, una mayor presencia regional de las instituciones del Ministerio de Trabajo, el desarrollo de una infraestructura estatal a través del fortalecimiento de los prestadores autorizados del SPE, y un cambio en la cultura y en la forma tradicional de gestionar las vacantes laborales.

Sin embargo, esta herramienta aún necesita ajustes y estrategias que impulsen su fortalecimiento y entrada a los territorios y resuelvan problemas asociados a la falta de acceso de las comunidades, diferentes interpretaciones de la reglamentación, resistencia por parte de las juntas de acción comunal o autoridades locales que se oponen y expiden su propia normatividad al respecto.

Lo bueno, lo malo y lo feo

Para las empresas operadoras del sector petrolero, la creación del SPE ha fortalecido la legalidad y la transparencia en el proceso de contratación, en la medida que ha eliminado gradualmente la intermediación laboral de terceros, lo que evitaba el desarrollo equitativo de la vinculación de personal.

De acuerdo con voceros de compañías del sector, antes de la reglamentación del SPE existía en los territorios de operación un monopolio en torno a la contratación, que estaba generalmente en manos de representantes de las comunidades, quienes presionaban a las organizaciones a seleccionar el personal remitido sin que se cumplieran los perfiles requeridos; contratación de personal no requerido, aumentos en salarios que no guardaban correspondencia con las funciones del trabajador, entre otras exigencias.

Analistas del sector coinciden en que la implementación del SPE le quitó un poder a las juntas de acción comunal, que estaban generando muchas distorsiones en la contratación, lo que ha causado, en algunos casos, una disminución en la conflictividad social.

Tal es el caso de Ecopetrol, que de acuerdo con la información que suministra ha logrado disminuir la conflictividad en su entorno en 42,5 por ciento en 2016, en comparación con el año inmediatamente anterior, en parte gracias a la creación del SPE.

Sin embargo, a pesar de su avance en algunas regiones del país, aún existen municipios donde se debe fortalecer su implementación e incluso poner en acción. En efecto, en 2017 el SPE está enfocando sus esfuerzos en llegar a los departamentos de Huila, Tolima, Putumayo, La Guajira, Atlántico y Magdalena, así como está definiendo acciones para su puesta en marcha en otros como Caquetá y Putumayo, en donde su desarrollo aún es incipiente.

No obstante, persisten preocupaciones. Para algunas empresas operadoras del sector petrolero, la regulación del SPE ha dejado vacíos. El problema principal se origina en el proceso de priorización de la mano de obra, en la medida que en temas laborales el área de influencia de los proyectos hidrocarburíferos no es la vereda o el corregimiento aledaño al campo, sino todo el municipio. Como esto es potencialmente diferente a la definición del concepto de área de influencia establecida en el marco de la licencia ambiental, se han generado confusiones y nuevas expectativas de contratación en los territorios.

"Que la priorización no empiece por las veredas nos está generando un elemento de presión con nuestros vecinos



Operario en plataforma de abasto.

directos, porque trabajadores de las veredas de influencia de nuestros proyectos se están quedando por fuera de la contratación", afirma la vocera de una petrolera.

Otro factor problemático es que la reglamentación define la mano de obra calificada como aquellas personas que tengan estudios técnicos, tecnológicos o profesionales. Esto implica que el personal que antes era considerado calificado de acuerdo con la experiencia y experticia en un cargo, ahora es catalogado como mano de obra no calificada.

"El decreto deja por fuera a los calificados con experiencia, cuyas competencias no necesariamente están certificadas por una entidad educativa. Eso se ha convertido en un problema para las empresas", afirma otra vocera.

Por otro lado, el acceso al SPE requiere el uso de plataformas tecnológicas de las que carece la población de las veredas o comunidades fuera del casco urbano. En efecto, en muchos de los casos, las comunidades no tienen acceso a internet ni a un computador, y esto no solo ha generado una dificultad para que las personas se puedan postular a una vacante, sino que significa un desafío importante para la implementación del SPE.

La herramienta del SPE implica un enorme desafío cultural, tecnológico, regulatorio y de presencia institucional, pero su implementación efectiva es una gran oportunidad para regularizar las relaciones laborales entre empresas y comunidades, mediante la intermediacion del Gobierno.

¿Un giro hacia el *downstream*?

A pesar de que la normatividad vigente define medidas especiales para la contratación de mano de obra, que se limitan al sector de exploración y producción de hidrocarburos *onshore*, esto ha generado confusiones en otros segmentos de la cadena sectorial, como actividades relacionadas con transporte, refinación, acopio y distribución de combustibles; es decir, con las actividades comúnmente conocidas como *midstream* y *downstream*, a las cuales no se les aplica la normatividad definida en el Decreto 1668 de 2016.

