acp
petróleo y gas

Asociación Colombiana del Petróleo acp
2019 / # 24



INTERNACIONAL

‘En vilo’ y ‘cautela’

Las complejas negociaciones comerciales entre Estados Unidos y China, hacen que la economía mundial se mueva con prudencia.

ANÁLISIS SECTORIAL

En busca de la autosuficiencia en gas

Colombia enfrenta la urgente necesidad de incorporar nuevas reservas de gas natural para no tener que importar el combustible.

María Fernanda Suárez

ministra de Minas y Energía

‘El sector de hidrocarburos y su papel crucial en la transformación energética’

FORO

TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA

INNOVADORA Y SOSTENIBLE



El Gobierno nacional quiere revolucionar el sector energético. Conozca cuáles son los planes y las oportunidades que se abren para el país.

Martes
19 NOV

Cartagena
Hotel Santa Teresa
carrera 3 No. 31- 23

1:00 P. M.
A
6:30 P. M.

Más información en
www.forossemana.com

Comuníquese al 6468400 extensión 4029, 4301 o 4005.

Organiza: Foros Semana | Invita: NATURGAS Asociación Colombiana de Gas Natural | Apoya: acp Asociación Colombiana del Petróleo

CONTENIDO

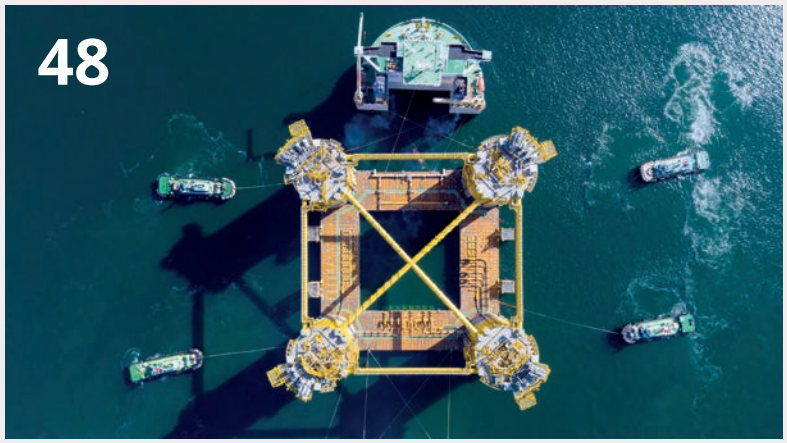
2019 #24

acp petróleo y gas









04
HECHOS

06
CIFRAS

08
EDITORIAL
Trabajemos juntos por las regiones.

12
ECONOMÍA
La reforma de la reforma.

16
ANÁLISIS SECTORIAL
En busca de la autosuficiencia en gas.

20
ENTREVISTA
'El sector de hidrocarburos tiene un papel crucial en la transformación energética'.

26
OPINIÓN
Panorama de la seguridad jurídica en Colombia: reto inaplazable.

28
ANÁLISIS COYUNTURA
Colombia, en el camino de una industria extractiva cada día más transparente.

32
INTERNACIONAL
'En vilo' y 'cautela'.

36
PERSONAJE
'En los próximos 10 años, el gas será parte importante de la matriz energética', Charle Gamba, CEO y presidente de Canacol Energy Ltd.

40
DOWNSTREAN
Etanol importado, bueno para el ambiente y el consumidor.

44
REGIÓN
El indeclinable y embrujador Putumayo.

48
OPERACIONES
Reactivación de la industria avanza con paso firme.

52
INFOGRAFÍA
¿Dónde está el gas de Colombia?

54
OPINIÓN
Petróleo y sostenibilidad: nuevos retos sectoriales frente a la crisis ambiental global.

56
COMPROMISO AMBIENTAL
Industria de hidrocarburos, líder de la estrategia de economía circular.

60
COMPROMISO AMBIENTAL
La huella verde que deja Equión Energía.

64
PERSONAJE
Estrategia 'premium', Yuri Proaño, presidente de Primax.

PRESIDENTE EJECUTIVO
Francisco José Lloreda Mera

CONSEJO DIRECTIVO
Fernando Sarria,
Exxonmobil Exploration Colombia Limited
Germán Rodríguez, Cepsa Colombia S.A.
Armando Vegas, Chevron Petroleum Company
Alex Martínez, Conocophillips Colombia Ventures LTD.
Jose Miguel Linares, Drummond LTD.
Marcela Vaca, Geopark Colombia SAS
Rafael Guzmán, Hocol S.A.
Carlos Benavides, Mansarovar Energy Colombia LTD.
Juan Carlos Ucrós, Occidental de Colombia, LLC
Ravi Misra, ONGC Videsh Limited Sucursal Colombiana
Enrique Sandoval, Oleoducto Central S.A., Ocensa
Sylvia Escovar, Organización Terpel S.A.
Mauricio Jiménez, Frontera Energy
Ian Graham Gollop, Petrosantander (Colombia) INC.
Ana María Duque, Shell Colombia S.A.
José Feretti, Tecpetrol Colombia S.A.S.
Ian Gordon, Noble Energy Colombia Limited
Juan Manuel Acosta, CNOOC International
Carlos Machado, Lewis Energy Colombia INC.
Manuel Buitrago, Gran Tierra Energy Colombia LTD.

DIRECCIÓN
Carolina Rojas Gómez
Vicepresidente de Comunicaciones y Estrategia

COMITÉ EDITORIAL
Juan Carlos Ucros
Mariana Jiménez
Marla Ramírez
Pablo Urrutia
Laura Navas
Victoria Luque
Francisco Lloreda
Rafael Herz
Alexandra Hernández
Nathalia Succar

ASESORÍA EDITORIAL Y DE DISEÑO
Sharon Hernández
Lorena Granados
Camilo Triana

EDICIÓN
Rosa María Cárdenas
RMC Comunicaciones S.A.S.
rmccomunica@outlook.es

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN
R3

FOTOGRAFÍA
Portada: Diego Caucayo
Canacol , 123 rf, ACP, ACM, Ecopetrol, EITI Colombia, Shell, US Grains Council, archivo particular

CORRECCIÓN DE ESTILO
Juan Carlos Molano

IMPRESIÓN
Printer Colombiana S.A.

Los artículos, opiniones y declaraciones que contiene esta revista son responsabilidad de sus autores o de quien los 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
Teléfono 212 5758
Carrera 7 No. 73-47 piso 12, Bogotá

Distribución gratuita
Esta obra fue editada e impresa en Colombia
© Asociación Colombiana del Petróleo - ACP
Noviembre de 2019

Contáctenos
comunicaciones@acp.com.co

www.acp.com.co

Acuerdo de cooperación ACP-Arpel

La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) y la Asociación Regional de Empresas del Sector de Petróleo, Gas y Biocombustibles en América Latina y el Caribe (Arpel) firmaron un acuerdo con el objetivo de promover el intercambio de experiencias y lograr más sinergias en las actividades técnicas desarrolladas por ambas entidades. El memorando de entendimiento también tiene como fin fomentar la cooperación institucional en la organización técnica, la promoción y difusión de eventos independientes de las dos asociaciones, así como en la planeación de otros que sean conjuntos. El acuerdo fue firmado por el Presidente Ejecutivo de ACP, Francisco Lloreda, y por el Secretario Ejecutivo de Arpel, Izeusse Braga.



Sector de petróleo y gas se vincula a la 'Ruta colombiana de la integración empresarial'



En el marco de la conmemoración del Día Nacional de la Lucha contra la Corrupción, el pasado 20 de agosto, la ACP se vinculó a la 'Ruta colombiana de la integridad empresarial', promovida por la Vicepresidencia de la República y la Secretaría de Transparencia; la cual busca fortalecer proyectos de gobernanza del sector extractivo en materia de gestión abierta y responsable de los recursos de petróleo, gas y minerales, como lo es la iniciativa EITI. Entre las entidades del sector que se sumaron a este compromiso están Ecopetrol, Campetrol y la Vicepresidencia de Minería, Hidrocarburos y Energía de la ANDI.

Fortalecimiento del trabajo conjunto en pro del mercado del gas natural

La ACP y TGI realizaron un encuentro de distribuidores y productores de gas natural en Colombia, para identificar oportunidades en campos menores, al igual que proyectos de demanda de gas. Este espacio hizo parte del trabajo conjunto que viene promoviendo la ACP y que busca continuar fortaleciendo proyectos e iniciativas de exploración y producción de gas natural para incorporar nueva oferta a mediano y largo plazo en el país. Durante la jornada se realizó la primera rueda de relacionamiento entre productores y distribuidores, con la participación de 20 compañías.



Taller Asocars y el sector de hidrocarburos



Con la participación y organización conjunta de la ACP, Ecopetrol y la Asociación Colombiana de Corporaciones Autónomas Regionales (Asocars), se organizó en septiembre un seminario de diálogo de las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) y el sector, en el cual se presentaron experiencias positivas de trabajo en las regiones, así como se analizaron retos y oportunidades de trabajo conjunto. Como resultado, se identificó una agenda compartida a ser desarrollada por Asocars, con el fin de construir confianza y analizar aspectos que se deben mejorar en trámites, ordenamiento territorial y definición de los aspectos que más afectan la reputación del sector en las regiones.

Lanzamiento Barómetro Petrolero y primer panel de reputación del sector



El 30 de octubre se realizó el lanzamiento del Barómetro Petrolero, la herramienta para la planeación y articulación de las empresas y autoridades en torno a estrategias de relacionamiento, desempeño y reputación del sector de hidrocarburos. En el marco del evento se llevó a cabo el primer panel de reputación del sector de petróleo y gas, en donde participaron el politólogo y columnista Alfonso Cuéllar, la directora de la Escuela de Gobierno de Uniandes, Margarita Zuleta; y Luis Pacheco, Non-resident fellow Baker Institute y experto del sector. La presentación de resultados, así como el panel de discusión, dejó importantes reflexiones sobre los mitos que la industria debe romper con el fin de mejorar su relacionamiento con sus públicos de interés a nivel nacional y regional.

Cifras

Exploración sísmica

Miles de Km - Equivalentes

A septiembre se registraron 1.426 km (eq), cantidad superior a la meta establecida para 2019, pero aún insuficiente para la actividad que se requiere para incorporar reservas.



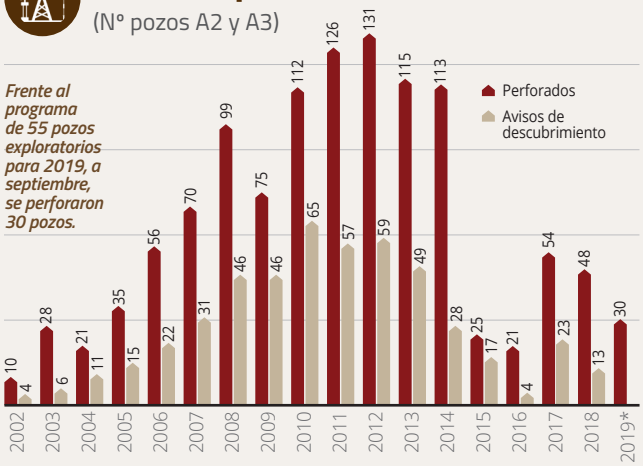
* CIFRAS A SEPTIEMBRE DE 2019.

FUENTE: ANH Y ACP.

Pozos exploratorios

(N° pozos A2 y A3)

Frente al programa de 55 pozos exploratorios para 2019, a septiembre, se perforaron 30 pozos.



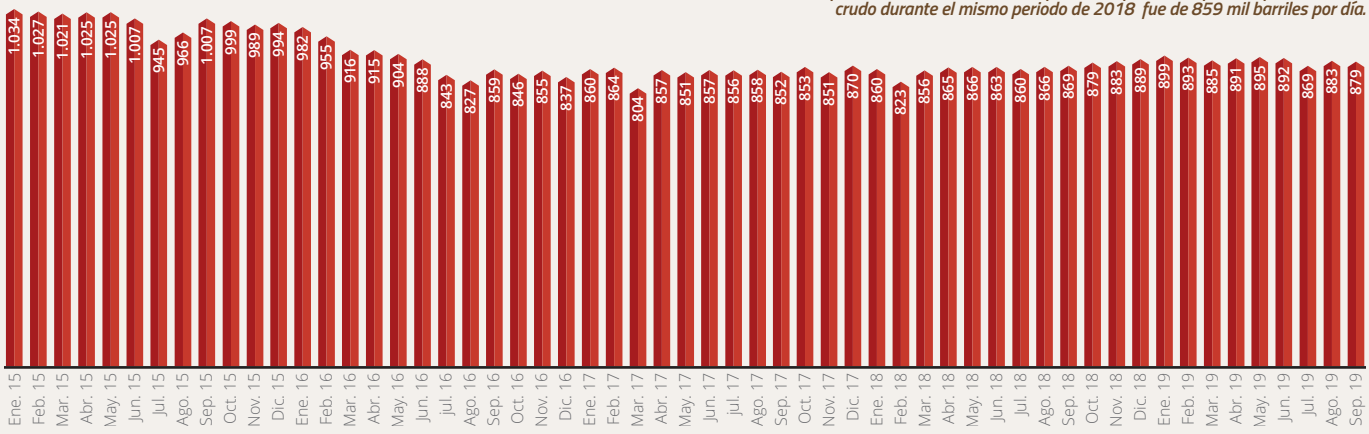
* CIFRAS A SEPTIEMBRE DE 2019

FUENTES: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, ECOPETROL, ANH Y ACP.

Producción de crudo

(MPCD)

Entre enero y septiembre de 2019 la producción de crudo registró un promedio de 887 mil barriles por día (kbpd). Por su parte la producción de crudo durante el mismo periodo de 2018 fue de 859 mil barriles por día.

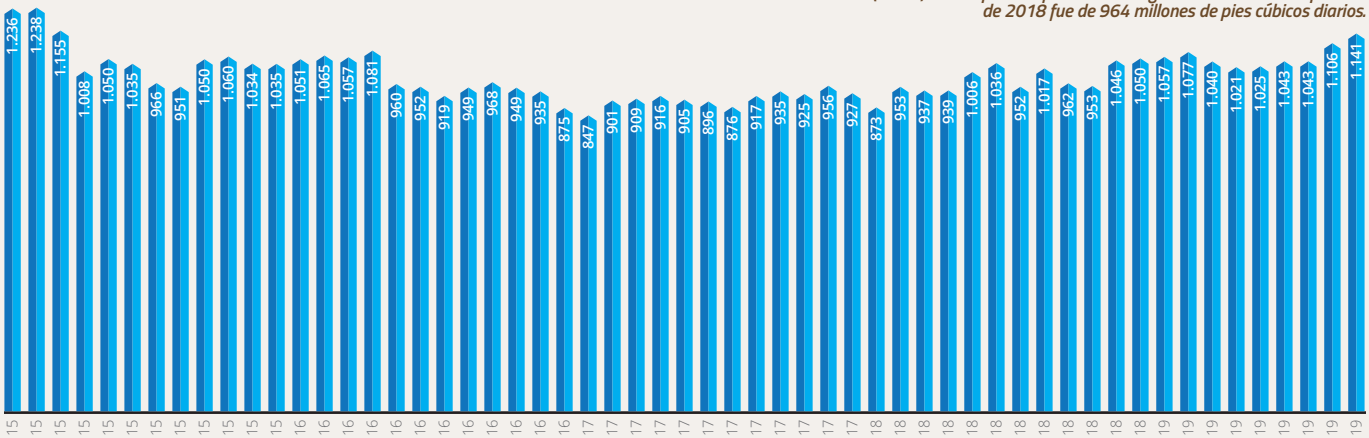


FUENTE: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA Y ANH.

Producción de gas

(MPCD)

La producción promedio comercializada de gas, entre enero y septiembre de 2019 fue de 1.061 millones de pies cúbicos diarios (MPCD). Por su parte la producción de gas durante el mismo periodo de 2018 fue de 964 millones de pies cúbicos diarios.



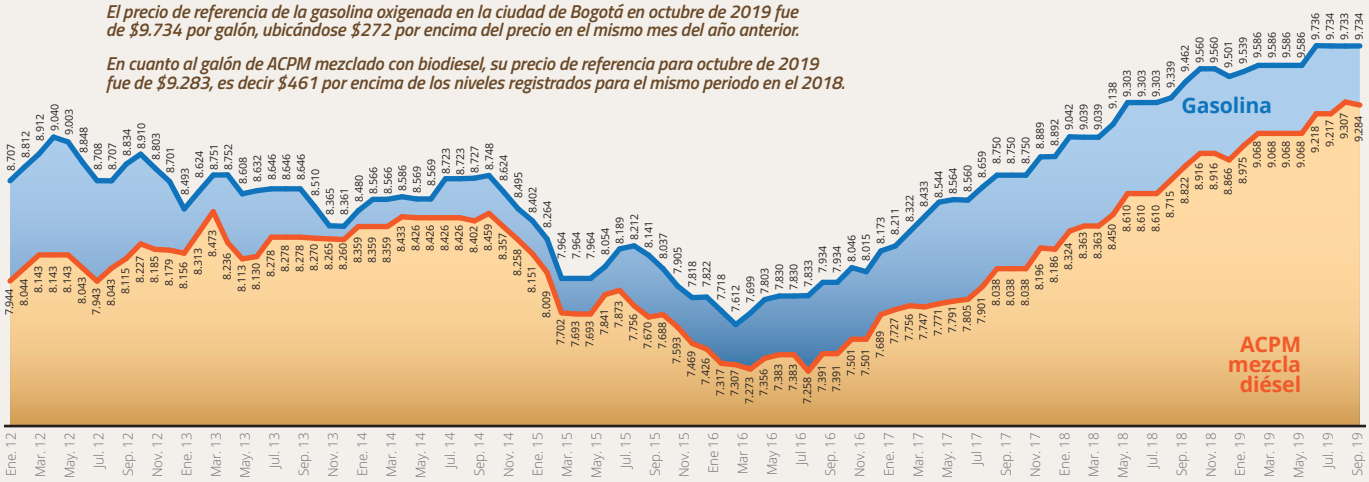
FUENTE: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA Y ANH.