A pesar de que el procedimiento de gestión de vacantes a través del SPE aplica a cualquier empresa en Colombia, independientemente del sector en el que se ubique, es claro que para el de exploración y producción de hidrocarburos hay una normatividad especial definida por un decreto específico, que no aplica a ninguna otra actividad, a pesar de que algunas comunidades aledañas a las de *midstream* y *downstream* están exigiendo que sean aplicadas.

Lo preocupante es que, por estas razones, ya se han registrado bloqueos a terminales de acopio de combustibles por parte de personas que exigen ser contratadas bajo los parámetros del Decreto 1668. Este tipo de manifestaciones podría causar problemas de abastecimiento de combustibles en un futuro, y de hecho ya ha ocasionado dificultades operativas en las empresas distribuidoras de combustibles.

"El decreto se convirtió en un referente en todas las actividades de hidrocarburos. Si bien no aplica a las actividades de distribución de combustibles, la gente lo ha extrapolado y está exigiendo que esos mismos porcentajes de contra-

El desafío de desarrollar un sistema eficiente que permita canalizar la oferta de puestos de trabajo disponible y la demanda de personal calificado y no calificado en las regiones productoras, está vigente para toda la cadena.

tación se apliquen a ellos porque, en su percepción, la industria de hidrocarburos es una sola y no hay una clara diferenciación de las actividades", afirmó a ACP Hidrocarburos la directora del SPE, Claudia Camacho.

Esta percepción es errónea dadas las diferencias existentes entre ambas partes de la cadena, tanto en la normatividad expedida para la contratación laboral como en la gestión laboral propia de la actividad. Este segmento de la cadena, que se asimila a una actividad comercial, no debe cumplir porcentajes de contratación, debe definir procesos de priorización de mano de obra local o cumplir con las obligaciones laborales definidas para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

En consecuencia, es necesario que el Gobierno Nacional deje muy claro en las socializaciones correspondientes cuál es la aplicabilidad de las diferentes normativas que existen en torno a la gestión laboral. Esto con el objetivo de no generar expectativas que exacerben las capacidades de las empresas del sector ni de extrapolar reglamentaciones que han sido definidas bajo unos parámetros específicos según las actividades. Solo así se podrán evitar y prevenir conflictos alrededor de las actividades del *downstream*.

No obstante, es necesario tener en cuenta que varias empresas de la cadena dedicadas a actividades de distribución de combustibles y lubricantes, vinculan personal local en sus programas de Responsabilidad Social Empresarial o Ciudadanía Corporativa. En el caso del transporte de los hidrocarburos, Ecopetrol también viene aplicando esa política. "Hemos tenido consideraciones especiales para oleoductos y poliductos, porque hay una tradición muy grande de contratación de mano de obra local en el entorno inmediato", aseguró Eduardo Uribe Botero, vicepresidente de Desarrollo Sostenible y Ambiental de Ecopetrol.

El desafío de desarrollar un sistema eficiente, que permita canalizar los requerimientos de personal calificado y no calificado de las empresas, con la mano de obra disponible en las regiones productoras. El Servicio Público de Empleo tiene todo el potencial de consolidarse como esa herramienta, pero la implementación en territorio conlleva desafíos. Una mayor transparencia en los procesos de contratación de acuerdo con las particularidades de cada industria es primordial, pero sin que se constituya en un factor que dificulte el desarrollo de las operaciones del sector. ACP

Conoce cómo Colombia se conecta con el mundo en:
Org. Puerto de Cartagena @OrgPuertoCTG Organización Puerto de Cartagena

¡CIENTOS DE PERSONAS PIDEN SUS DESEOS A LA LUZ DE LAS VELAS QUE SALEN POR EL PUERTO DE CARTAGENA

Desde la mitad del siglo XIX las velas se fabrican de parafina, un derivado del petróleo que hoy los artesanos e ingenieros colombianos exportan a todo el mundo



La Organización Puerto de Cartagena moviliza más de 100.000 contenedores con derivados del petróleo y conecta a Colombia con el eje petroquímico de las Américas.

Sociedad Portuaria Regional De Cartagena S.A.
Puerto De Cartagena
Contecar

ORGANIZACIÓN PUERTO DE CARTAGENA
www.puertocartagena.com



RAFAEL HERZ
Vicepresidente de Operaciones y Sostenibilidad, ACP.

EL SECTOR EN TERRITORIO: CONFLICTOS, RETOS Y OPORTUNIDADES

Desde hace unos años, la industria hidrocarburífera se enfrenta a una oposición cada vez más decidida en las zonas donde opera. Ahora bien, ¿cuáles son las razones de la actual problemática de la industria en las regiones productoras? No hay duda de que existe una relación compleja entre las compañías y los actores principales en las áreas, y que esta ha generado rechazo público de la industria en muchos casos.

Muchos análisis consideran que el cambio en el Sistema General de Regalías es la principal razón de este creciente decontento. Algunas autoridades regionales han retirado su apoyo al sector, por considerar que con la reducción de los aportes por concepto de regalías a sus territorios fueron "despojados" de dineros generados con sus recursos naturales. En alcaldes y gobernadores se percibe el costo político de permitir el desarrollo de la industria sin beneficio de los recursos de inversión. Si bien este aspecto es una razón muy importante del malestar regional, no es la única.

Un elemento esencial adicional ha sido la ausencia de Estado y de Gobierno en las zonas de operación petrolera. Esto ha generado una profunda insatisfacción por parte de la población, debido a las necesidades básicas insatisfechas en el territorio. Las operadoras son vistas como sustitutas del Estado en la prestación de servicios y en la creación de oportunidades de desarrollo económico.

La llegada de recursos de proyectos hidrocarburíferos a regiones con altos niveles de pobreza crea, en muchos casos, un entorno propicio para los conflictos, dada la destinación de recursos, su inversión y los beneficios que serían distribuidos a través de generación de empleo y de la compra tanto de bienes como de servicios. Estos conflictos se mezclan con intereses particulares, que muchas veces rondan en la ilegalidad.

El llamado posconflicto, o la “construcción de la paz”, presenta oportunidades y retos para la legitimidad del sector. Ante las iniciativas de inversión que el Estado estará promoviendo en las regiones, así como la financiación de obras por impuestos, el renglón podrá jugar un papel importante en la gestión de recursos y proyectos en coordinación con autoridades nacionales, regionales y locales.

Por otro lado, la reciente caída de la actividad del sector, dificultan el cumplimiento de las expectativas existentes en las comunidades. A lo anterior se ha sumado la falta de comunicación efectiva por parte del sector, que no ha permitido la entrega de información relevante y la construcción de confianza. Los espacios comunicativos han sido abarcados más por detractores a la industria que suelen utilizar verdades a medias, generalidades y simplificaciones. En particular, la discusión que se ha llevado a estos canales ha versado en los supuestos impactos ambientales de la actividad petrolera y se ha llevado a explicaciones tendenciosas. Y hoy, ante el nuevo contexto nacional, también se ha usado como base de la discusión el modelo de desarrollo económico.

La oposición a la actividad se ve reflejada en aspectos como bloqueos y vías de hecho, y en consultas populares. En el contexto de la reglamentación de los acuerdos de paz se podrían regular aspectos de las garantías y las limitaciones de la “protesta social”, el alcance y las consecuencias de dichos mecanismos de participación. Pero el problema no es simplemente de “legalidad”, es necesario que la actividad recobre su legitimidad en el territorio.

Para lo anterior es importante que la industria, directamente y a través de terceros validadores, describa, presente y divulgue información clara, coherente y fidedigna sobre los impactos y beneficios de la actividad. Así, de manera activa y proactiva, debe generar confianza desde un principio. Este proceso debe ser acompañado por el Gobierno Nacional que, como contratante, es quien puede y debe llevar mensajes claros, concisos y firmes a las regiones.

El llamado posconflicto, o la “construcción de la paz”, presenta oportunidades y retos para la legitimidad del sector. Ante las iniciativas de inversión que el Estado estará promoviendo en las regiones (Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial), así como la financiación de obras por impuestos. El renglón podrá jugar un papel importante en la gestión de recursos y proyectos en coordinación con autoridades nacionales, regionales y locales. A esto se suman recursos de inversión obligatoria y voluntaria en aspectos sociales y ambientales.

El sector tiene cómo demostrar sus beneficios económicos, no solo a nivel nacional sino, y sobre todo, regional. Su rol es y será esencial para construir la paz y generar opciones de desarrollo en las zonas rurales. Ante la discusión sobre uso y acceso al suelo, así como acerca del modelo de desarrollo económico, tanto el sector petrolero como el Estado están llamados a hacer presencia y divulgar el mensaje de que no existe una contradicción entre la presencia de la industria y otras actividades económicas en el territorio. para Y, por otro lado, lo importante e indispensable que es la actividad hidrocarburífera el país y para el bienestar de las regiones. ACP



Offshore: navegando en equipo por el oleaje normativo



Plano general de la plataforma de perforación Chuchupa, La Guajira.

Autoridades ambientales y del sector hidrocarburos del Gobierno trabajan para definir un conjunto de reglas que permita adelantar las actividades petroleras costa afuera con una regulación acorde a estándares internacionales.