Precios de referencia del combustible en Bogotá

(Pesos por galón)

El precio de referencia de la gasolina oxigenada en la ciudad de Bogotá en octubre de 2019 fue de $9.734 por galón, ubicándose $272 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 octubre de 2019 fue de $9.283, es decir $461 por encima de los niveles registrados para el mismo periodo en el 2018.



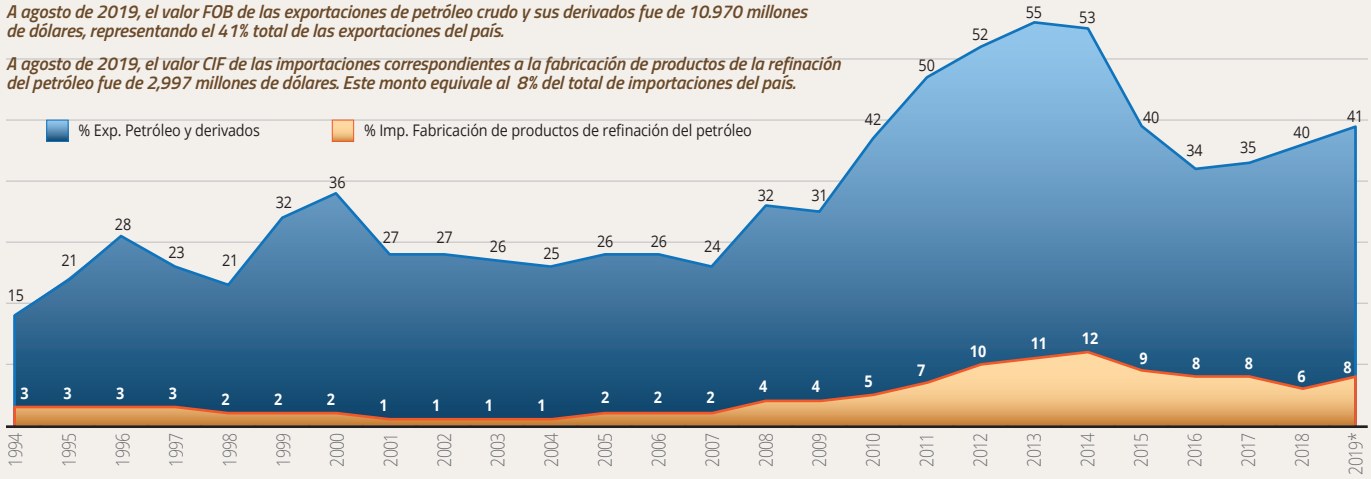
FUENTE: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.

Comercio Exterior

(por ciento Participación)

A agosto de 2019, el valor FOB de las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados fue de 10.970 millones de dólares, representando el 41% total de las exportaciones del país.

A agosto de 2019, el valor CIF de las importaciones correspondientes a la fabricación de productos de la refinación del petróleo fue de 2,997 millones de dólares. Este monto equivale al 8% del total de importaciones del país.



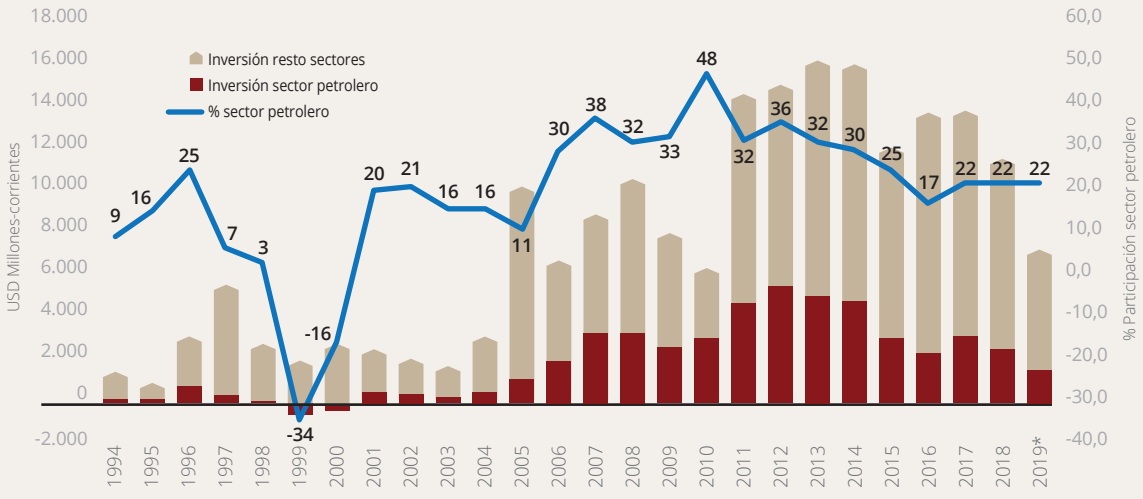
* CIFRAS A AGOSTO DE 2019

FUENTE: DANE

Inversión Extranjera Directa

(USD Millones-corrientes)

Al primer semestre del 2019, la Inversión Extranjera Directa (IED) en el sector petrolero fue de 1.597 millones de dólares. Para el resto de sectores económicos correspondió a 5.676 millones de dólares. Esta cifra indica que la participación del sector petrolero en la IED al primer semestre de 2019 fue del 22 por ciento.



* CIFRAS A JUNIO DE 2019

FUENTE: BANCO DE LA REPÚBLICA.

Trabajemos juntos por las regiones

Sea esta la oportunidad para felicitar a los gobernadores, alcaldes, diputados y concejales elegidos el pasado 27 de octubre. Desde la industria estamos comprometidos con tener un rol cada vez más activo y trabajar en conjunto para generar, aún más, valor compartido, así como asegurar un mejor aprovechamiento de los recursos del petróleo y el gas para contribuir a una diversificación productiva en las regiones en las cuales estamos presentes.



Francisco José Lloreda Mera,
presidente de ACP

Concluye el año 2019 con elecciones regionales, con nuevos mandatarios departamentales y locales, así como integrantes de las asambleas y los concejos. La mayoría de estos gobernantes tomarán posesión de sus cargos el primero de enero del 2020, iniciando un periodo de cuatro años. A todos aquellos elegidos que se encuentran en las zonas con presencia de la industria del petróleo y el gas, a través de actividades de exploración, producción, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos, sea esta la oportunidad para felicitarlos y, aún más importante, extenderles desde ya nuestro mensaje de compromiso para trabajar juntos por el desarrollo sostenible de las regiones.

La industria de hidrocarburos ha estado presente en Colombia por más de 100 años, y a lo largo de este tiempo hemos visto transformaciones positivas en muchos rincones de nuestro país: desarrollo económico, fortalecimiento de la infraestructura vial, generación de empleo, movilidad social, entre muchos otros beneficios, apalancados por la actividad hidrocarburífera.

Existen voces que dudan del desarrollo en las regiones petroleras, o que tenían expectativa de que la presencia de la industria aportara más a sus

regiones; quizá se hubiera podido hacer las cosas mejor o de otra manera, pues esta no es una industria infalible; sin embargo, Colombia y sus regiones no serían lo que son actualmente, si no hubiera existido este sector. La historia contemporánea del país está ligada a los hidrocarburos.

Un reciente análisis de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), fundamentado en las cifras del Departamento Nacional de Planeación (DNP), establece que los municipios petroleros en los departamentos con operaciones de la industria tienen un mayor desempeño institucional y fiscal que los no petroleros, y, más relevante todavía, los habitantes tienen un mejor nivel de vida con base en los indicadores de pobreza multidimensional. Eso no significa que no existan problemas o que la presencia de la industria no les haya causado impactos negativos; lo cierto es que en la mayoría de los casos, es evidente el progreso de las localidades y regiones petroleras, así como del país en general.

Ahora bien, es claro que aún tenemos grandes desafíos. En particular en lo social y la sostenibilidad ambiental, es crucial reconocer el rol de esta actividad en el pasado para asegurarnos de convertir, efectivamente, los recursos del subsuelo en progreso en el suelo.

La industria del petróleo y el gas quiere realmente trabajar de la mano con las regiones, pero existe una brecha entre las expectativas de estas y la realidad del sector, cuya actividad se dinamiza o desacelera de acuerdo con múltiples factores ajenos a su voluntad (precios del petróleo, condiciones regulatorias y de entorno, seguridad, entre otras). Esta brecha y el hecho de que en algunas regiones se espere que esta industria está llamada a sustituir al Estado en sus responsabilidades esenciales, ha llevado a minar los niveles de confianza, dificultando el diálogo y el trabajo conjunto. Esto se evidencia en diversas manifestaciones de conflictividad en el territorio.

Llama la atención, por ejemplo, que el 62 por ciento de los bloqueos a las operaciones del sector, con corte a abril del 2019, se deban a temas laborales y de contratación de bienes y servicios, es decir, a una conflictividad que surge del interés de miembros de la comunidad de trabajar con la industria; el 31 por ciento tiene que ver con requerimientos o necesidades que son responsabilidad del Estado; el ocho por ciento a problemas con servidumbres, y tres por ciento a inquietudes ambientales. Por ello, no se trata de un rechazo a la industria como a veces se señala de manera simplista, sino de que existen zonas con tantas necesidades y tan precaria presencia del Estado, que las compañías del sector son vistas como una de las principales o la única oportunidad de progreso individual y colectivo.

En no pocos casos, sin embargo, detrás de las vías de hecho priman intereses particulares, económicos y políticos, y se configuran organizaciones especializadas que, con o sin

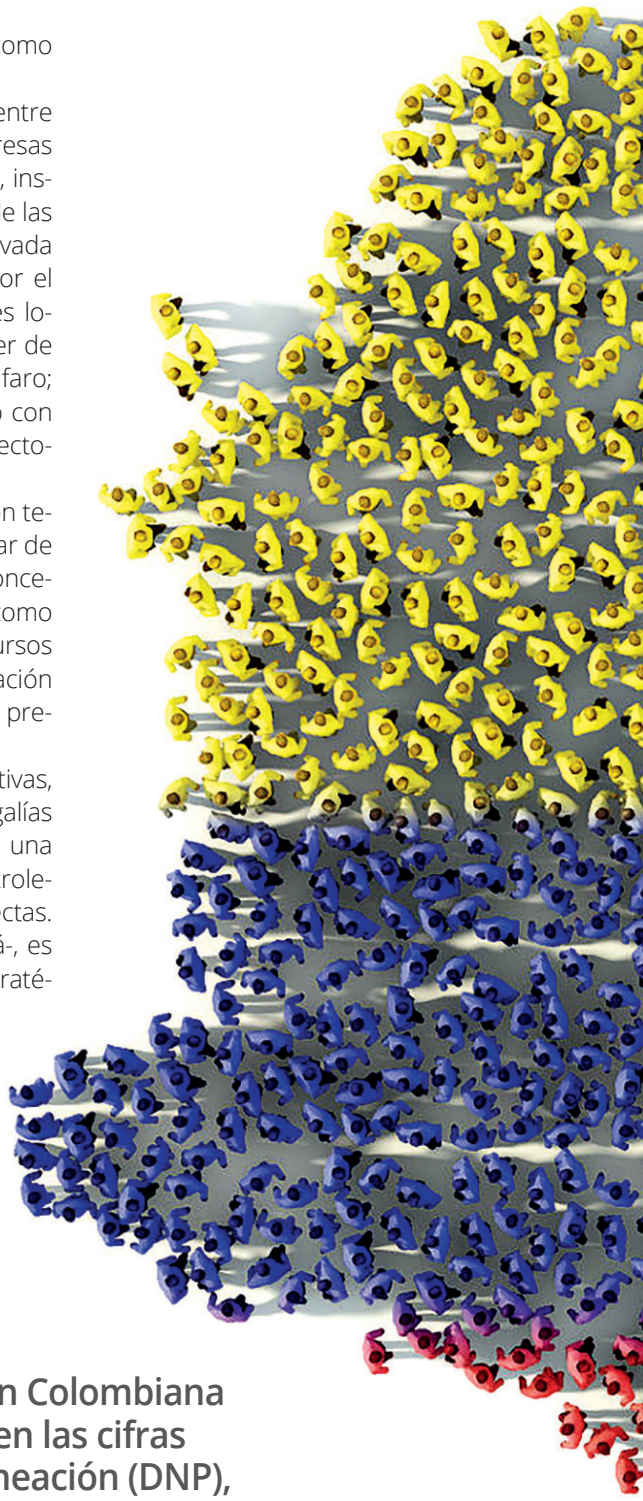
La industria de hidrocarburos ha estado presente en Colombia por más de 100 años, y a lo largo de este tiempo hemos visto transformaciones positivas en muchos rincones de nuestro país: desarrollo económico, fortalecimiento de la infraestructura vial, generación de empleo, movilidad social, entre muchos otros beneficios, apalancados por la actividad hidrocarburífera.

violencia, transgreden los derechos de terceros, como si ello no importara.

Lograr, entonces, un cambio en la relación entre las entidades de Gobierno, la industria y las empresas del sector con las regiones –con sus autoridades, instituciones públicas y privadas, voceros legítimos de las comunidades– requiere de una disposición renovada por parte de todos. Se trata de hacer equipo por el desarrollo, de entender y valorar las aspiraciones locales y la actividad empresarial, así como de hacer de los planes de desarrollo regionales y locales un faro; además, donde existan Programas de Desarrollo con Enfoque Territorial (PDET), procurar, con otros sectores económicos y sociales, hacerlos realidad.

Desde la industria estamos comprometidos con tener un rol cada vez más activo y queremos trabajar de la mano de gobernadores, alcaldes, diputados y concejales para generar aún más valor compartido, así como asegurar un mejor aprovechamiento de los recursos del petróleo y gas para contribuir a una diversificación productiva en las regiones en las cuales estamos presentes.

Para eso estamos vinculados con varias iniciativas, entre ellas la reforma al Sistema General de Regalías (SGR), para que las regiones productoras tengan una participación más justa y equitativa en la renta petrolera, a través del aumento en las asignaciones directas. El reto, una vez aprobado -como confiamos será-, es darle el uso adecuado, destinarlo a iniciativas estratégicas, que apalanquen en lo posible el desarrollo de las regiones y, en lo local, a proyectos prioritarios que redunden en crecimiento y calidad de vida de la gente. Igual de importante es que sea con transparencia: las regalías no pueden continuar siendo botín de los corruptos, como infortunadamente ocurre en muchas de nuestras entidades; de ahí que muchos ciudadanos no valoren esta fuente de ingresos, pues no ven sus resultados.



Un reciente análisis de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), fundamentado en las cifras del Departamento Nacional de Planeación (DNP), establece que los municipios petroleros en los departamentos con operaciones de la industria tienen un mayor desempeño institucional y fiscal que los no petroleros, y, más importante todavía, los habitantes tienen un mejor nivel de vida con base en los indicadores de pobreza multidimensional.



> **Es claro que aún tenemos grandes desafíos. Por ello, lograr un cambio en la relación entre las entidades de Gobierno, la industria y las empresas del sector con las regiones –con sus autoridades, instituciones públicas y privadas, voceros legítimos de las comunidades– requiere de una disposición renovada por parte de todos.**

De manera similar, desde la Asociación y con el Gobierno Nacional, trabajamos para invertir de manera oportuna y en proyectos de mayor impacto regional los recursos ambientales relacionados con el 1 por ciento de inversión forzosa, así como las compensaciones ambientales.

Además, estamos implementando un Sistema de Autorregulación de Buenas Prácticas de las empresas, que pretende medir la calidad de la gestión, comunicar el desempeño del sector más allá de la ley, y promover la mejora continua en materia de aspectos sociales, ambientales, de seguridad y salud en el trabajo, derechos humanos, ética y transparencia, cadena de valor, diligencia debida y relacionamiento, entre otras. Es así, porque la transparencia es una prioridad cada vez más crucial para la industria, por eso estamos ayudando a hacer realidad la Iniciativa EITI, de Transparencia en las Industrias Extractivas, que busca fortalecer la gobernanza del sector en materia de gestión abierta y responsable de los recursos que aporta al Estado provenientes de la actividad del sector.

Estas son algunas de las acciones que venimos adelantando desde la industria. Ahora, el mayor desafío y, a la vez, una gran oportunidad, es trabajar conjuntamente con las regiones para alinear objetivos y encontrar sinergias. Estamos comprometidos en ello y desde ahora les extendemos un mensaje de compromiso y de diálogo abierto y constructivo a los nuevos gobernantes. En esta actividad tienen un aliado para apalancar el desarrollo de sus regiones, para sembrar y cosechar grandes logros en los próximos cuatro años. ¡Cuenten con nosotros! ■

La reforma de la reforma

Como bien lo dice la ministra de Minas y Energía, María Fernanda Suárez, "las regiones productoras no están satisfechas con las regalías que reciben hoy". Por ello, la reacción de las regiones productoras no se hizo esperar, exacerbando la conflictividad y la protesta, así como el rechazo a la actividad extractiva a través de distintos medios, frenando, y en muchos casos, impidiendo el avance de importantes proyectos.

Análisis realizado por el exministro de Minas y Energía, Amylkar Acosta.





Para justificar la reforma del régimen de regalías mediante el Acto Legislativo 05 del 2011, el entonces ministro de Hacienda Juan Carlos Echeverri esgrimió, como argumento fundamental, que "con el *boom* minero y la bonanza que se espera que pueda venir en los próximos años, las regalías van a aumentar de manera sustancial, por lo cual hay que cambiarles la gobernabilidad a esas regalías", es decir, redistribuirlas "y esparcirlas en todo el territorio nacional y no solo focalizarlas en ciertos sitios". Sin embargo, los cálculos y las proyecciones del ministro estaban muy alejadas de la realidad, pues, justo cuando él planteaba la 'bonanza' que se esperaba, los precios del petróleo, el carbón, el oro y el ferroníquel, y con ellos las regalías, se vinieron a pique.

Con esta reforma del régimen de regalías los perdedores fueron los departamentos y los municipios del país en donde operan las empresas que explotan los recursos naturales no renovables (RNNR), así como los municipios portuarios por los cuales son transportados, que pasaron de recibir, en promedio, el 74 por ciento de la totalidad de las regalías en forma directa, a percibir solo el 10 por ciento. El impacto fue aún mayor dadas las expectativas de mayores ingresos de regalías, que no se han cumplido. En cifras redondas, de obtener 791 millones de pesos de ingreso per capita como regalías directas, entre 1995 y el 2011, llegaron a solo 174 millones de pesos entre el 2012 y el 2018, a pesos constantes del 2019.

Como bien lo dice la ministra de Minas y Energía, María Fernanda Suárez, "las regiones productoras no están satisfechas con las regalías que reciben hoy". Por ello, su reacción no se hizo esperar, exacerbando la conflictividad y la protesta, así como el rechazo a la actividad extractiva a través de distintos medios; ello frenó, y en muchos casos impidió, el avance de importantes proyectos. Esto afecta, en mayor o menor proporción, tanto a las regiones productoras como a las no productoras, más si se tiene en cuenta que las regalías son los únicos recursos ciertos con los que cuentan para

financiar sus presupuestos de inversión. Estos llegan a representar, en promedio, el 16,5 por ciento de los ingresos de los departamentos y el 7 por ciento de los municipios.

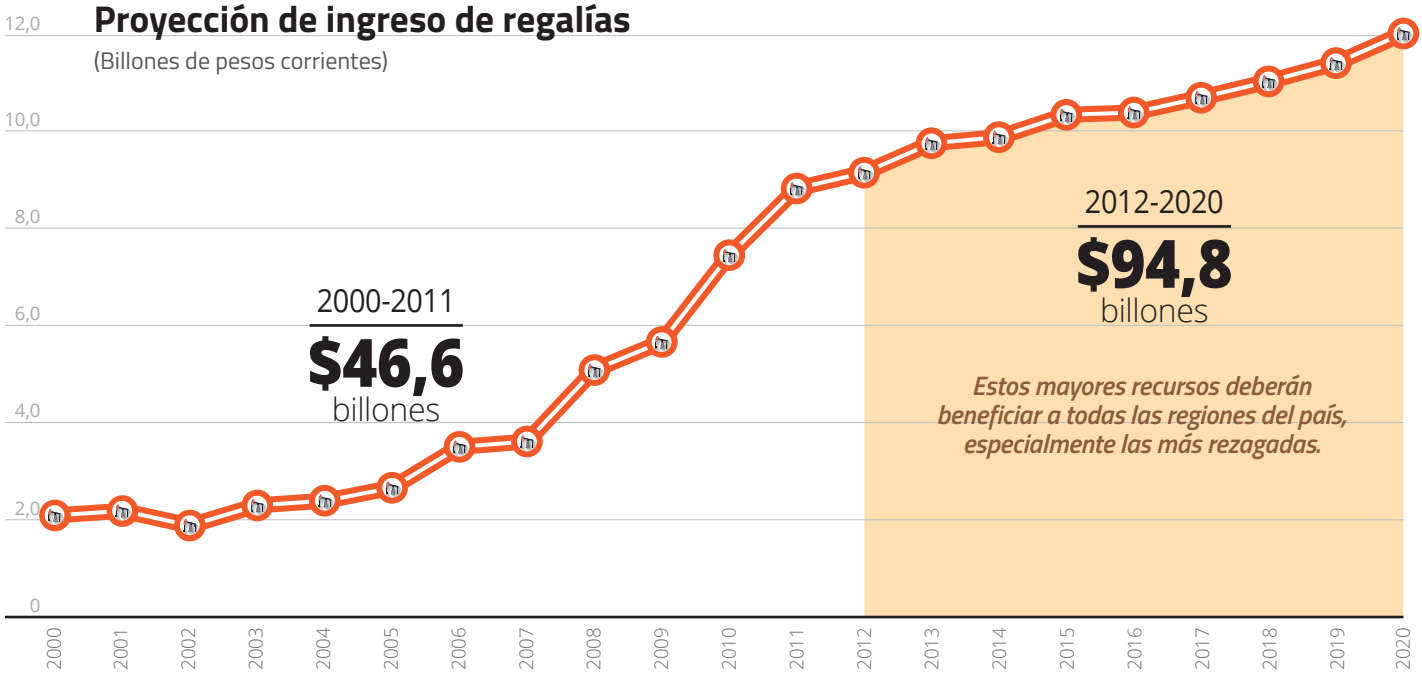
De allí la imperiosa e inaplazable necesidad de reformar la reforma. Como afirmó la ministra Suárez, al sustentar el proyecto de Acto Legislativo, presentado por el Gobierno a la consideración del Congreso de la República para modificar nuevamente el artículo 361 de la Constitución, "estamos devolviendo el péndulo y yo espero que esta reforma sea el equilibrio justo, en la que hay más plata para los productores de manera importante y para los no productores también". Así lo advirtió la saliente directora del DNP, Gloria Alonso: "Si no les hacemos ver a las regiones productoras los beneficios que puede traer la explotación de los recursos naturales no renovables, ni los productores ni los no productores van a ver las regalías".

Cabe preguntarse cómo conseguirán 'más plata' para los productores sin menoscabo de lo que vienen recibiendo los no productores, y como se consigna en la exposición de motivos del proyecto, tratar de "preservar los niveles de las regalías, que solo se puede dar en entornos más favorables para la exploración y extracción de RNNR". La Ministra de Minas y Energía es la encargada de resolver este interrogante, pues, como ella lo afirma, los mayores recursos para unos y otros provendrán del ahorro, "que pasará del 20 al 4,5 por ciento, ese es el sacrificio: se ahorra menos".

> **Según las proyecciones que se tienen, se estima que para este año, al tiempo que las compañías pagarán 9,3 billones de pesos, aproximadamente, por concepto de regalías, pagarán a la Nación 15 billones de pesos de impuestos.**

A grosso modo, esta será la redistribución que se hará mediante este proyecto de Acto Legislativo de los recursos provenientes del Sistema General de Regalías (SGR), los cuales, según el mismo, "se destinarán a la financiación de proyectos de inversión que contribuyan al desarrollo social, económico, educativo y ambiental de las entidades territoriales". Los departamentos y municipios productores y portuarios pasarán de recibir, como asignación directa del 10 por ciento actual, el 20 por ciento de los ingresos corrientes del SGR; adicionalmente, los municipios productores recibirán cinco puntos porcentuales más. Sin duda, con esta reforma se mejora de manera notoria la participación de los departamentos y municipios productores y portuarios, pero resulta insuficiente frente al daño infligido con el Acto Legislativo 05 de 2011.

Por esta razón, se considera que se debería extender a ellos la norma que hoy solo aplica para las zonas más afectadas por el conflicto (Zomac), lo cual abriría la posibilidad de que



FUENTE: PONENCIA DEL ACTO LEGISLATIVO 05 DEL 2011

Regalías / Inversión territorial

(Billones de pesos corrientes)



FUENTE: CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA

> **La saliente directora del DNP, Gloria Alonso, advirtió que "si no les hacemos ver a las regiones productoras los beneficios que puede traer la explotación de los recursos naturales no renovables, ni los productores ni los no productores van a ver las regalías".**

las empresas que operan en sus territorios puedan ejecutar obras priorizadas por dichas entidades territoriales con cargo a los impuestos que deben pagar. Esta propuesta es más válida, si tenemos en cuenta que, según las proyecciones, se estima que para este año, al tiempo que dichas compañías pagarán 9,3 billones de pesos, aproximadamente, por concepto de regalías, también le darán a la Nación 15 billones de pesos de impuestos.

El 15 por ciento se les asignará a todos los municipios, productores y no productores, acorde con el índice de necesidades básicas insatisfechas (NBI) de su población. El 34 por ciento de los ingresos corrientes del SGR se destinará a la financiación de proyectos de inversión regional de las entidades territoriales, tomando en consideración el índice de necesidades básicas insatisfechas y los índices de desempleo.

Se mantiene el 7 por ciento que se asignó en el Acto Legislativo 04 de 2017 para dar cumplimiento a la implementación del Acuerdo final suscrito con las Farc. Solo en caso de que el recaudo efectivo supere lo presupuestado, ya sea por mayor producción o mejores precios, el 70 por ciento de esa suma se ahorraría y el 30 por ciento iría a los departamentos y municipios productores y portuarios.

Mención aparte merece lo relativo al Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación (FCTel). Pese a que se mantiene el 10 por ciento de los ingresos corrientes del SGR, al quedar sin efecto el parágrafo 5 del Acto Legislativo 04 de 2017 (que modificó el Acto Legislativo 05 de 2011), el cual dispuso "convocatorias públicas abiertas y competitivas" para la postulación y ejecución de los proyectos financiados con este fondo, el mismo retrocede. Razón tiene el científico, exrector de la Universidad Nacional y miembro de la Misión de Sabios, Moisés Wasserman, cuando afirma que, al parecer "como en aquel juego de escaleras y rodaderos, estamos en peligro de caer en la casilla que nos devuelve al principio del tablero".

En cuanto al funcionamiento y la operatividad del SGR, así como lo relacionado con los trámites para la aprobación de los proyectos de inversión susceptibles de ser financiados con recursos del SGR, luego de hacer borrón y cuenta nueva del mismo, como lo hace este proyecto de reforma del régimen de regalías, al expedir la ley que reglamentará este Acto Legislativo, deben repensarse los procedimientos a seguir, pues el sistema de los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (Ocad) han sido un fiasco total. A la vista está que se quedaron atorados en dicho sistema más de 6 billones de pesos del bienio anterior (2017-2018) que no pudieron ser ejecutados.

Finalmente, no se debe dejar pasar lo que se establece en la ponencia: "El SGR tendrá un sistema presupuestal propio, de iniciativa del Gobierno Nacional", lo cual viola flagrantemente el principio constitucional de la autonomía territorial consagrado en el artículo 287 de la Carta. ■

En busca de la autosuficiencia en gas

Colombia enfrenta la urgente necesidad de incorporar nuevas reservas de gas natural para no tener que importar el combustible a mediano y largo plazo. Aunque el futuro no pinta fácil, hay proyectos en curso que, de resolver sus contingencias, podrían incorporar suficientes existencias para dejar de preocuparse al menos durante unos años.





En junio del 2019 se encendieron las alarmas en el sector del gas natural nacional. Según un informe de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y del Ministerio de Minas y Energía (MME), se evidenció una caída del 2,9 por ciento en las reservas probadas de gas frente al año anterior, acompañada de una conclusión inquietante: "Las proyecciones muestran –señala el estudio– que si no encontramos nuevas fuentes en 2021-2023, podríamos necesitar gas importado para suplir la demanda del domiciliario en algunas zonas del país, a un precio de más del doble del costo interno".

La preocupación hizo movilizar a los principales actores del sector. La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), en efecto, acordó con el Gobierno Nacional conformar una mesa técnica para construir una visión unificada, Gobierno-industria, sobre el potencial de incorporar nueva oferta de gas al mercado e implementar una agenda de trabajo para impulsar su desarrollo.

La vicepresidenta de Asuntos Económicos y Regulatorios de la ACP, Alexandra Hernández, señala: "realizamos una primera identificación de proyectos de nueva oferta de gas a ser implementados en los próximos seis años, los cuales no fueron certificados como reservas probadas y por tanto no reportados como producción disponible para la venta porque, de acuerdo con la regulación, corresponden a recursos sujetos a contingencias –condiciones de mercado, infraestructura, trámites pendientes– y prospectos, pero que podrían entrar a corto y mediano plazo si dichas contingencias logran superarse".

La ACP también elaboró un informe en el que evalúa el impacto de esta nueva oferta en la autosuficiencia de gas de Colombia, los retos para su desarrollo y propuestas para lograrlo. Adicionalmente, propone estrategias para consolidar una política pública de impulso del desarrollo de nueva oferta de gas nacional.



Optimismo moderado

Aunque las noticias son preocupantes, existen, sin embargo, voces optimistas de parte de los operadores. "La exploración convencional *onshore*, particularmente dentro de la cuenca, rica en gas, del Valle Inferior del Magdalena (VIM), es clave para reemplazar la producción en declive y las reservas de Cusiana-Cupiagua y Ballena, los campos más grandes de Colombia –afirma Charle Gamba, CEO de la firma Canacol Energy–. Los esfuerzos en exploración de Canacol, en los últimos siete años en el VIM, han resultado en adiciones de reservas por más de 600 billones de pies cúbicos y de producción por más de 200 millones de pies cúbicos estándar por día".

El informe de la ACP confirma, también, ese optimismo: "La información compilada por la Asociación a la fecha corresponde a 15 empresas entrevistadas, las cuales, de manera preliminar, tienen en sus planes de inversión 12 nuevos proyectos de gas en su mayoría de yacimientos convencionales, explica el reporte. "Estos proyectos inicialmente identificados podrían aportar al mer-

> **La ACP acordó con el Gobierno Nacional conformar una mesa técnica para construir una visión unificada, Gobierno-industria, sobre el potencial de incorporar nueva oferta de gas al mercado e implementar una agenda de trabajo para impulsar su desarrollo.**



2,9%

fue la caída en las reservas probadas de gas en el 2019 frente al año anterior.

cado 46 millones de pies cúbicos (mpcd) a partir del año 2021, 241 mpcd en 2023 y, al menos, 426 mpcd a partir del 2026", advierte Hernández.

Con este nuevo gas, el país podría atender con fuentes nacionales hasta el año 2028, que es el escenario medio de demanda de gas proyectado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Debido a que el pronóstico de demanda de la UPME incluye las térmicas atendidas por la planta de regasificación de Cartagena, si al nuevo gas de fuentes nacionales que podría entrar al mercado se le suma el importado por la planta de regasificación de Cartagena, el país podría atender su demanda de gas hasta finales de la próxima década, destaca el informe.

"Esta nueva oferta refleja el compromiso e interés de las empresas por invertir en exploración y producción de gas, para el abastecimiento del país –señala Alexandra Hernández–. Prueba de ello es que surgieron 26 nuevas fuentes de suministro, resultado de inversiones sostenidas en los últimos 10 años y ayudaron a compensar la declinación de campos maduros. Sin estos nuevos descubrimientos, el país habría iniciado la importación de gas desde el 2018 para atender parte de la demanda nacional".

El dilema del 'fracking'

De acuerdo con algunos estudios, el país tiene el potencial que permitiría incorporar más de 20 terapiés cúbicos (siete veces las actuales reservas probadas de gas), aprovechando los recursos de fuentes convencionales y no convencionales, en tierra firme y costa afuera.

"El éxito de la exploración convencional *offshore* y la no convencional *onshore* es importante para asegurar que Colombia no necesite importar gas, y que el fluido permanezca como parte fundamental en la matriz de energía limpia más allá del 2030", agrega el CEO de Canacol Energy. Para el directivo, la exploración *offshore* exigirá cantidades relevantes de inversión de capital y plazos de hasta 10 años para ser comercializada, dada la naturaleza técnica desafiante de desarrollar campos de gas en aguas profundas y ultraprofundas. No obstante, a la vez, advierte: "La exploración no convencional requerirá avances significativos respecto a la regulación, que actualmente se encuentra atascada por la falta de comprensión del concepto de fractura hidráulica por parte del público general. Algunas voces, con agenda política, agregan leña al fuego en el movimiento en contra de implementar esta tecnología en Colombia, la cual es segura y probada".

En cuanto al uso del *fracking*, concluye: "Aun si la regulación sobre la exploración no convencional se aprobara, tomaría mínimo cinco años, y una cantidad masiva de inversión, antes de que se produzcan cantidades representativas de gas natural a partir de depósitos no convencionales. Si no se logra el éxito en la exploración convencional *offshore* o en la exploración no convencional *onshore*, en el largo plazo, Colombia tendrá que enfrentarse a la realidad de tener que importar gas natural y petróleo a un costo significativo, lo cual será pagado por los usuarios en el consumo de gas y eléctrico en los hogares. La importación de estos combustibles, junto con la ausencia de empleos, regalías e impuestos asociados con la producción doméstica de los mismos, tendrá un impacto terrible en la economía colombiana en el largo plazo". ■



“La Ley de Financiamiento es absolutamente clave no solo en los temas de renta sino en los descuentos de las inversiones de capital, porque este es un sector muy intensivo en capital”.