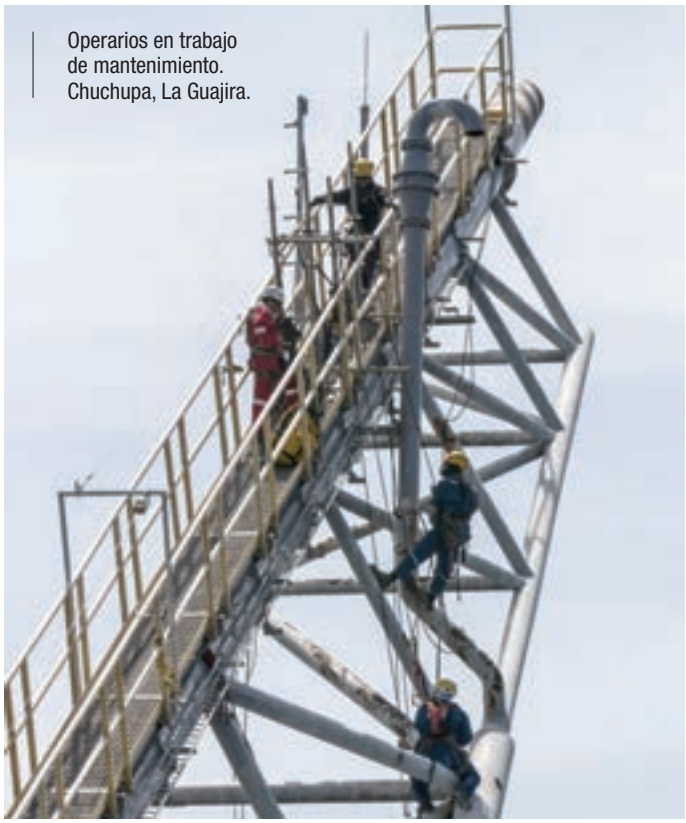
Hace poco más de cuatro décadas Colombia encontró en el mar Caribe la primera reserva desarrollable de gas costa afuera. Los campos Chuchupa y Ballena, descubiertos en 1972, aún suministran más del 40 por ciento del gas natural que el país consume.

Actualmente, en esta área la expectativa frente a un nuevo hallazgo de recursos, bien sea crudo o gas, es prometedora. Empresas como Petrobras, Anadarko, Repsol, Shell y Ecopetrol pretenden continuar con sus campañas exploratorias que hasta ahora han dado muy buenos resultados.

Las mayores perspectivas se encuentran en zonas que, aunque también están en el mar Caribe, como los campos de La Guajira, se consideran una nueva frontera pues se ubican en aguas profundas y ultraprofundas. Por esa razón, en los últimos años, autoridades ambientales y del sector energético han venido definiendo una carta de navegación para que las compañías interesadas en estas áreas puedan intensificar sus actividades de exploración y adelantar las de producción, una vez se comprueben los recursos.

Esto porque, si bien la actividad ya se viene desarrollando, es necesario que la normativa colombiana garantice tanto la protección del ecosistema marítimo como una regulación compaginada con los estándares internacionales vigentes. Este proceso ha requerido que los funcionarios encargados de definir las normas conozcan la evolución de la tecnología para exploración y producción *offshore* en el mundo, dado que este subsector sigue siendo novedoso para el país.

"Tenemos que saber lo que debemos regular, en qué momento y bajo qué condiciones. Pero no podemos llegar al extremo de hacer nuestra propia regulación sin tener los referentes exitosos a nivel internacional". Orlando Velandia, presidente de la ANH.



Operarios en trabajo de mantenimiento. Chuchupa, La Guajira.



Plataforma de producción Chuchupa, La Guajira.

La historia de una reglamentación

Hace dos años, el Ministerio de Minas y Energía empezó a trabajar en un reglamento técnico que abarcaba aspectos operacionales, marítimos, ambientales, económicos, de salud ocupacional, seguridad física y de procesos.

Luego, ese mismo Ministerio y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) contrataron a la firma inglesa IHS para desarrollar una propuesta de reglamento técnico que incluía aspectos ambientales, fondos de abandono y uno ambiental de 1.000 millones de dólares para toda la industria. Este documento no dio el resultado esperado, por considerarse que no se ajustaba a la realidad de la industria y las necesidades del país. Pero este fue solo el punto de partida.

Tras revisar los comentarios realizados por las empresas del sector, el año pasado, el experto del Reino Unido James Munro recomendó que se formularan normas con base en los impactos observados a nivel mundial, promoviendo la implementación de tecnologías de avanzada.

Munro, gerente Senior en HSE de la División de Energía del Reino Unido, señaló que las normas deben partir de la innovación y de las soluciones para el progreso de la industria, así como fijar estándares técnicos y ambientales que se ciñan a las experiencias internacionales.

Señaló que en el mundo se pasó de un modelo prescriptivo a uno de aporte continuo entre las compañías y las entidades de regulación, bajo cuatro enfoques básicos: los regulados deben tener confianza en el regulador; el regulado debe interactuar y participar con el regulador; el que crea los



riesgos debe gestionarlos (sin fórmulas particulares sino cumpliendo un objetivo claro de política), y un liderazgo en procesos y seguridad.