María Fernanda Suárez,
ministra de Minas y Energía

‘El sector de hidrocarburos tiene un papel crucial en la transformación energética’

La ministra de Minas y Energía, María Fernanda Suárez, sostiene que el gas es el combustible de la transición y por ello la preocupación por subir las reservas. Asegura que se han quitado cuellos de botella en competitividad y que hay mucho trabajo por hacer en el relacionamiento con el territorio.

En el mundo, cuando cada día cobra más fuerza la transición energética y cuando muchos países, incluido Colombia, avanzan en la adopción de energías renovables a partir de fuentes como el sol y el viento, constantemente surgen inquietudes sobre el papel que tendrán el petróleo y el gas en el corto y en el largo plazo.

Para el Gobierno, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, la respuesta es que los hidrocarburos seguirán siendo la fuente más confiable de energía por muchos años, pero reconociendo esas nuevas realidades y necesidades derivadas del cambio climático, las acciones de política pública que se vienen desarrollando y estructurando apuntan a fortalecerlos para que cumplan un papel relevante en la transformación energética.

Al respecto, la Ministra María Fernanda Suárez expone los logros, entre los que se destacan las decisiones para fortalecer la competitividad del país de cara a los inversionistas, y los desafíos, entre los cuales cobra protagonismo el giro en la forma en que la industria se relaciona con las comunidades y su entorno, aspecto en el que la transparencia y la confianza serán decisivas para que todos los actores quepan y convivan en el territorio, en pro del desarrollo económico y social, y del bien común.

¿Cuál es su balance actual de las acciones para el sector de hidrocarburos?

Hemos cumplido con todo lo que le dijimos al sector que íbamos a hacer. Cuando llegamos, uno tenía que partir los problemas entre estructurales de largo plazo y los de corto plazo.

En el largo plazo hemos trabajado en el acto legislativo de las regalías, en donde va a haber una mayor proporción para las entidades territoriales productoras, al subirles de 10 por ciento al 25 por ciento.

Pero no solo debemos concentrarnos en cómo repartirnos el ponqué, sino en que este quede bien invertido y que las comunidades realmente vean las obras. Va a quedar un sistema más eficiente porque hoy hay cerca de 15 billones de pesos en los bancos en proyectos sin ejecutar y eso no se compadece con las necesidades que hay en el país.

Otro tema estructural era la consulta previa, que partimos en dos: el Gobierno va a presentar un proyecto de ley que va a asegurar que se haga y que se garanticen todos los derechos, pero que haya un procedimiento totalmente claro, en el que todo el mundo sepa cuándo se cumplen las cosas y cómo ocurren.

Y en el corto plazo lo que hay es una congestión de una cantidad de solicitudes, de todos los sectores, y una capacidad institucional que no puede atender eso.

Para ello pusimos un artículo en el Plan Nacional de Desarrollo y se va a crear un sistema a través del cual habrá un mecanismo más eficaz con la reglamentación actual.

Tras la claridad sobre consultas populares, por parte de la Corte Constitucional, ¿cuál es la estrategia que sigue?

La sentencia reconoce que hay una tensión desde la Constitución del 91 entre el ordenamiento del suelo y

el del subsuelo y nos pide sacar la Ley de Coordinación y Concurrencia, que vamos a presentarla en el primer semestre del 2020.

¿Cuál va ser la filosofía del proyecto de ley?

Estamos estructurando todavía la ley, pero filosóficamente algo que tiene que cambiar es que antes de asignar un bloque debe haber una conversación en el territorio, porque hoy parte de lo que pasa es que se asignan los bloques, la compañía va a hacer su campaña y cuando el alcalde ve el taladro se pregunta: ¿cómo así?

Entonces cuando se vea que hay potencial tengo que informarles y, de la misma manera, cuando los municipios hagan su ordenamiento territorial tienen que incorporar y saber cuáles son las oportunidades en el subsuelo, porque lo que nos tenemos que asegurar es que el bienestar general está por encima del particular.

> **El gas es fundamental en la matriz de generación eléctrica, junto con las fuentes renovables de generación eólica y solar, que son variables. Se necesita el gas para que haya confiabilidad.**

De hecho la nueva asignación de áreas de la ANH ya incorpora eso...

Por supuesto. El fallo dio una serie de elementos y desde el momento que salió se han tenido en cuenta para las rondas que se han hecho. Pero además de eso, la Corte pide que se saque adelante una ley que reglamente. Adicional a eso, otra de las cosas que también hemos hecho es el tema del licenciamiento ambiental y del tema arqueológico. Hoy, cuando usted va a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, esta entidad tiene al día sus licencias ambientales y en eso ha habido un cambio en los tiempos de los procesos muy importante.

Todo esto ha dado como resultado la mayor inversión que hemos tenido en el sector en el 2019. Estamos buscando que el número de pozos exploratorios sea el mismo del año pasado, pero la asignación actual de bloques nos debe llevar a una mayor actividad exploratoria en el 2020 y una mayor actividad sísmica, que si bien es mayor que la de años anteriores, todavía no es del nivel que se quisiera tener para lograr muchos más hallazgos.

Hemos trabajado en esos cuellos de botella y sin duda uno de estos era la competitividad, porque todas las empresas, incluyendo Ecopetrol, están diciendo que están aquí o en otro lugar.

Y en eso la Ley de Financiamiento es absolutamente clave, no solo en los temas de renta sino en los descuentos de las inversiones de capital porque este es un sector muy intensivo en capital.

¿Cuándo se bajará más la conflictividad social, ya que hay 700 millones de dólares quietos y este es uno de los factores?

Lo primero es una estrategia desde el Ministerio en el acompañamiento de todo el tema social y ambiental, que se llama 'Todos cabemos', un trabajo muy cercano con las comunidades, de pedagogía y de acercamiento genuino. Es acercar la oferta institucional del Estado al territorio.

En general, como sistema, tenemos que reconocer que en muchos de los municipios en donde ha habido producción de petróleo y gas por muchos años el desarrollo del territorio no habla bien del desarrollo que debe llevar la industria. Entonces hay que hacer pedagogía, posicionar al sector y tener un relacionamiento genuino y no oportunista o transaccional. Les hemos dicho a las empresas que su relacionamiento tiene que cambiar.

La responsabilidad no es solo girar la regalía. La verdadera responsabilidad social es asegurar que se fortalece la institucionalidad del lugar y que con esto se da un mejor desarrollo y se apoya la estructuración de proyectos.

Creemos que las regalías, la coordinación y concurrencia y elevar los estándares operacionales en los temas ambientales, y que la gente vea la responsabilidad que tienen las compañías petroleras frente a los temas ambientales es algo que tiene que mejorar.

Otro tema clave es la transparencia. Transparencia en la información, en los datos. Que la gente pueda ver cuáles son las mediciones sismológicas para ver si hay pozos que están generando sismicidad o no; cuánta es la toma de agua que se está haciendo en cada uno de los municipios para la actividad petrolera, porque alrededor de eso se han creado muchos mitos. Cuando se ve el porcentaje de consumo del sector de hidrocarburos es como del 2 por ciento del consumo hídrico del país.

Otro mito es que es el sector es el mayor contribuidor de emisiones de carbono, pero

este es la deforestación, que hace el 35 por ciento de las emisiones, después sigue la agricultura, luego el transporte y luego hidrocarburos, con el 13 por ciento.

¿Esa transparencia debe ir más allá de los pilotos de investigación de los yacimientos no convencionales?

Cuando se lee el informe de la Comisión de Expertos, todas las recomendaciones no son por los yacimientos no convencionales, sino que recogen las recomendaciones frente al sector, que las ha acogido como una oportunidad, porque si hay algo que tenemos que cambiar con la comunidad es generar una relación de confianza. Cuando el debate se centra solamente en Twitter es porque es una visión contra la otra y no vamos a los datos.

Y la única manera de ir a estos es que estén disponibles. Esa transparencia induce a la confianza y esto es parte de la hoja de ruta que estamos trabajando.

La herramienta más cercana en eso es la reforma a las regalías. ¿Cómo se hará la pedagogía con los nuevos mandatarios regionales y locales?

Eso es muy importante. El Gobierno ha estado preparando la estrategia para ponerles una caja de herramientas que tiene a su disposición y el cambio en las regalías es una de las más importantes.

Este acto legislativo estará en el 2019, se reglamentará en el 2020 y probablemente se ejecute en el 2021. Entonces los proyectos de este Gobierno serán con las regalías actuales y una de las debilidades más grandes es la capacidad de estructuración de proyectos y allí los mandatarios regionales son muy importantes.

Parte de lo que estamos planeando es cómo desde su llegada van a tener una capacitación, para fortalecer su capacidad institucional para acompañarlos en una mejor estructuración de proyectos que se traduzca en unas aprobaciones más rápidas y en que la ejecución se dé en tiempos y en el presupuesto. La apuesta con los mandatarios locales debe ser que todos cabemos en el territorio.

¿Cómo se van a impulsar el *offshore* y los no convencionales, tras la claridad que dio el Consejo de Estado sobre estos últimos?

Lo primero fue reactivar los contratos de *offshore*, porque los descubrimientos se dieron en el 2017 y se quedaron frenados porque había un tema contractual por resolver. Se pasaron los contratos de TEA a exploración y producción y las primeras nuevas perforaciones deberían darse en 2020 y 2021. Las demoras son principalmente por los taladros disponibles y cuánto se demoran en llegar.

El *offshore* tiene de importante que al delimitar y entender si el gas que hay ahí, por cantidad, por calidad y por profundidad, es comercial. Y segundo, seguir explorando porque hay potencial de líquidos y cuándo se encuentran líquidos en el *offshore*, típicamente son muy ricos.

Lo segundo es todo el tema de bloques y rondas que se han hecho, y sobre todo el cam-



"La responsabilidad no es solo girar la regalía. La verdadera responsabilidad social es asegurar que se fortalece la institucionalidad del lugar y que con esto se da un mejor desarrollo y se apoya la estructuración de proyectos".

bio en la dinámica del proceso de asignación de áreas, porque hay un mapa disponible de tierras a partir del cual el sector se está actualizando permanentemente.

Un área donde hay una oportunidad por terminar de ver es Putumayo. Ecuador produce 200.000 barriles o más al otro lado del río y en la frontera geológica deberíamos tener la misma potencialidad. Nuestra labor es que haya seguridad energética y oportunidades de generación de riqueza, porque Colombia es el país menos explorado del continente, según la presidente de Occidental.

¿Y en no convencionales?

Si hay algo positivo es la Comisión de Expertos y la transparencia que le dio a todo este proceso, más la decisión del Consejo de Estado de seguir avanzando en los pilotos.

Hemos estado haciendo unas mesas de trabajo gubernamentales en donde hemos estado revisando con mucho detenimiento todas las recomendaciones para poderlas convertir en los protocolos que se tienen que hacer.

> **"Estamos discutiendo la cuarta revolución industrial o los carros eléctricos, pero hay que pensar que todavía hay 500.000 familias que no tienen acceso a la energía, lo cual es inadmisible".**

En este momento estamos en la fase de concluir cuáles serían esos protocolos, para de ahí trazar la ruta para seguir adelante con lo que nos puso la sentencia del Consejo de Estado.

¿El insumo de lo que está demandado de fondo, es decir los reglamentos técnicos, se tendrá en cuenta?

La Comisión de Expertos no hace ninguna sugerencia de cambiar la técnica, sino que lo más importante que concluye es que no se ha encontrado ninguna evidencia científica de que la técnica genere un riesgo para el medio ambiente y las comunidades.

Sin embargo, como nunca se ha probado en Colombia, dijo que se debe poner a prueba para observar que los resultados que se han dado en otros lugares también se den en Colombia.

Entonces la técnica no va a cambiar. Además, ellos establecieron que las especificaciones técnicas de la reglamentación colombiana son muy exigentes. Lo que hace es decir que no solamente es la técnica, sino que se tienen que mirar los temas de salud, de biodiversidad, hacer líneas base, ser transparente en los datos. Entonces, parte de lo que tenemos que hacer en los pilotos es que la información esté disponible en tiempo real para todos los ciudadanos.

Me imagino como una urna de cristal en la que cada colombiano podrá ver lo que está pasando con el taladro, las mediciones de sismicidad, la distancia del acuífero, el líquido de fractura que se está haciendo y en qué proceso va el pozo.

En tiempos de transformación energética, ¿cuál será el papel de los hidrocarburos, porque hay la percepción de que no se necesitan?

La misión de transformación está muy enfocada al sector eléctrico. Hay un capítulo enfocado al gas como parte de la matriz eléctrica. Lo que dice Naciones Unidas, es que el 80 por ciento de que logremos reducir las emisiones de carbono para bajar el 1,5 por ciento del calentamiento global, depende de la energía y que lo hagamos correctamente.

Ahí el sector de hidrocarburos juega un papel crucial. Somos el primer sector que tiene el plan integral de gestión del cambio climático. Tenemos una hoja de ruta que construimos con el sector privado, en el que hay empresas de hidrocarburos.

¿Cuáles son las líneas que debe trabajar el sector?

Lo primero es su fuente de energía. La demanda de energía de Ecopetrol equivale a la de Bucaramanga. Entonces que la fuente de energía sea limpia, para su producción, tiene un impacto muy alto.

Segundo, el tema de emisiones fugitivas, en el que vamos a subir los estándares. Son emisiones que no pueden llegar al medio ambiente cuando Colombia ya tiene la tecnología para controlarlas.

Los temas de eficiencia energética son muy importantes. El sector de hidrocarburos le apuesta en el mundo a hacer captura de carbono, para ser carbono neutral. Dependemos de que el desarrollo tecnológico se dé y que termine siendo costo-eficiente, para capturar ese carbono y que se pueda volver a reinyectar.

La otra arista es el rol del gas, que reduce el 40 por ciento de las emisiones de carbono de un vehículo y en términos de calidad del aire reduce en 96 por ciento el material particulado.

Si todavía tenemos desafíos en la movilidad eléctrica de vehículos particulares, imagínese los que hay en volquetas, sistemas de transporte masivo y en vehículos de carga. Y una de las apuestas que hay es que el gas sea ese combustible de la

> “La demanda de energía de Ecopetrol equivale a la de Bucaramanga. Entonces que la fuente de energía sea limpia, para su producción, tiene un impacto muy alto”.

transición, sobre todo el tema de vehículos de carga pesada y sistemas de transporte masivo.

Y el gas es fundamental en la matriz de generación eléctrica, junto con las fuentes renovables de generación eólica y solar, que son variables. Y para que haya confiabilidad se necesita algo que la genere y el gas es fundamental para sostener esa confiabilidad. Por ello el énfasis de aumentar las reservas de gas y el *offshore*.

¿Y en combustibles líquidos, qué retos quedan?

Ya estamos cumpliendo las metas del 2025 que estaban en el Conpes. En diésel estamos en menos de 10 partes por millón de azufre y en gasolina estamos en cerca de 100. Sabemos que el mundo los va a necesitar como su fuente energética más confiable por muchos años y desde la regulación y las empresas debemos asegurar que utilizamos toda la tecnología disponible para que el efecto de esa producción y ese consumo sea el menor sobre el medio ambiente.

¿Cuáles son las acciones para impulsar un mayor desarrollo del mercado de combustibles líquidos y evitar situaciones de estrés transitorio por el abastecimiento en algunas regiones del país?

Estamos fortaleciendo la reglamentación relacionada con la infraestructura de la cadena de suministro, los requisitos necesarios y las condiciones para la prestación del servicio. Nuestro objetivo es tener un suministro cada vez más seguro en todas las estaciones de servicio de combustibles.

Además, seguiremos trabajando con las autoridades territoriales, los gremios y demás actores de la cadena, con el fin de continuar asegurando la correcta prestación del servicio y la competitividad del sector, en pro de los mejores estándares de calidad y en beneficio de los consumidores finales.



Con toda la energía

En su tiempo como Ministra, ¿qué es lo que más le ha dado satisfacción y lo que más la ha frustrado?

Me frustra es no poder hacer las cosas con mayor velocidad. Vivo con mucha angustia de la urgencia con la que se necesitan resolver los problemas y en el sector público la velocidad es un reto, por las capacidades institucionales, porque usted se tiene que limitar a lo que la ley le permite y porque todo el sistema en general está diseñado para que las cosas vayan despacio.

Y lo que me hace feliz es llevarle energía a la gente por primera vez. Estamos discutiendo la cuarta revolución industrial o los carros eléctricos, pero hay que pensar que todavía hay 500.000 familias que no tienen acceso a la energía, lo cual es inadmisible.

¿Cuál es su visión del rol de la mujer en el sector?

Fue una de las cosas que me hizo tomar la decisión de venir a trabajar al Gobierno del presidente Duque y su apuesta por tener una equidad de género y un gobierno paritario, porque muchas veces no se pueden lograr esas metas porque las mujeres somos las que decimos que no.

Es un tema que estamos impulsando mucho en el Ministerio, desde su política de género. Una de las cosas que más urgencia me genera es la participación de la mujer en las oportunidades laborales en las comunidades. El sector de hidrocarburos donde está es el mejor pagado de la región y como la participación de la mujer es tan bajita, son oportunidades que no tiene. Entonces hay que asegurar que en la fuerza laboral en las regiones donde opera el sector haya mayor participación de fuerza femenina.