Por ejemplo, en el caso de los métodos para la perforación de pozos exploratorios, las normas no definen una ruta formal para hacerlo sino que señalan que el operador del área debe asegurarse del diseño, ejecución, seguridad y abandono de la misma. Esto indica que su responsabilidad es tener el equipo adecuado para cumplir los requerimientos en todo momento.

Atendiendo a esta recomendación y siguiendo los comentarios de la industria, se decidió sacar para comentarios un nuevo reglamento técnico *offshore*. Dicho documento aborda los aspectos operacionales y de seguridad de procesos, y se espera que pronto sea publicado en su versión definitiva.

El presidente de la ANH, Orlando Velandia, afirma que hay que entender la gran diferencia entre la regulación del *onshore* y la del *offshore*; en ese sentido, indica que lo primero es definir cuál es la línea base de desarrollo de toda la industria. "Tenemos que saber lo que debemos regular, en qué momento y bajo qué condiciones. Pero no podemos llegar al extremo de hacer nuestra propia regulación sin tener los referentes exitosos a nivel internacional", afirma.

El directivo señala que el reto es que este año queden en firme la nueva minuta de los contratos *offshore*, el reglamento técnico y la normatividad ambiental.

Los aspectos prioritarios en materia de regulación ambiental para el *offshore* son: los términos de referencia para estudios de impacto ambiental y las normas sobre vertimientos al mar.

El reto ambiental

Hoy, los dos aspectos prioritarios en cuanto a la reglamentación ambiental, para que el *offshore* tome el impulso que el país requiere, son: los términos de referencia para la elaboración de estudios de impacto ambiental para la perforación costa afuera y la norma sobre vertimientos al mar.

Este proceso no se ha tomado a la ligera. En cuanto a vertimientos, la norma se viene trabajando desde hace dos años y ha estado discutiéndose entre autoridades ambientales, empresas y academia. Sin embargo, aún hay escollos. Por ejemplo, en el borrador de la norma se mantienen restricciones muy altas sobre parámetros que hacen parte de las propias condiciones físico-químicas presentes de forma natural en el mar.

"No se debería aplicar reglas de exploración en tierra que tienen que ver con cuerpos de agua dulce, muy sensibles, a cuerpos de aguas oceánicas. Una cosa es verter en un cuerpo de agua en tierra y otra en el océano, que tiene una capacidad de dilución exponencialmente más elevada y un comportamiento resiliente. No se pueden comparar una con otra", señala un directivo de una empresa del sector. De este modo, el reto de ajustar la norma de vertimientos a la especificidad y características del ecosistema marino se mantiene.

Sobre los términos de referencia para la exploración, el proyecto de reglamentación de la autoridad ambiental también contiene aspectos que generan debate. Uno de los principales es que para perforar y construir los pozos, labor que toma entre tres y cuatro meses, se piden monitoreos durante y después de la perforación que tardan casi dos años y se requiere información amplia, que no se relacionan con el impacto potencial de la operación.

Las actividades que se pretenden realizar no afectarían ecosistemas sensibles y los estudios de impacto deberán prever, tal y como sucede a nivel internacional, medidas de prevención, mitigación y manejo ante cualquier impacto posible.

Para el caso del *offshore*, los planes de contingencia cobran importancia y empresas de talla mundial, como las que estarían operando en el país, los vienen incorporando en todas sus actividades. Los planes de emergencias para operaciones costa afuera, en caso de algún incidente, y la definición de los protocolos de acción pretenden definir el rol y las responsabilidades de las empresas operadoras, y aquellas entidades que pertenecen al Estado como la Unidad de Gestión del Riesgo, el Ministerio de Defensa, la Anla, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Dimar, la Armada Nacional, entre otros.

Los directivos de las compañías esperan que las normas técnicas y ambientales para la exploración se expidan cuanto antes, ya que sus planes de perforación y proyectos futuros requieren certidumbre y estabilidad jurídica.

El *offshore* es la mayor apuesta de Colombia para incorporar reservas. Todavía falta mucho por concretar, a pesar de los avances en temas económicos. Las operadoras están listas para apostarle a esa nueva frontera y ahora se requiere que el país se ajuste a ese nuevo paradigma en aspectos regulatorios. **ACP**

Bajo la lupa: los cambios que trajo la Reforma Tributaria

Estímulos para la exploración y producción, nuevas normas para la deducción del IVA en producción y nuevos impuestos para los combustibles son algunos de los cambios más relevantes de la nueva reforma tributaria.

Cinco puntos clave de la Reforma Tributaria

2016 Ley 1819

La caída de los precios del petróleo redujo drásticamente los ingresos del Gobierno. A pesar de la reducción del gasto público las proyecciones indican que en los años siguientes se mantendrá la caída de los ingresos de la Nación, por lo que se hizo necesaria una reforma tributaria que permitiera el ingreso de nuevos recursos y además simplificara e hiciera más equitativo el régimen tributario del país. Por esta razón, el Gobierno Nacional llamó a esta una reforma estructural.

1



NUEVOS IMPUESTOS: Aumento del IVA del 16 al 19 por ciento, impuesto al consumo de datos a la telefonía celular, impuesto a los cigarrillos, impuesto al carbono.

2



SIMPLIFICACIÓN DEL RÉGIMEN TRIBUTARIO: a través de la unificación de los impuestos de renta, Cree y sobretasa y la instauración del monotributo para los pequeños empresarios.

3



Aumento de la base de declarantes de renta. 2,7 millones de personas tendrán que hacer la declaración.

4



Incentivos tributarios en renta para cerrar las brechas de desigualdad socio-económica en las zonas más afectadas por el conflicto armado.

5



Reglas más duras contra la evasión y fortalecimiento de la DIAN.

¿QUÉ HACE FALTA?

- Reglamento para implementación del Cert.
- Reglamentación de aplicación de nuevos impuestos a inventarios de combustibles existentes a diciembre 31 de 2017.
- Formulario para declaración devolución IVA en proyectos de exploración *offshore*.

ASÍ IMPACTA LA TRIBUTARIA A LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS

UPSTREAM

1 Se crea el Certificado de Reembolso Tributario (CERT) que busca impulsar inversiones en exploración y recobro mejorado para aumentar reservas y producción del país.



2 El IVA sobre bienes de capital (como maquinaria o equipos) ahora se podrá deducir del impuesto de renta en el primer año y no tiene que diferirse en toda la vida útil del activo. Esto permite acelerar la recuperación de las inversiones.



3 **Impuesto a los dividendos y renta:**
a. El impuesto a los dividendos pasó de 0% a 5% . Esto aplica solo a las sociedades extranjeras.

b. Tarifa de renta baja de 34% a 33%, pero con el impuesto a los dividendos podría llegar hasta 36,4% para las sociedades extranjeras, dependiendo de reinversión, tratados doble tributación, entre otros.



4 **Beneficios para proyectos *offshore* :** se mantuvieron los beneficios de las zonas francas para proyectos *offshore* y se autorizó la devolución del IVA para bienes de capital el año siguiente de la ejecución del gasto.



DOWNSTREAM



5 **IVA a combustibles líquidos y reducción de impuesto nacional:** El efecto en el precio al consumidor es nulo. Lo que incrementa con el IVA, se compensa con la disminución de la tarifa en el impuesto nacional.

6



Impuesto al carbono, a la gasolina y al acpm : El impuesto pretende reducir y compensar los niveles de CO_2. Encarece ligeramente el valor de los combustibles en el territorio nacional.
Solo se aplica a derivados de petróleo para combustión, no aplica en combustibles que son exportados y biocombustibles. En el caso del gas, solo se grava el que va para refinería y para la industria petroquímica. Quedaron excentos de impuesto al carbono las ventas de gasolina y diésel en Guainía, Vaupés y Amazonas.

7



IVA por ventas de crudo a refinería. Esto le remite a los productores acceder a devoluciones de IVA cuando venden crudo en el país.

El vaivén de los biocombustibles en Colombia



En 2003 Colombia decidió impulsar la producción de biodiésel y etanol para fomentar la agroindustria y diversificar su matriz energética. Pero hoy no es claro cuál es la verdadera proyección de crecimiento de ese sector en el país y las empresas mayoristas de combustibles requieren fuentes adicionales de suministro que garanticen continuidad en el abastecimiento.



Estación de almacenamiento, Facatativá, Colombia.

Desde principios de la década pasada, Colombia dio inicio a una cruzada para estimular el despegue de la industria de biocombustibles en el país. Dicha política a lo largo de los años ha dado una serie de giros que hoy generan polémica y lanzan señales confusas para los productores de biodiésel y etanol, los distribuidores mayoristas de combustible y demás agentes de la cadena, que requieren un horizonte claro para plantear sus estrategias de inversión de largo plazo.

De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía algunos de los objetivos de la política de biocombustibles del país son "incrementar competitivamente la producción sostenible de los biocombustibles, contribuyendo a la generación de empleo, el desarrollo rural y el bienestar de la población; promover una alternativa de desarrollo productivo para la ocupación formal del suelo rural; posicionar el país como exportador de biocombustibles y diversificar su canasta energética".

Además, los biocombustibles entraron en la matriz energética del país para reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO2) a la atmósfera. En Colombia, los biocarburantes utilizados son el etanol, a base de azúcar, que se mezcla con la gasolina, y el biodiésel, a base de aceite de palma, que se mezcla con el acpm. En términos generales el galón de combustible que se vende en el país tiene un porcentaje de biocarburantes de entre 8 y 10 por ciento, según la ciudad en la que se venda.