Hay paradigmas que hay que romper. Hay trabajos para hombres por pura fuerza física, pero hay que asegurar que en todas esas cosas en que la mujer puede hacerlo, participe y ahí hay que empezar desde el entrenamiento, o que haya dormitorios de hombres y de mujeres en los campos. Hay que trabajarlo desde las empresas y desde las comunidades. ■

Panorama de la seguridad jurídica en Colombia: reto inaplazable



Recientes casos deberían ser objeto de cuidadosa, rigurosa y desapasionada revisión jurídica, so pena de convertirse en ejemplos negativos para un Estado que busca afianzar su condición de actor de avanzada y desarrollado en el contexto internacional.



José V. Zapata L.
Socio oficina Holland & Knight, Bogotá

Mucho se habla de la seguridad jurídica. La necesidad de seguridad jurídica en el ejercicio de los derechos y el cumplimiento de las obligaciones de empresas y ciudadanos es inherente a un Estado de Derecho, como bien lo señala la Constitución Política. Para el sector de los hidrocarburos es de la esencia misma de las transacciones que se desarrollan en este. Se trata de inversiones a largo plazo, en las cuales el riesgo de éxito se ve limitado por aspectos técnicos inherentes a la industria; lo que no puede ocurrir es que la estructura fundamental, con base en la cual se da inicio a tales inversiones, resulte posteriormente desconocida o lesionada sin responsabilidad.

El cimiento de la seguridad jurídica es que el desconocimiento de derechos preexistentes debe arrojar como resultado necesario una indemnización para el afectado. Recientes casos deberían ser objeto de cuidadosa, rigurosa y desapasionada revisión jurídica, so pena de convertirse en ejemplos negativos para un Estado que

busca afianzar su condición de actor de avanzada y desarrollado en el contexto internacional. Curiosamente, la temática de los asuntos que han venido impactando en la noción de 'derechos adquiridos' limita, en sí, la viabilidad de pronunciarse fuertemente en contra de los respectivos desconocimientos. Nadie duda de la importancia de temas como los ambientales, la consulta previa, las regalías, el control fiscal y asuntos como las variaciones jurisprudenciales, pero cambios abruptos y subjetivos en estos frentes pueden resultar lesivos para los derechos ya otorgados. No podemos encontrarnos en situaciones en las cuales no existen normas específicas como pilar de las relaciones contractuales y el riesgo se extiende más allá de lo geológico a lo legal. Ello no quiere decir, en modo alguno, que un Estado se encuentra limitado o impedido de imponer nuevas condiciones u obligaciones respecto de las actividades que se desarrollan en su territorio, lo que sí impone es un deber correlativo de responder por los perjuicios que tales decisiones generan. No de otra manera puede entenderse la importancia de la seguridad jurídica.

Quien invierte tiene una expectativa válida, legítima y cierta en cuanto a que los derechos que se le definieron y las obligaciones que se le impusieron, continuarán siendo la base de su relación jurídica durante los años en los que desarrollará la actividad propuesta. Cuando una entidad del Estado, cualquiera que ella sea, pretende modificar tales situaciones jurídicas consolidadas sin que ello se traduzca en la necesidad de responder ante el inversionista de buena fe, quebranta el orden jurídico establecido. Un proyecto en el renglón de los hidrocarburos que inicia validado por un contrato de exploración y producción, en el cual el ordenamiento territorial prevé la posibilidad de desarrollo de la actividad, las categorías jurídicas ambientales también permiten desplegar la actividad propuesta, la licencia ambiental ha sido otorgada así como las comunidades consultadas y socializadas, además de efectuadas importantes inversiones, no puede ex post facto resultar afectado por decisiones que pretenden desconocer por completo y abiertamente esos derechos. Tal desconocimiento, mucho menos, puede resultar estructurado por razones subjetivas sin motivaciones claras y objetivamente validadas.

El desconocimiento de tales derechos genera consecuencias económicas negativas para el Estado y de allí que las razones por las que dichas situaciones excepcionalísimas se llegan dar, deben ser verificadas con el mayor cuidado posible. Si tal proceso de verificación y constatación no se ha dado, los perjuicios no deberían ser solamente responsabilidad del Estado, sino de quienes como funcionarios públicos trasgredieron irresponsablemente el ordenamiento jurídico. Por ello el Gobierno Central ha desplegado importantes esfuerzos por instar a las entidades, agencias y órganos del Estado a entender los efectos de esas decisiones. Todo inversionista cuya seguridad jurídica es comprometida tiene el derecho de reclamar por los perjuicios correspondientes, no solo a nivel interno ante las cortes y jueces colombianos, sino en situaciones igualmente complejas, antes los tribunales de arbitramento derivados de tratados de protección de la inversión.

> **Nadie duda de la importancia de temas como los ambientales, la consulta previa, las regalías, el control fiscal y asuntos como las variaciones jurisprudenciales, pero cambios abruptos y subjetivos en estos frentes pueden resultar lesivos para los derechos ya otorgados.**

Los mismos derechos deben predicarse de los colombianos que invierten en el exterior. En este contexto, cabe mencionar que los eventos de expropiación no son entonces los más evidenciados, más bien aquellos en los cuales se presenta un trato injusto e inequitativo frente al inversionista. El Estado colombiano debe garantizar y pronunciarse vehementemente respecto de la protección de derechos como base esencial de la protección jurídica que debe prevalecer en un Estado de Derecho. Para proyectos de los que dependen gran parte de los ingresos del Estado, hay que ser serios. No se tendrán nuevas inversiones requeridas en este sector sin una absoluta claridad y transparencia en las reglas. De manera similar, inversiones en curso podrán perderse.

La tarea no es de poca monta y las voces del Estado tienen que resonar duras y claras en el sentido de ratificar que empresa y ciudadanos pueden confiar en que sus derechos serán siempre respetados. Así mismo, deberá quedar claro que en aquellos escenarios en los que los bienes jurídicos tutelados y simultáneamente expuestos evidencian, sustancial pero excepcionalmente, que debe prevalecer el 'cambio', el inversionista será indemnizado ante el hecho de que debe ceder su posición a un bien público de mayor entidad. Es aquí donde los jueces, garantes de la institucionalidad, tienen una particular e ineludible responsabilidad. No podemos llegar al absurdo de que no existan 'derechos adquiridos' en un Estado de Derecho. ■


Lee
MOTOROLA



Colombia, en el camino de una industria extractiva cada día más transparente

El país ha comenzado a brillar como un líder regional en materia de implementación de transparencia en la información y buenas prácticas.

Colombia, una de las naciones de América Latina con una de las industrias de petróleo, gas y minerales más destacadas, asumió desde hace más de cinco años un importante compromiso para promover la transparencia en el sector. Se trata de la adhesión del país a la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI, por sus siglas en inglés), un importante estándar mundial creado en el año 2002 que se encarga de promover la gestión responsable de los recursos y la gobernanza del sector extractivo.

En este proceso, al que desde entonces se han sumado 51 naciones productoras de petróleo, gas y minerales, han sido claves no solo los actores de la industria privada, sino los gobiernos nacionales y representantes de la sociedad civil, los cuales han procurado por medio de diferentes estrategias que la información de la industria extractiva colombiana sea clara y de fácil acceso a la ciudadanía.

Ahora, tras años de trabajo y de un compromiso constante de 34 empresas del sector extractivo, el país ha comenzado a brillar como un líder regional en materia de implementación de transparencia en la información y buenas prácticas.

Resultado del trabajo adelantado de ponerse a tono en materia de transparencia, Colombia fue galardonada este año por la Secretaría Internacional de la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI).

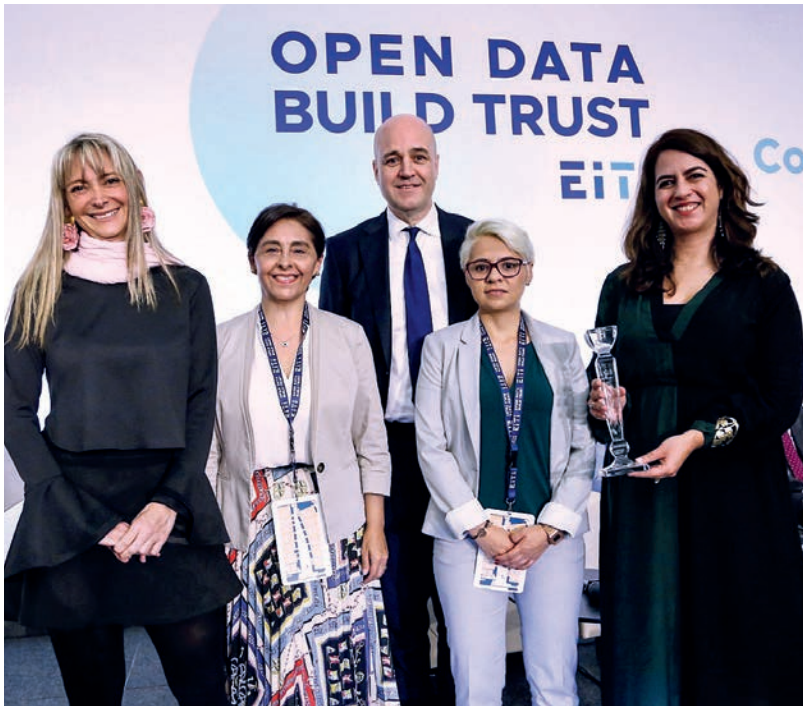
"Colombia ha pasado a convertirse en un líder regional en la implementación de la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas y, sin duda, las empresas del sector de los hidrocarburos han dado todo su apoyo en el proceso. Está claro que este importante estándar mundial permite vigilar los recursos del país", explicó Francisco Lloreda, presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).

Pero más allá del esfuerzo que ha adelantado Colombia de forma rigurosa para lograr que los recursos derivados de la industria extractiva estén reflejados en cuentas claras y en un volumen correcto de aportes realizados a la Nación, apunta el directivo que es un reto a futuro –por encima de lo que establece el estándar mundial EITI– que los diferentes actores (como las empresas y la sociedad civil) puedan verificar cómo el Estado emplea lo que recibe por cuenta de las actividades de petroleras, mineras y compañías productoras de gas.

Yéssica Prieto Ramos, directora nacional de Proyectos de Investigaciones de Crudo Transparente (una organización de la sociedad civil colombiana que informa, socializa y analiza los impactos socioeconómicos del sector de hidrocarburos, y vela por la responsabilidad y transparencia de la industria petrolera), considera que Colombia ha hecho un esfuerzo importante en los últimos años y señala que este trabajo también ha sido impulsado por varios gobiernos.

"Sin duda, ha sido difícil, pues el estándar EITI le impone al país el cumplimiento de requisitos estrictos. Así, para que Colombia sea validada ante la Iniciativa EITI, el Gobierno, las compañías y la sociedad civil tienen que trabajar de forma articulada", apunta Prieto, quien señala que en el 2018 la nación recibió la calificación más alta de América Latina y el Caribe en materia de transparencia del sector.

En lo corrido de los últimos seis años, según los análisis que ha logrado hacer Crudo Transparente –como representante de la sociedad civil–, no solo se ha logrado mayor acceso a la



Alexandra Hernández, Vicepresidente de Asuntos Económicos y Regulatorios de la ACP; Amparo García, Subdirectora del DNP; Yesica Prieto, Directora Nacional de Proyectos e Investigaciones de Crudo Transparente; Carolina Rojas Hayes, Viceministra de Minas; y Fredrik Reinfeldt, exdirector general de EITI Internacional.

Tras años de trabajo y de un compromiso constante de 34 empresas del sector extractivo, Colombia ha comenzado a brillar como un líder regional en materia de implementación de transparencia en la información y buenas prácticas.

información del sector, sino que ha quedado más claro cómo las firmas del sector extractivo le pagan impuestos al Estado colombiano. Ahora bien, otro logro que se ha alcanzado con el estándar es la divulgación de contratos petroleros y, también, la publicación de información de carácter ambiental.

Por otra parte, vale destacar que como resultado del trabajo adelantado de ponerse a tono en materia de transparencia, Colombia fue galardonada este año por la Secretaría Internacional de la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI). Las razones para recibir esta distinción, según la Secretaría, atienden a que el país puso en marcha importantes avances en automatización, recolección y difusión de datos públicos del sector mineroenergético y, también, a la consecución de un progreso satisfactorio entre las naciones que integran el estándar EITI.

Además de esta importante distinción para el sector, también debe resaltarse que en agosto de este año la Secretaría de Transparencia, el Ministerio de Minas y Energía, y la Vicepresidencia de la República dejaron en firme la adhesión del sector mineroenergético a un proyecto bautizado como la Ruta Colombiana de la Integridad Empresarial, la cual, enmarcada en el principio de legalidad del gobierno del presidente Iván Duque, busca hacerle frente a la corrupción y promover la integridad.

Camilo Jaimes Poveda, secretario encargado de Transparencia, indicó que "trabajamos para promover la implementación de las mejores prácticas en el sector mineroenergético. En particular, en el sector extractivo tenemos dos líneas de trabajo. La primera, en asistencia en la implementación de la Ley Estatutaria de Transparencia y en acceso a la información pública. Hemos realizado jornadas de sensibilización con los funcionarios de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y apoyado mesas de trabajo lideradas por el Ministerio de Minas y Energía. El objetivo es combatir la opacidad de la información para transparentar procesos y promover la participación ciudadana y el control social".

La segunda es, detalló Jaimes, una línea de trabajo que consiste en la implementación de la Ruta de Integridad Empresarial. "El objetivo de esta es unir esfuerzos para aumentar los estándares éticos y promover la transparencia en los negocios. Permite fomentar espacios de intercambio de conocimiento y experiencias entre empresas y Gobierno, para hacer alianzas que promuevan la integridad y fomenten la cultura de transparencia; esto, a través de la adopción de valores éticos comunes y de herramientas que contribuyan a prevenir y mitigar los riesgos de corrupción". ■



‘En vilo’ y ‘cautela’

Esas son las expresiones que quizá mejor describen, de momento, la situación de la economía mundial y de los inversionistas por cuenta de las complejas negociaciones comerciales entre Estados Unidos y China.



Reuniones que no se concretan bien parecen ser blanco del bombardeo de la 'sutil' estrategia de presión de la administración del presidente estadounidense Donald Trump, que al tiempo que las agenda, decreta incluir en una lista negra comercial más compañías chinas. Para quien se haga ilusiones, añade luego que es "improbable" un rápido acuerdo.

En esa dinámica, que para algunos analistas es escalofriante, las miradas se dirigen automáticamente al impacto sobre los precios del petróleo, que con la crisis por los recientes ataques contra las instalaciones de Arabia Saudí tuvieron un repunte, pero que con las regulares noticias sobre la guerra comercial entre los dos gigantes volvieron a una baja inquietante.

Las protestas en Irak y la crisis política en Ecuador -precisamente por el intento del presidente Lenín Moreno de suprimir los subsidios a los hidrocarburos-, entre otras, paliaron en algo la descolgada, lo que no levantó el ánimo del sector.

1,1

millones de barriles por día para el 2019 y de 1,3 millones para el 2020 son las estimaciones de crecimiento de la demanda mundial de petróleo de la Agencia Internacional de Energía a agosto pasado.

> En lo que coinciden analistas y empresarios es que los efectos de esa guerra comercial serán indirectos, pero apuntan a las debilidades del sector de hidrocarburos en Colombia.

En el caso ecuatoriano, que abandonará la Organización de Países Exportadores de Petróleo (Opep) el año entrante, las protestas redujeron el bombeo en 59.450 barriles por día, según cifras del Ministerio de Energía de ese país.

"Es imposible predecir el resultado de las conversaciones (China-EE. UU.). Todo parece posible: desde un acuerdo parcial hasta otra tregua o incluso un quiebre total de las negociaciones. El espectro de reacciones potenciales de los precios es correspondientemente grande", explicó Carsten Fritsch, analista de Commerzbank.

Otro factor de política internacional que podría impactar el precio del crudo al alza es la ofensiva turca contra los objetivos kurdos en Siria, esa muy comentada "traición" de Trump que podría darle una dinámica diferente a la guerra civil de esta nación, y que sin duda golpeará la producción del Kurdistán y, de paso, provocará una crisis de refugiados en la región. Una más.



La reacción natural de los mercados a las malas noticias en torno a la guerra comercial entre Pekín y Washington ha sido la del descenso de los precios por el temor a una preocupante desaceleración económica global y hasta una recesión en EE. UU., que podrían afectar la menguante demanda de hidrocarburos.