Sin embargo, en un principio se planteó que el objetivo era llegar gradualmente a un porcentaje de 20 por ciento en 2022, incluso se llegó a discutir sobre las posibilidades de tener una mezcla aún mayor. No obstante, de acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía, en este momento "no se tiene previsto incrementarlas (metas) en el mediano plazo más allá de 10 por ciento".

Aunque esto significa un cambio frente a los propósitos iniciales, lo cierto es que llegar al punto actual ha sido un ejercicio que ha implicado vastas inversiones a todos los actores de la cadena.

La complejidad en la mezcla

La historia de la entrada de los biocombustibles en Colombia inicia en 2003, cuando el Gobierno motivó y acompañó la inversión en la industria de los biocombustibles. Eso llevó a que en el país se irrigaran cerca de 5.000 millones de dólares, de los cuales 3.000 millones se destinaron al cultivo de palma de aceite para la producción de biodiésel y 2.000 millones a la caña de azúcar, utilizada para la fabricación de etanol.

Los estímulos para esta agroindustria a lo largo de los años siguientes permitieron que el año pasado se llegara a una capacidad instalada de 900.000 toneladas de biodiésel, "que equivalen a 6,3 millones de barriles de acpm", según calcula la Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia, Fedebiocombustibles. Para el caso del etanol, fueron hasta 1,8 millones de litros diarios.

Las medidas lograron aumentos importantes en la producción de estos energéticos, aunque su demanda interna no creció de acuerdo con lo proyectado. Por ejemplo, hoy el consumo de biodiésel no supera las 500.000



Plantación de caña de azúcar para fabricación de etanol, ubicada en el Meta.

toneladas, así que casi la mitad de la capacidad instalada está siendo desaprovechada. De acuerdo con Fedebiocombustibles, exportar no es una opción pues los costos de logística y transporte a puerto hacen que el producto colombiano sea muy costoso para los mercados extranjeros, por esto este gremio considera que es importante aumentar la mezcla y garantizar que para ella se utilice el producto local.

Pero aumentar la mezcla con biodiésel y etanol nacional afectaría la estructura de precio de los combustibles al consumidor final.

Para el exministro de Minas y Energía, Luis Ernesto Mejía, "la insantisfacción pública (por el precio del combustible) ha incidido en las políticas públicas y llenado de incertidumbre la inversión".

También hay que tener en cuenta que si bien la capacidad instalada es superavitaria, en ocasiones puntuales, por situaciones climáticas, logísticas (como los paros de transportadores), entre otras, la oferta nacional del alcohol carburante ha sido insuficiente para abastecer la demanda nacional de gasolina con los porcentajes de mezcla establecidos. Frente a estas situaciones el Ministerio de Minas y Energía ha tenido que suspender o disminuir temporalmente y en algunas regiones del país, los porcentajes de mezcla del etanol en la gasolina motor.

Para los distribuidores mayoristas de combustibles, esta inestabilidad en los cambios de la mezcla implica una serie de impactos logísticos y operativos, dado que por norma las plantas solo están adaptadas para cambiar su porcentaje de mezcla de alcohol carburante en 0,5 puntos porcentuales de un momento a otro. Además, estos cambios implican modificaciones en su *software* con el que se manejan las plantas y en el reporte de información al Sistema de Información de Comercialización de Combustibles, Sicom.

Todo esto requiere ajustes en las empresas que cuestan en términos de inversión y talento humano, por lo que las compañías del sector agremiadas en la ACP han aplaudido la decisión del Gobierno de permitir, a partir de mayo de 2017, las importaciones de alcohol carburante, lo cual respaldará el abastecimiento continuo de las plantas y la estabilidad en la mezcla, un factor que beneficiará principalmente a los consumidores (ver recuadro: El debate de la importación).

¿Un mayor aumento?

A largo plazo, un aumento de la mezcla por encima de 10 por ciento también implicaría inversiones importantes para las empresas distribuidoras mayoristas, dado que la tecnología vigente permite una mezcla entre 5 y 10 por ciento. De acuerdo con fuentes del sector consultadas, esto no quiere decir que haya una oposición *per se* al aumento de la mezcla dentro de estas empresas, sino que hay un concenso en que dichas modificaciones deben hacerse de manera cuidadosa de tal manera que se le dé tiempo a las compañías para hacer los ajustes necesarios.

El otro elemento que debe considerarse en esta ecuación es el parque automotor, que debe estar preparado y



La entrada de Bioenergy

Bioenergy es una planta construida por Ecopetrol en Puerto López, Meta, con capacidad para producir casi 540.000 litros de etanol y que costó 750 millones de dólares. Según las estimaciones de Ecopetrol, Bioenergy producirá hasta el 38 por ciento del etanol del país. Para poner a producir esta cantidad de etanol se sembraron 16.000 hectáreas de caña de azúcar.