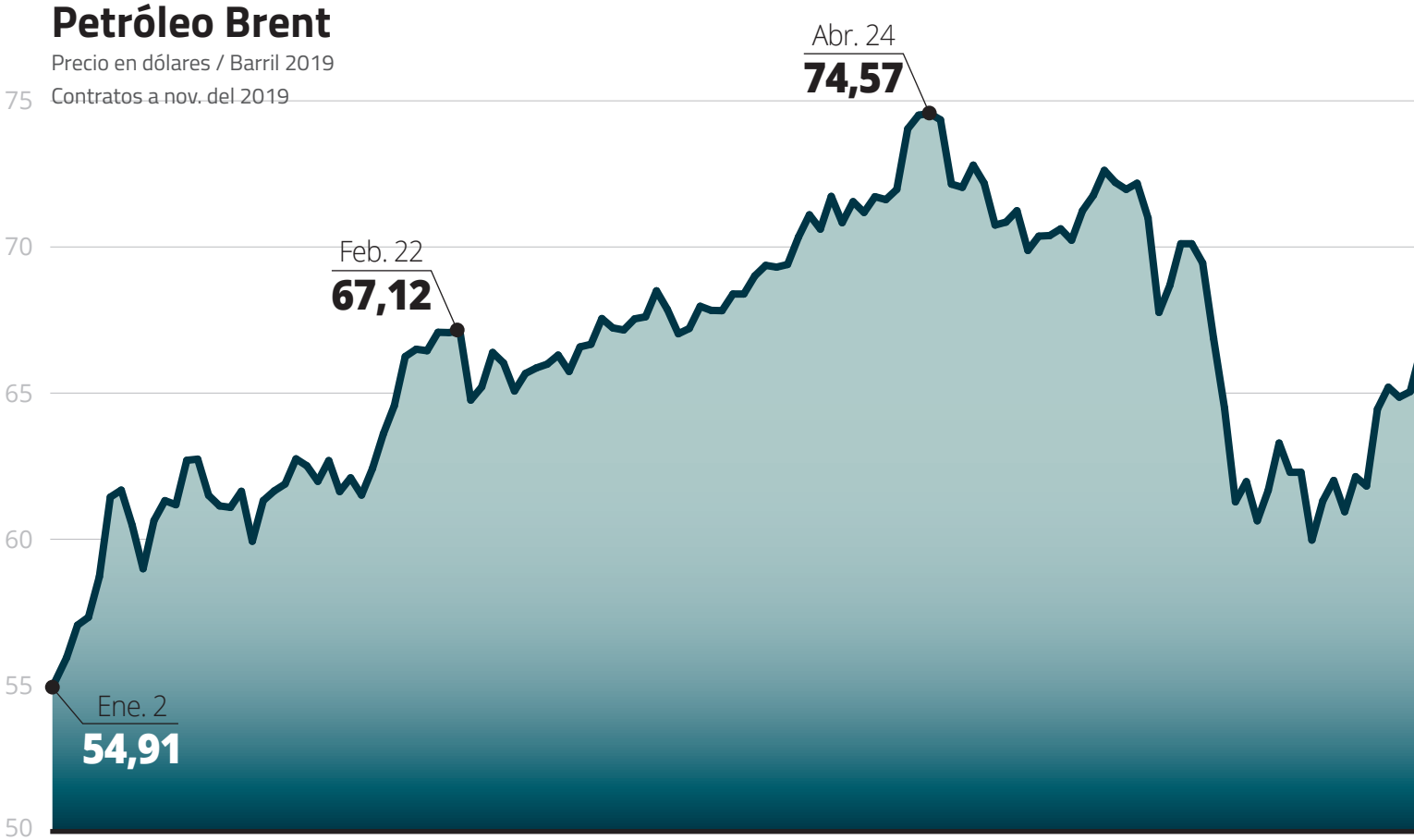
En ese sentido, día a día se constata que los cada vez mayores signos de debilidad económica mundial afectan el consumo de energía. Así lo explicó la Agencia Internacional de Energía (AIE), que ya en agosto redujo sus estimaciones de crecimiento de la demanda mundial de petróleo para el 2019 y el 2020 a 1,1 millones y 1,3 millones de barriles por día, respectivamente, es decir el crecimiento más lento de la demanda desde la crisis financiera de 2008.

A lo anterior se suma que el crecimiento económico chino ha caído a su nivel más bajo casi en tres décadas. Se ralentizó a un 6,2 por ciento en el segundo trimestre, por la guerra comercial.

Petróleo Brent

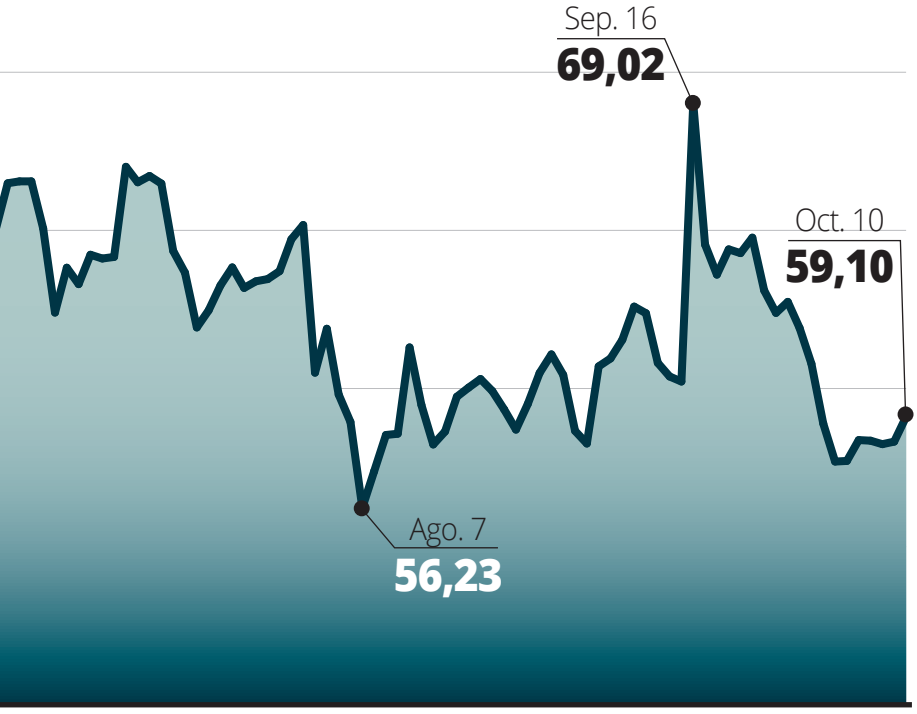
Precio en dólares / Barril 2019

Contratos a nov. del 2019





> **Es imposible predecir el resultado de las conversaciones (China-EE. UU.). Todo parece posible: desde un acuerdo parcial hasta otra tregua o incluso un quiebre total de las negociaciones. El espectro de reacciones potenciales de los precios es correspondientemente grande".**



El referencial del crudo Brent ronda los 60 dólares por barril, mientras que el WTI se cotiza en torno a los 56 dólares, afectado por las preocupaciones sobre la desaceleración.

Más allá de ese dato, de por sí revelador, el elemento saudí sigue siendo determinante. La estatal Aramco logró restablecer su capacidad de producción de 11,3 millones de barriles por día, una recuperación más veloz de lo esperado tras los ataques.

¿Y Colombia qué?

Los antecedentes indican que un descenso de los precios del crudo provoca casi automáticamente un ascenso de la cotización del dólar, una cifra que al bordear los 3.500 pesos ha despertado especiales sensibilidades porque se han venido rompiendo techos históricos que podrían tener impactos en la canasta familiar y en la inflación.

En otro sentido, los empresarios nacionales se ilusionan con el hecho de que si los aranceles restringen la entrada de productos chinos al mercado estadounidense, nuestro país podría aprovechar la coyuntura. En un informe publicado por *El Tiempo* se cita a María Claudia Lacouture, presidenta de la Cámara de Comercio Colombo Americana, quien asegura que "se han identificado en los nuevos aranceles a China al menos 740 productos que Colombia exporta a EE. UU. y que podrían aumentar sus ventas a ese mercado".

La otra cara de la moneda la muestra Javier Díaz, presidente de Analdex, el gremio exportador, quien advirtió que "muchos de los productos chinos que no pueden entrar a Estados Unidos ahora querrán traerlos a nuestro país a precios excesivamente bajos".

En lo que coinciden analistas y empresarios es que los efectos de esa guerra comercial serán indirectos, pero apuntan a las debilidades del sector de hidrocarburos en Colombia, por ejemplo, ya que se sigue privilegiando producción sobre exploración, en un contexto en el que técnicas como el *fracking* avanzan no exentas de dificultades.

Otro elemento es que el ambiente de incertidumbre y desconfianza global hace que los inversionistas busquen poner sus recursos en activos más seguros, comparativamente frente a Colombia.

Por eso, Lacouture cree que "ninguna guerra comercial es buena para nadie. Todos seríamos perdedores. Habría mayor riesgo de un descenso en las economías. En consecuencia, no es un tema de oportunidades per se". ■

‘En los próximos 10 años, el gas será parte importante de la matriz energética’

Según el CEO y presidente de Canacol Energy Ltd., Charle Gamba, la compañía espera conseguir este año un aumento del 80 por ciento en las ventas de gas, perforar nuevos pozos de exploración y viabilizar la construcción de un nuevo gasoducto entre sus campos y la ciudad de Medellín.

Fue un trotamundos del universo minero-energético hasta que se asentó y fundó su propia empresa. Se trata de Charle Gamba, quien, antes de crear Canacol Energy Ltd., en el 2008, jugó una variedad de roles técnicos y directivos con compañías petroleras de diversos tamaños. Su carrera profesional ha estado enfocada en la exploración y producción en Suramérica, ocupando cargos como el de vicepresidente de Exploración para Occidental Oil & Gas Company, con base en Bogotá.

Comenzó su carrera como geólogo en Imperial Oil, cuenta con una maestría en Ciencias y un Ph. D. en Geología. El fundador de Canacol Energy Ltd., firma dedicada a la exploración de gas natural, en diálogo con la revista ACP, nos cuenta sobre el promisorio futuro que tiene esta empresa en Colombia.

¿Cómo ve el horizonte del gas natural en Colombia?

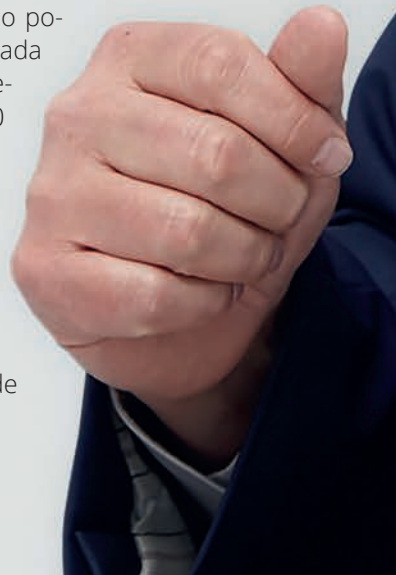
Formará una parte importante en la matriz energética en los próximos 10 años, en la medida que el país pase de una matriz energética basada en petróleo a una de energía renovable en el 2030. La Agencia Internacional de Energía proyectó, en junio pasado, que la demanda global de gas natural aumentará 10 por ciento en los próximos cinco años, mientras gobiernos e industrias eliminan gradualmente el petróleo y el carbón de sus matrices energéticas.

¿Seguirá el país siendo una potencia energética en gas?

Las reservas probadas de cerca de cuatro trillones de pies cúbicos alcanzarán para unos nueve años a la tasa de consumo actual. En un estudio del 2012, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el *Earth Science Research Journal* y la Universidad Nacional de Colombia calcularon que los recursos de gas convencional y no convencionales, *onshore* y *offshore*, son de un total de 311 trillones de pies cúbicos, es decir 80 veces la base existente de reservas de gas natural descubiertas y probadas. La exploración y el desarrollo continuo de esta masiva base de recursos asegurará la autosuficiencia de gas de Colombia por muchas más décadas.

¿Cuáles son las expectativas de la compañía como resultado final del año?

Los objetivos de Canacol en el 2019 son: 1) lograr un aumento del 80 por ciento en las ventas de gas por medio del completamiento de la expansión de un gasoducto entre nuestros campos de gas con las ciudades de Cartagena y Barranquilla, 2) perforar ocho pozos de exploración y de avanzada apuntando a una razón de reemplazo de reservas de 200 por ciento, y 3) ejecutar todos los acuerdos requeridos para comenzar la construcción de un nuevo gasoducto entre nuestros campos de gas y la ciudad de Medellín, lo cual nos permitirá empezar a enviar nuestro gas al interior de Colombia en el 2022.





> La Agencia Internacional de Energía proyectó, en junio pasado, que la demanda global de gas natural aumentará 10 por ciento en los próximos cinco años.

Charle Gamba,
CEO y presidente de Canacol Energy Ltd.


Estación Jobo, Canacol Energy

En julio de 2019, anunciamos la expansión del gasoducto entre nuestros campos de gas y Cartagena, y poco después, en agosto del 2019, el récord en ventas de gas de 217 MMscfpd (millones de pies cúbicos estándar), logrando nuestro mayor objetivo del año. También anunciamos los descubrimientos de exploración en Acordeón 1 y Ocarina 1, cada uno probando más de 30 MMscfpd de gas. Con dos pozos de exploración, Arandala y Lantana, aún por perforar en el 2019, vamos por buen camino para lograr el objetivo de reemplazo de reservas del 200 por ciento.

Finalmente, respecto al nuevo gasoducto a Medellín, estamos concluyendo negociaciones con la mayor empresa de servicios en la capital de Antioquia por un contrato de ventas de gas take or pay de 10 años, el cual formará la base para el proyecto del nuevo gasoducto. Anticipamos ejecutar un contrato EPC (Engineering, Procurement and Construction) y cierre del financiamiento del proyecto hacia finales del 2019, lo que nos permitirá comenzar el trámite de permisos ambientales iniciando en el 2020.

¿Qué desafíos enfrentará ese año?

Para el 2020 planeamos continuar explorando nuestros 1,1 millones de acres netos de tierras de exploración, donde hemos identificado 140 prospectos de exploración que contienen 2,6 trillones de pies cúbicos de recursos prospectivos de gas. El objetivo del programa de perforación del 2020 será lograr adiciones de reservas, después de la producción, de más de 200 billones de pies cúbicos, en preparación para entregar el nuevo gasoducto a Medellín para finales del 2022. Los permisos ambientales de este nuevo gasoducto serán nuestro principal desafío para el 2020, los cuales esperamos recibir a finales de dicho año.

> **Para el 2020 estamos planeando adicionar una planta de energía de 150 megavatios para ventas eléctricas a consumidores cercanos y a la red nacional.**

Finalmente, en el 2019, anunciamos nuestra intención de ingresar al negocio de producción de energía a gran escala, bajo el modelo *gas to wire,* lo que nos permitiría comercializar reservas de gas futuras sin la necesidad de infraestructura de gasoductos adicionales. Para el 2020 estamos planeando adicionar una planta de energía de 150 megavatios para ventas eléctricas a consumidores cercanos y a la red nacional. Esperamos que el proyecto empiece a generar a finales del 2021. ■


CON LA PUESTA EN MARCHA DEL
MEGA PARQUE SOLAR
EN CASTILLA LA NUEVA, META,
ECOPETROL IMPULSA
LAS ENERGÍAS RENOVABLES.
18 HECTÁREAS.
54.500
PANELES SOLARES.
REDUCIRÁ
154.000
TONELADAS
DE EMISIONES
DE CO2.
DE TODOS, PARA TODOS
ecopetrol



Etanol importado, bueno para el ambiente y el consumidor



La importación de etanol ha traído beneficios para los consumidores al garantizar un abastecimiento regular, mejora en la calidad de los combustibles, reducción de emisiones de GEI y precios más competitivos.

Muchos colombianos desconocen los beneficios de los biocombustibles. En el caso de las gasolinas, su oxigenación con alcohol carburante mejora el octanaje y reduce las emisiones de CO_2 y, desde el 2005, el país ha logrado bajar esa contaminación mediante el uso del bioetanol proveniente de la caña de azúcar y el biodiésel extraído del aceite de palma, con la mezcla de 10 por ciento de alcohol carburante y 90 por ciento de gasolinas de origen fósil en el sur del país.

Las gasolinas corriente y extra que se distribuyen en Colombia tienen un índice antidetonante de 81 y 87, respectivamente. Al adicionarle un 10 por ciento de alcohol carburante, dicho índice aumenta a 84 (en el caso de la corriente) y a 89 (en la extra), mejorando el rendimiento y la eficiencia del vehículo.

"El etanol genera un 70 por ciento menos de emisiones de CO2 en comparación con la gasolina de origen fósil, es decir que la gasolina oxigenada al 10 por ciento con alcohol carburante emite un 7 por ciento menos de emisiones que la gasolina sin oxigenar", explica Alexandra Hernández, vicepresidenta de Asuntos Económicos y Regulatorios.

Esa mezcla del 10 por ciento de etanol, sin embargo, no pudo ser estable a pesar de estar proyectada por las autoridades hasta el 2020, debido a las variaciones climáticas. "Actualmente, Colombia cuenta con una capacidad total instalada de producción de etanol anhidro de 17 millones de galones/mes (13,5 KBD), de la cual el 70 por ciento se encuentra localizada al suroccidente del país, en los departamentos del Valle del Cauca y Cauca. No obstante, por condiciones climáticas y los ciclos propios de producción de la caña de azúcar en la región, la generación local presenta anualmente picos de 14 millones de galones/mes (10 KBD) y caídas hasta seis millones de galones/mes (cuatro KBD) habitualmente en el mes de mayo, insuficientes para atender el mercado local que hoy oscila alrededor de los 16 millones de galones/mes (12 KBD)", afirma el más reciente informe de la ACP al respecto, publicado en mayo de este año.

Por esa razón, y con el fin de dar mayor confiabilidad al abastecimiento de combustibles, el Ministerio de Minas y Energía decidió dar vía libre a las importaciones de etanol a partir de mayo de 2017, y desde entonces han servido no solo de respaldo de la producción nacional para alcanzar el porcentaje de mezcla proyectado (10 por ciento), sino para fomentar la competencia.

Así, por ejemplo, en mayo del 2019 algunas destilerías estuvieron fuera de operación y la producción nacional bajó a ocho millones de galones (seis KBD). Este comportamiento cíclico, propio de este tipo de energías renovables, hizo que la producción nacional fuera insuficiente para suplir la demanda actual de etanol que está cerca de los 16 millones de galones/mes (12 KBD), es decir, la producción nacional solo atendió el 50 por ciento de las necesidades del país. La diferencia entre la oferta de producción nacional y la demanda estimada fue cubierta con importaciones.

"Si el mercado local se abasteciera únicamente con producto nacional, el país tendría un porcentaje de mezcla variable, que oscilaría entre un 5 por ciento y un 8 por ciento. Gracias a estas compras externas, los colombianos podemos hoy comprar gasolina oxigenada E10,



> **Los beneficios del etanol no varían y son iguales para el combustible de cualquier origen: nacional, importado, de caña, de maíz, etc.**

de mejor calidad, mayor octanaje y menos contaminante. El ahorro de emisiones de CO2, por pasar de consumir gasolinas E6 y E8 a E10, ha sido de cerca de 500.000 toneladas al año. Los beneficios en el consumo del combustible han sido evidentes", añade la vicepresidenta de la ACP.

Los beneficios del etanol no varían y son exactamente iguales para el combustible de cualquier origen (nacional, importado, de caña, de maíz, etc.), dado que químicamente son el mismo producto. Pero, además, cumplen con el límite establecido desde el 2017 por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para su huella de carbono: hoy, esa cifra tanto del etanol nacional como del importado es inferior a 853 kg de CO_2/m_3.

La posición de los principales distribuidores de combustible en el país es estar de acuerdo también con la medida. "Apoyamos el interés del Gobierno por mejorar la calidad del aire a través de la mejora en la calidad de los combustibles, y consideramos que el aumento progresivo en la mezcla de etanol contribuye a este propósito. En este marco, creemos que las impor-



> **La importación de etanol ha evidenciado que el precio de este producto regulado en Colombia es bastante alto. Esta fórmula debería revisarse para que el referente de precio del etanol en Colombia sea el de este producto importado.**

taciones de etanol permiten complementar los faltantes de oferta nacional para cumplir con la demanda local y estabilizar la mezcla en el porcentaje actual (10 por ciento), lo que beneficia directamente a todos los colombianos. Consideramos que medidas tales como un IP diferencial para producto importado y nacional, solo desestimularía la importación de etanol, poniendo en riesgo el cumplimiento de los niveles actuales de mezcla", señala Yuri Proaño, presidente de Primax.

Por su parte, José Carlos Barreto, vicepresidente de operaciones de Terpel, afirma: "la importación de etanol otorga estabilidad y garantía de continuidad al abastecimiento de combustibles líquidos en el país, mejora su calidad, y permite que tengamos precios más competitivos en el mercado. Lo anterior se traduce en un beneficio para el consumidor final. Colombia es un país que propende por la defensa del libre comercio, la libre competencia y la apertura económica, las cuales han sido pilares del crecimiento económico nacional".

De igual forma, agrega: "Las compras externas son necesarias para mantener la estabilidad en el porcentaje de mezcla y así cumplir con los compromisos ambientales internacionales que ha adquirido nuestro país. Vale la pena destacar además que las importaciones permiten tener un respaldo para cubrir las caídas naturales cíclicas de la producción local de etanol y que el producto traído cuenta con las mismas características ambientales que el local".

El consumidor final

Importar etanol, de otro lado, ha servido –y podrá hacerlo mucho más– para beneficiar al consumidor final en el tema de los precios de la gasolina. De acuerdo con el reporte de la ACP, los precios internos del etanol con referencia a sus precios internacionales podrían disminuir el valor de la gasolina en Colombia.

"Traer etanol ha evidenciado que el precio de este producto regulado en Colombia es bastante alto. Esta fórmula debería revisarse para que el referente sea el del traído, como se hace con los combustibles de origen fósil y con otros energéticos". Actualmente, el Ministerio de Comercio adelanta una investigación al etanol de maíz importado desde Estados Unidos para establecer si cuenta con subsidios, lo que llevaría al Gobierno a fijar medidas compensatorias. Hace poco estableció derechos compensatorios provisionales (o un sobrearancel) de 9,36 por ciento que tuvo vigencia 4 meses para dichas compras. Los productores nacionales sostienen que el etanol importado tiene subsidios, mientras los internacionales dicen que no. Los importadores mayoristas, por su parte, señalan que si se llegaran a adoptar derechos compensatorios definitivos del 9 por ciento (o del 22 por ciento) se estaría encareciendo el suministro de alcohol carburante, limitando el traslado de eficiencias a los consumidores finales.

"En este sentido –subraya el reporte de la ACP–, la recomendación es que en lugar de encarecer el producto importado estableciendo sobrearanceles, se opte por revisar el precio nacional regulado del alcohol carburante y se busque la posibilidad de fijar precios internos del etanol (y en consecuencia de la gasolina) más competitivos".

De todas formas, y entre otras razones por la disminución en costos de transporte, las importaciones han potenciado precios más competitivos de la gasolina oxigenada en la zona norte del país (abastecida en su totalidad con este producto). En ciudades como Barranquilla, por ejemplo, donde antes del 2017 los precios en las estaciones de servicio normalmente estaban por encima del de referencia, luego de la entrada de etanol importado empezaron a estar entre 100 y 150 pesos por galón por debajo.

"Todo esto ratifica que la decisión del Gobierno de permitir las importaciones de etanol ha redundado en beneficios para los consumidores finales de gasolina oxigenada, ofreciendo garantía de abastecimiento, estabilidad y mejora de la calidad del combustible, reducción de emisiones de GEI y precios más competitivos", concluye la representante de ACP. ■

70%

menos de emisiones de CO_2 en comparación con la gasolina de origen fósil, genera el etanol.

El indeclinable y embrujador Putumayo





En el departamento hay 24 campos, que produjeron 1'094.000 barriles entre enero y agosto de este año.

Desde hace 60 años el interés por la cuenca Caguán-Putumayo se mantiene indeclinable, a pesar de los problemas sociales y de orden público que ha padecido esta región de la Amazonía.

En 1959 cuando el Estado suscribió el contrato con la estadounidense Texas Petroleum Company, para que por 30 años explotara la concesión de Orito, en el Bajo Putumayo, arrancó el interés de otras empresas por esta cuenca, una región con un alto potencial hidrocarburífero, que a pesar de los problemas que hoy la aquejan, genera interés por sus atractivas áreas.

El Putumayo es uno de los cinco departamentos con mayor producción petrolera, después de Meta, Casanare, Norte de Santander y Arauca, y pese a diversos factores desestabilizantes para la industria y las comunidades, tienen presencia en sus campos empresas como Ecopetrol, que en 1981 retomó la concesión de Orito que operaba la Texas.

Así mismo, están en el territorio operadoras que tienen puestas sus esperanzas en el subsuelo del departamento, entre las que se encuentran Gran Tierra Energy, Amerisur, Frontera Energy y Ecopetrol.

Las operaciones de estas compañías están en Mocoa, Villa Garzón, Puerto Guzmán, Puer-

> La producción de crudo por cuencas nos muestra que los Llanos Orientales es la región con mayor producción de petróleo en Colombia, con un 74 por ciento, le sigue el Valle Medio del Magdalena con 15 por ciento, luego viene el Valle Superior del Magdalena con el 6 por ciento y Putumayo con 5 por ciento.

to Caicedo, Puerto Asís, Orito, Valle del Guamuez, San Miguel y Puerto Leguizamo, donde la Agencia Nacional de Hidrocarburos, a través de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos (ETH) acompaña a las operadoras en sus actividades y en su relacionamiento con las comunidades y autoridades de la región.

En el departamento hay 24 campos vigentes, los cuales han generado 1.094.000 barriles entre enero y agosto de este año, de acuerdo con las estadísticas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Esta cuenca se ha convertido en una de las más atractivas del país para los inversionistas por su potencial de reservas de aceite que, de acuerdo con la ANH, podrían superar los 3.000 millones de barriles de crudo.

La empresa estatal Ecopetrol tiene suscritos tres contratos en esta cuenca y la producción asciende a 7.300 barriles diarios y tiene prevista la perforación de varios pozos. Entre tanto Gran Tierra Energy de Canadá realiza trabajos de exploración a lo largo de la cuenca y su producción supera los 35.000 barriles por día.

Herramienta para el territorio

La ETH es un articulador de las entidades del Estado que están llegando a los territorios para hacer presencia y buscar soluciones a las problemáticas que se generan en el desarrollo de la actividad en las regiones.

Las comunidades resaltan el apoyo de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos, pues ante el desconocimiento de normativas toman vías de hecho para exigir a las operadoras y autoridades el cumplimiento de lo que ellos consideran sus derechos. Sin embargo, después de socializar los temas, no solo se logra desactivar este accionar, sino que las comunidades entienden y empiezan a respetar las normas.

Este tipo de capacitación viene acompañado de inversiones que buscan mejorar la calidad de vida de sus habitantes y dinamizar la economía de la región y activar mecanismos que desactiven potenciales conflictos que afecten la producción de los campos petroleros, lo que al final del día se verá traducido en perjuicios a los empleados, sus familias y al comercio de la zona de influencia.

En el departamento se desarrollan dos proyectos estructurados por la ETH. El primero en la vereda Platanillo, jurisdicción de Puerto Asís, con una inversión de 105 millones de pesos, para el desarrollo de un programa de ecoturismo en el avistamiento de aves, aprovechando el potencial ambiental del territorio.

En Puerto Limón, cabecera municipal de Mocoa, se iniciará la construcción de un box culvert, obra que permitirá ampliar la vía y la demolición de un puente con más de 20 años de uso, que presenta deterioro en su estructura. Para este proyecto se destinarán cerca de 40 millones de pesos.

De acuerdo con la comunidad, este puente se convirtió en un peligro para los ciudadanos que a diario lo utilizan, razón por la que se acelerará su demolición.

Hay crudo convencional

Expertos del sector coinciden que mientras el país resuelve el debate de los Yacimientos No Convencionales (YNC), en Colombia aún existe mucho petróleo por extraer de los campos convencionales y que la cuenca Caguán-Putumayo, es uno de







El negocio petrolero llegó a esta región hace 60 años y sigue en el radar de los inversionistas.

esos campos prospectivos con un alto potencial de aceite.

El Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA) que adelanta la Agencia Nacional de Hidrocarburos es una alternativa para que los inversionistas le apuesten a nuevas áreas.

Las comunidades

Los problemas sociales y ambientales hacen parte de las dificultades del sector petrolero, sin embargo la articulación de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos y las entidades del Estado ha permitido que muchos de los problemas entre las comunidades y las operadoras petroleras puedan resolver los conflictos antes de que se degeneren vías de hecho que afectan el desarrollo de la industria de los hidrocarburos.

Esta herramienta se convirtió en la solución para el acompañamiento a las empresas en la región y el fortalecimiento de las relaciones con las comunidades y las autoridades en los territorios, lo que permite desactivar las vías de hecho para protestar contra las operadoras, contra los gobiernos locales y el Gobierno Nacional, para solucionar necesidades que afectan a las regiones. ■

Reactivación de la industria avanza con paso firme





El nuevo Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA) no solo inició con un récord en el porcentaje de adjudicación de las mismas, sino que el Gobierno aspira a cerrar el año con 40 contratos de exploración y producción, para contar con 3.000 millones de dólares en inversiones futuras.

Más de un lustro debió esperar Colombia para que el Estado volviera a firmar contratos con la industria petrolera que hagan posible retomar el ritmo de búsqueda de nuevos recursos de petróleo y gas, con el objetivo de incrementar las reservas y la producción, extendiendo la autosuficiencia a un nivel que permita tener tranquilidad sobre el abastecimiento y que las finanzas públicas, nacionales y regionales, puedan seguir contando con los importantes recursos de la renta petrolera.

Para ello no solo tuvo que darse el compás de espera para que los precios internacionales del crudo regresaran a niveles que hicieran viable la producción de áreas que con el choque petrolero dejaron de ser rentables, sino que fue necesario aplazar millonarios compromisos exploratorios que habían pactado las empresas en los años previos a la crisis.

Además, según Luis Miguel Morelli, presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), también fue fundamental que las empresas y el Gobierno se sentaran a revisar el modelo de contrato de exploración y producción (E&P) para las áreas costa afuera (*offshore*), inquietud que había sido planteada hace más de dos años.

Tras lograr consensos en aspectos clave como una sede neutral del tribunal de arbitraje para dirimir controversias, la ampliación de la cláusula social para incluir el llamado proceso de Coordinación y Concurrencia ordenado por la Corte Constitucional antes de ofrecer



Primera subasta del Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA), junio 2019.

las áreas, y la flexibilización de los programas mínimos exploratorios de nueve bloques *offshore* que tenían contrato de evaluación técnica (TEA), se logró pasarlos a la modalidad de E&P, asegurando inversiones por 1.600 millones de dólares.

No obstante el mayor impulso exploratorio a esta frontera, como lo es el mar Caribe colombiano, el territorio continental sigue siendo estratégico.

Por ello, tomando en cuenta las inquietudes de la industria petrolera, la ANH definió un nuevo esquema conocido como 'Proceso Permanente de Asignación de Áreas' (PPAA), una sombrilla que ahora abarca no solo los bloques que de forma periódica se solían ofrecer a los inversionistas, sino que introdujo un cambio vital. Se trata de la posibilidad de que las compañías puedan proponer, dentro de unas grandes extensiones de terreno en diferentes cuencas, definidas y viabilizadas por la entidad, nuevos bloques, los cuales se anuncian a todo el mercado para que, en un proceso público, se puedan hacer contraofertas.

Buena aceptación

A los nuevos bloques en el mar para exploración y producción se sumaron, en primera instancia, once bloques adjudicados en el primer ciclo del 2019, de un total de 20 ofrecidos (hubo 19 propuestas en total) para un porcentaje de asignación del 55 por ciento, el cual no se había observado en procesos competitivos anteriores.

Los 11 bloques asignados implicarán, de acuerdo con los compromisos asumidos por las empresas y consorcios, la ejecución de 1.597 metros cuadrados de sísmica 3D, actividad que requerirá la inversión de 66 millones de dólares, al igual que la perforación de 38 nuevos pozos exploratorios en los próximos años, con una inversión cercana a los 362 millones de dólares, según explicó el presidente de la ANH.

Para el segundo ciclo o segunda subasta, la ANH introdujo un portafolio de 59 bloques convencionales, de los cuales 27 fueron propuestos por los inversionistas, otros 23 a áreas presentadas por la ANH, y nueve más que se vuelven a postular y que no fueron asignadas en la primera subasta.

Para esta segunda fase, una intención clara del Gobierno es que se intensifique la búsqueda de gas, teniendo en cuenta que, por primera vez en la historia, la autosuficiencia en este frente bajó de los 10 años (9,8 años de reservas para el 2018 conforme a los registros de la entidad).

En efecto, mientras de las 23 áreas ofrecidas por el Gobierno un total de 13 tienen vocación de gas, de todo el paquete de 59 bloques hay 24 con vocación de este hidrocarburo.

Para el cierre de año, la meta del Gobierno es culminar con al menos 40 contratos de exploración y producción firmados, que en conjunto tendrán compromisos de inversión por más de 3.000 millones de dólares.

"Cada área ofrecida bajo el PPAA, las 20 del primer ciclo y las 59 actualmente ofrecidas, incluyen ficha técnica con información clave sobre aspectos técnicos, sociales y ambientales, y para cada una de ellas se ha adelantado Procedimiento de Coordinación y Concurrencia Nación-Territorio, un mecanismo ordenado por la Corte Constitucional mediante sentencia SU-095 de 2018, que busca facilitar un relacionamiento claro e informado entre autoridades, comunidades y empresas operadoras", destacó Luis Miguel Morelli, presidente de la ANH.

Entre tanto, las empresas interesadas, así como las que resultaron con algún bloque adjudicado en la primera fase, resaltan el giro positivo que está volviendo a tomar la búsqueda de nuevos recursos de petróleo y gas en el país.

Una de las compañías participantes, Frontera Energy, destaca que el nuevo esquema de PPAA es un incentivo, toda vez que ofrece mayor seguridad jurídica a la hora de planear y ejecutar las inversiones.

En la primera subasta, Frontera Energy tuvo la adjudicación de los bloques VIM-22 y Llanos 99, en los que tiene una participación del 100 por ciento, al tiempo que será su operador.

El primer bloque es adyacente a Guama, otra área de la compañía ubicada en el valle inferior del Magdalena, lo que permitiría reducir el tiempo entre la etapa de exploración y de producción comercial, gracias a la infraestructura existente.

Allí, la petrolera ha identificado varios prospectos de petróleo, gas natural y líquidos de gas natural, y espera iniciar los permisos ambientales tan pronto como sea posible, para perforar el primer pozo exploratorio en el 2021. "Las condiciones del contrato establecen que se adquirirán 50 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y se perforarán tres pozos exploratorios en los próximos tres años", agregó Richard Herbert, presidente de Frontera Energy.

Este bloque será el que tendrá la mayor inversión (64 millones de dólares), mientras que, para el ubicado en los Llanos, los recursos a invertir serán de ocho millones de dólares.

Entre tanto, Rafael Guzmán, presidente de Hocol, compañía que recibió la adjudicación de cuatro de las 11 áreas de la primera subasta, no duda en calificar el PPAA como un éxito.