La planta fue inaugurada a mediados de marzo de este año y a la fecha había producido 113.000 litros de etanol. La empresa está en el proceso de estabilización de la planta para lograr alcanzar su capacidad máxima.

Adicionalmente, usando el bagazo producido en la molienda como combustible, Bioenergy iniciará próximamente la generación continua de energía en la planta. El turbogenerador ya se encuentra conectado a la red nacional y ha iniciado su etapa de estabilización.



Vista aérea de la planta de etanol Bioenergy, Meta.

El debate de la importación

Recientemente el Gobierno Nacional emitió una regulación que permitió la importación de etanol carburante en el país de manera permanente, algo que anteriormente solo se podía dar en algunas ocasiones.

Para las empresas productoras de biocombustibles, agremiadas en Fedebiocombustibles, esta decisión es negativa para su sector porque implica una competencia de un producto extranjero cuyo precio es 40 por ciento inferior que el del producto nacional. De acuerdo con el gremio, las empresas colombianas no están listas para competir en el mercado internacional.

No obstante, para los distribuidores mayoristas es claro que un mercado abierto en materia de biocombustibles permitiría reducir costos de los combustibles al consumidor final.

Para estas compañías, la importación de etanol no debe preocupar, pues permite contar con un abastecimiento continuo de etanol, nacional e importado, lo que a su vez garantiza estabilidad en el porcentaje de mezcla normativo y brinda al consumidor final la posibilidad de contar con una gasolina de mayor octanaje a un precio más competitivo.

someterse a un proceso de renovación para poder funcionar de manera eficiente con un combustible con mayor porcentaje de etanol o biodiésel.

Por todos estos factores la norma dice que, en caso de que se quisiera incrementar el porcentaje de mezcla, sería necesario que el Gobierno lo decidiera y que se acogiera al artículo 1 del Decreto 4892 de 2011. Según este, mediante un acto administrativo y luego de consultar a la Comisión Intersectorial de Biocombustibles, se debe analizar la oferta nacional, la tecnología del parque automotor y la infraestructura asociada a estos productos.

Los beneficios que los biocombustibles han traido al país no se pueden negar. Un punto menos en el porcentaje de biocombustibles en Colombia podría costarle a la atmósfera 124.000 toneladas de dióxido de carbono al año. Un estudio de Fedesarrollo muestra que en particular el biodiésel ha generado “ciertas externalidades positivas en cuanto a la salud pública urbana”.

No obstante, tanto las empresas mayoristas de combustibles, como los productores de biocarburantes y por supuesto los dueños de vehículos en todo el país requieren tener un horizonte claro sobre el futuro de la apuesta por el etanol y el biodiésel en Colombia para poder realizar sus inversiones con mayor seguridad. **ACP**

III CONGRESO acp OIL & GAS

AGENDA

Día 1 20 SEPTIEMBRE

1a. SESIÓN

Futuro de los hidrocarburos
EN UN MUNDO Y UN SECTOR CAMBIANTE

2a. SESIÓN

Industria de hidrocarburos
Y DESARROLLO REGIONAL SOSTENIBLE

3a. SESIÓN

Industria de hidrocarburos
¿SOCIA DE LAS REGIONES O FUENTE DE CONFLICTO REGIONAL?

4a. SESIÓN

Industria de hidrocarburos
Y CONSTRUCCIÓN DE PAZ TERRITORIAL

Día 2 21 SEPTIEMBRE

5a. SESIÓN

Futuro de los hidrocarburos
COMO FUENTE DE CREACIÓN DE RIQUEZA Y DESARROLLO

6a. SESIÓN

Industria de hidrocarburos
Y CALIDAD DE VIDA: PERSPECTIVA HISTÓRICA Y DE FUTURO

7a. SESIÓN

Hidrocarburos y competitividad
AVANCES Y DESAFÍOS DE COLOMBIA

8a. SESIÓN

Futuro de la industria de hidrocarburos en Colombia
VISIÓN CANDIDATOS PRESIDENCIALES



III CONGRESO acp OIL & GAS

20/21 SEPTIEMBRE

Club El Nogal/Bogotá

+ de 30 Conferencistas nacionales e internacionales

- **Líderes del sector de hidrocarburos**
- Gobierno nacional y regional
- **Empresarios**
- Líderes de opinión
- **Académicos**
- Medios de comunicación

Agéndese y participe

En el congreso anual de la ACP

El escenario estratégico de discusión y análisis sobre los **desafíos del sector en Colombia y el mundo.**

5% Descuento
Inscripciones realizadas antes del 14 de Julio

Trabajando juntos por un mejor futuro



Contáctenos:
comunicaciones@acp.com.co **Teléfono:** 2125758 ext 108
Inscripciones: 321 364 12 68 - 316 358 98 53 - congreso-comercial2@acp.com.co
Patrocinios: 317 379 12 09 - 321 364 12 68 - congreso-comercial1@acp.com.co