"Se evidencia la reactivación de la industria del petróleo y gas; para Hocol esto representa un gran hito. Adquirir estos cuatro bloques afianza nuestra estrategia de crecimiento, consolida nuestro portafolio y así mismo apalanca la estrategia del Grupo Ecopetrol", comentó.

En tres bloques Hocol se presentó en alianza con Geopark y las empresas se comprometieron a invertir entre 80 y 110 millones de dólares en los próximos tres años, mientras en el bloque COR-9 Hocol invertirá 16 millones de dólares en la primera fase del contrato. ■

'Liga B'

De forma paralela al Proceso Permanente de Asignación de Áreas, la Agencia Nacional de Hidrocarburos trabaja en un proceso que ha bautizado como 'Liga B', que se encuentra dirigido a inversionistas de pequeñas y medianas empresas que cumplan con unos requisitos mínimos especiales de tipo financiero, técnico y jurídico para asumir trabajos de exploración y/o producción en campos menores productivos y/o yacimientos descubiertos no desarrollados.

Inicialmente, el área técnica de la entidad está revisando aproximadamente 90 oportunidades para establecer la caracterización específica de los campos a ofrecer, y definir cuáles harán parte del primer ciclo del proceso de asignación de áreas para esa 'Liga B'.

Un primer análisis del proceso ha mostrado que la inversión estimada para la adjudicación de este tipo de oportunidades estaría entre los cinco y 10 millones de dólares (cifra sujeta a ajustes luego del análisis interno y externo de unos consultores internacionales que fueron contratados para tal fin). Además, se adelantan gestiones con Ecopetrol para revisar su portafolio de campos menores productivos y/o yacimientos descubiertos no desarrollados (YDND), pensando en un posible lanzamiento conjunto del proceso de asignación de 'Liga B'.

El PPAA introdujo la posibilidad de que las compañías puedan proponer, dentro de unas grandes extensiones de terreno en diferentes cuencas, definidas y viabilizadas por la entidad, nuevos bloques, los cuales se anuncian a todo el mercado para que, en un proceso público, se puedan hacer contraofertas.

¿Dónde está el gas de Colombia?

Nuevos proyectos, en su mayoría de yacimientos convencionales, se desarrollarán en el corto y mediano plazo en el sector de producción de gas.

Un estudio de la ACP identificó 12 proyectos que agregarían nueva oferta de gas nacional entre el 2019 y el 2024, los cuales reflejan el potencial gasífero con el que cuenta Colombia. No obstante, la exploración y producción de gas nacional tiene grandes desafíos e incorporar este potencial solo es posible si resuelven sus contingencias. El gremio identifica cuáles son los escollos a superar para agregar dicha oferta y garantizar la autosuficiencia en gas.

46 millones

de pies cúbicos (MPCD) producirían esos proyectos a partir del año 2021. Esa cifra sube a 241 MPCD en 2023 y, al menos, 426 MPCD a partir del 2026.

33%

de estos volúmenes corresponde a recursos prospectivos de gas asociado a petróleo, que dependen del éxito de las campañas exploratorias. Totalizan 15 MPCD en el 2021 y 75 MPCD en el 2023, y no están contempladas en las declaraciones de producción del Ministerio de Minas.

Más del 54%

corresponde a recursos contingentes que provienen de acumulaciones conocidas, pero que están pendientes de desarrollarse, como su nombre lo indica, por tener alguna contingencia. Totalizan 51 MPCD en el 2021 y 151 MPCD en el 2023. No están incluidas en el reporte de Declaración de Producción de Gas del 2019, publicado por el Ministerio de Minas y Energía, pues la regulación solo les permite a las empresas reportar pronósticos de producción asociados a reservas probadas (1P) y probables (2P).

13%

corresponde a reservas posibles o 3P, es decir, que tienen al menos un 10 por ciento de probabilidad de superar (producir) su estimativo como reserva 3P.

100 MPCD

de nueva oferta, que empezará finalizando el primer trimestre del 2020 con la entrada en operación del gasoducto Jobo-Cartagena-Barranquilla, están en el reporte del Potencial de Producción de Gas del MinMinas.

39 MPCD

podrían entrar rápidamente al mercado, 15 en el interior y 24 en la costa Atlántica, si resulta exitosa la perforación de pozos de delimitación y de desarrollo asociada a dicho volumen. Estas actividades se realizarán cerca de campos productores que ya cuentan con instalaciones de procesamiento y acceso a infraestructura de transporte.



25 MPCD

adicionales de yacimientos no convencionales podrían entrar comenzando el año 2021, principalmente de un proyecto de gas de mantos de carbón y si se llegara a dar el inicio de uno de los proyectos piloto de *fracking* que la industria planteó al Gobierno.

60 MPCD

de proyectos en yacimientos convencionales requieren la agilización de licencias ambientales para su desarrollo. Estos recursos podrían entrar al mercado empezando el año 2022 y cuentan con facilidad de acceso a infraestructura de transporte e instalaciones de procesamiento de gas.

EXISTE UN POTENCIAL

de entre **20** y **60** MPCD en proyectos en tierra firme (yacimientos convencionales) a partir del 2023, cuya viabilidad económica y, por ende, la decisión de las empresas de desarrollar su producción, dependen de precios competitivos de entrada al **Sistema Nacional de Transporte (SNT)**, pues en sus portafolios de inversión compiten con otros proyectos de hidrocarburos.

Entre **35 y 70 MPCD**

adicionales podrían entrar a partir del año 2024 provenientes de áreas costa afuera. Actualmente, se están tomando decisiones sobre las inversiones para el desarrollo de esta producción.

Entre **20 y 300** MPCD

podrían entrar, gradualmente, a mediados de la próxima década en la medida que se logre superar los retos de orden público y conflictividad social en las zonas de operación.



Escollos en el camino

Para que esta nueva oferta pueda materializarse, deben resolverse problemáticas asociadas con los siguientes asuntos:

a. Infraestructura (137 MPCD).
b. Nuevas perforaciones de pozos (39 MPCD).
c. Licencias ambientales (60–120 MPCD).
d. Viabilidad económica, competencia de portafolio (40 MPCD).
e. Decisión de inversiones costa afuera (35–70 MPCD, un descubrimiento, no incluye el resto de áreas en exploración).
f. Orden público y comunidades (progresivamente desde 20 hasta llegar a 300 MPCD).

Desafíos

Los principales retos para aumentar la producción de gas nacional son:

1. Tiempos largos para iniciar las operaciones de exploración y producción (trámite de permisos, consultas previas y conflictividad social).
2. Mercados Costas-Interior no interconectados limitan las oportunidades comerciales de los proyectos y, por tanto, su viabilidad e inicio de operación.
3. Tarifas de transporte poco competitivas en los gasoductos reducen la competitividad frente a energéticos sustitutos.
4. Producción atrapada y pérdida de mercado frente a sustitutos, por inflexibilidad regulatoria para la comercialización de campos en producción (áreas maduras y nuevos campos no clasificados como "menores" según la regulación del MinMinas).
5. Oposición al desarrollo de los yacimientos no convencionales e incertidumbre jurídica.
6. Regulación *offshore* pendiente por desarrollar (normatividad técnica y condiciones económicas, especialmente del gas en aguas profundas y ultraprofundas).

Petróleo y sostenibilidad: nuevos retos sectoriales frente a la crisis ambiental global



German I. Andrade
Profesor de la Facultad de Administración, Universidad de los Andes
Investigador Centro de Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Vivimos en la era del petróleo. Nuestro modo de vida está conectado a través de los hidrocarburos con los sistemas ecológicos del pasado. Para los optimistas, el éxito de la civilización en reducción estadística de la pobreza, acceso al agua y la vivienda, así como longevidad sería impensable sin el petróleo o sus derivados. Son datos.

Pero no hay cena gratis. La otra cara del petróleo está en la ecología y la economía política. Las guerras del siglo pasado, y algunas de las que continúan hoy, que avergüenzan a la Humanidad, son movidas por la codicia que suscita. Son decenas de millones de muertos. Además, los humanos estamos traspasando los umbrales de seguridad ecológica mundial, jalonado por las emisiones de dióxido de carbono, sobresaliendo algunas sociedades y compañías. Entre ellas las mayores petroleras del mundo. El Antropoceno, la era del planeta en la que predominan los procesos determinados por las acciones humanas, es una consecuencia de la era del petróleo. Los plásticos y microplásticos en el mar extienden la responsabilidad sectorial hasta los confines de los tejidos vivos y los ecosistemas. Éxito y fracaso son dos caras de la misma moneda, y esta es la paradoja de la civilización. Dos mundos conviven tensamente en un solo planeta.

La economía baja en carbono se avizora en el horizonte 2050. Parece lejano. Error de apreciación. La emergencia climática aumenta la presión frente a mayores metas de reducción, cuyo resultado depende de la coyuntura crítica de cambio de trayectoria en el periodo 2020-2030. Sin embargo, las emisiones no son intrínsecamente malas -el CO2 es natural- y están reguladas en el Acuerdo de París. Inmoral es socavar los acuerdos climáticos para continuar una expansión. Flaco favor se hace el sector cuando asume la negación de la ciencia del cambio ambiental global. Debería, en su lugar, sumar su voz contra la deforestación, que está ocupando un espacio significativo en nuestro acceso legítimo al presupuesto de carbono en la atmosfera. Porque, al final, lo que está en juego es el balance de carbono, del cual hacen parte los ecosistemas.

Debería, pues, el renglón de los hidrocarburos entrar en 'modo transición'. El argumento no son ya solo los beneficios por demás obvios; ni siquiera un pretendido análisis costo-beneficio. El asunto hoy es la sostenibilidad en un mundo en riesgo. Podría estructurar su discurso en torno a su contribución para la transición hacia la sostenibilidad, que no es solo energética, también fiscal, productiva y ecológica. Una urgente y compleja transición que podría ser facilitada por las contribuciones del sector. Sin duda, podría ser mucho más difícil o imposible sin ellas. No se trata de defender las rentas del petróleo, sino de defender la posibilidad de que estas puedan ser convertidas en valor social, en una gran transición social. Imagino un sector petrolero que alinea sus rentas, con un mundo diverso, equitativo y solidario.

El petróleo es un regalo singular de la naturaleza. Con él cambiamos el planeta, nos cambiamos a nosotros mismos y lo pusimos en riesgo. Hoy, su existencia debe definirse en torno al bienestar social y ecológico planetario. Llegó el momento de escalar el aporte del sector al crecimiento cualitativo de la sociedad, en una nueva jerarquía de mitigación y compensación, a la que se suman la reparación y el mejoramiento del territorio. Es una última oportunidad, que se desvanece. ■

> **El petróleo es un regalo singular de la naturaleza. Con él cambiamos el planeta, nos cambiamos a nosotros mismos, y lo pusimos en riesgo. Hoy, su existencia debe definirse en torno al bienestar social y ecológico planetario.**

ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS
COLOMBIA

El futuro es de todos
Minenergía

DEPÓSITO DE PROPUESTAS
PRIMERA AUDIENCIA

PPAA
Proceso Permanente de Asignación de Áreas

Proceso Permanente de Asignación de Áreas

Última subasta del año

26 de noviembre

Visita: bit.ly/ANHPPAA







Industria de hidrocarburos, líder de la estrategia de economía circular

La Estrategia Nacional de Economía Circular (Enec) promueve que productores, proveedores, consumidores y otros agentes de la economía desarrollen e implementen nuevos modelos de negocios que incorporen la gestión de los residuos y el manejo eficiente de los materiales.





Después de cuatro meses de ser lanzada oficialmente por el Gobierno la Estrategia Nacional de Economía Circular (Enec), la iniciativa no solo prevé transformar las cadenas de producción y consumo de Colombia, a través del manejo eficiente de materiales, agua y energía, sino que la sitúa como el primer país de Latinoamérica en implementar una táctica de este tipo.

El proyecto del Gobierno promueve que productores, proveedores, consumidores y otros agentes de la economía desarrollen e implementen nuevos modelos de negocios que incorporen la gestión de los residuos y el manejo eficiente de los materiales.

Además, implica cambios en los estilos de vida de los ciudadanos, que igualmente se convierten en factores claves de la política, por lo que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible ha venido trabajando en la divulgación de la Enec mediante talleres en diversas ciudades.

Según el Ministerio, además de divulgar la iniciativa nacional, estos talleres comprometen a las regiones con la aplicación e identificación de planes de economía circular para posteriormente visibilizarlos, así como identificar barreras normativas que estén obstaculizando la transformación hacia la sostenibilidad de algunos negocios.

Empresas comprometidas

La industria de hidrocarburos ha sido la primera en acoger dicha estrategia y viene adelantando nuevos proyectos en esa dirección.

El vicepresidente de Operaciones y Sostenibilidad de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), Rafael Herz, dice que, desde sus inicios, la organización ha estado comprometida con el manejo eficiente de energía, la gestión de residuos sólidos y el buen uso de agua.

> **"Una clave de la economía circular es lograr alianzas con otras compañías para que los residuos que hoy no se reutilizan, se puedan valorar y sirvan al mercado para distintos fines", Santiago Martínez, Gestión Ambiental de Ecopetrol.**

"De acuerdo con el ejecutivo, el sector de petróleo-minería solo utiliza el 1,6 por ciento del recurso hídrico disponible en el país, lo que está por debajo del agrícola y el consumo humano".

En efecto, el Estudio Nacional del Agua (ENA), del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (Ideam) del 2018, señala que el sector petrolero solo empleó 1.248 millones de metros cúbicos de agua, frente a las actividades agropecuarias y piscícolas, que necesitaron 22.161 millones.

El directivo de la ACP destaca que una de las iniciativas de economía circular es el Fondo de Aceites Usados, que fue creado en el año 2006 por las principales compañías fabricantes de lubricantes, junto a los comercializadores, para que los materiales sean eliminados o aprovechados.

Se considera, además, que el sector de hidrocarburos tiene grandes oportunidades de aplicar iniciativas de economía circular orientadas a la reducción del consumo de sustancias químicas, la prevención de la generación de residuos peligrosos y el aprovechamiento de algunos residuos.

> **El sector de hidrocarburos tiene grandes oportunidades de aplicar iniciativas de economía circular orientadas a la reducción del consumo de sustancias químicas, la prevención de la generación de residuos peligrosos y el aprovechamiento de algunos residuos.**

Igualmente, Minambiente estima que la incorporación de modelos como el *chemical leasing* (elevación del valor agregado frente al volumen de los procesos), la simbiosis industrial (colaboración entre las empresas para que la una use los residuos de otra como materias primas) y la reutilización del agua, son también fuentes económicas para la industria petrolera.

Además, se proyecta que la reutilización de materiales permitirá a las empresas del sector aumentar la productividad, aportar más valor a los clientes, reducir los costos de servicios y generar nuevos ingresos.

Al igual que la ACP y sus empresas afiliadas, la compañía Ecopetrol ya está sintonizada con la economía circular y el gerente de Gestión Ambiental, Santiago Martínez Ochoa, dice que el plan de la organización se adelanta hace varios años porque está articulando con otros sectores y empresas la valoración constante de materiales originados en las operaciones de crudo y gas, reutilizando el agua y generando energías limpias.

"Una clave de la economía circular es lograr alianzas con otras compañías para que los residuos que hoy no se reutilizan, se puedan valorar y servir al mercado para distintos fines", explica el directivo.

En su opinión, el concepto de economía circular no es nuevo para la empresa porque adelanta iniciativas relacionadas con mayor reutilización del agua, aminoramiento de las emisiones de CO_2 y la generación de energías renovables.

"Sin embargo, la Enec permitirá a la compañía integrar la temática y a futuro crear un portafolio más robusto de productos, así como indicadores y metas que le permitan ser más eficiente, y minimizar cada vez el impacto ambiental", sostiene el ejecutivo de Ecopetrol.

En opinión del directivo, si se logran eficiencias operativas y operaciones amigables en las operaciones no solo se hará a la compañía más responsable ambientalmente, sino que las pondrá de frente a un buen negocio. "Por ejemplo, entre el 2010 y el 2017 obtuvimos cerca de 75.000 millones de pesos por manejo de residuos, lo que es una ganancia", revela.

Antes del 2030, uno de los planes de la compañía es reducir la quema de gas a través de las teas de los pozos, y bajar de 45 millones de metros cúbicos a unos 9 millones de pies cúbicos. "Es un plan para monetizar y aprovechar un producto de combustión y beneficiarse económicamente de un mayor volumen de gas", asevera.

Entre tanto, el vicepresidente de desarrollo sostenible de la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (Andi), Carlos Herrera Santos, considera que la Enec platea un cambio de fondo en el manejo de vertimientos de aguas, la eliminación de contaminantes y el tratamiento de materiales aprovechables. "La Andi está trabajando para que se ajuste la norma del reuso del agua, lo que no facilita la Enec", asegura. Cabe recordar que la resolución 1207 del 2014, de Minambiente permite el reuso del líquido, pero no es obligatorio y no tiene incentivos para los terceros. También esa disposición limita el reuso del agua en pocas actividades como instalaciones industriales, limpieza, irrigación de vías y control de incendios.

Entre los temas de economía circular que promueve el organismo, según señala Herrera, está el buen manejo de los lodos de la industria petrolera para buscarles valor y se puedan usar en la generación de energía. "Es un reto del sector dentro de la Enec", sostiene.



Repsol actúa desde el 2016

La compañía Repsol también definió desde tiempo atrás, en el 2016, su estrategia de economía circular que se basa en el modelo de sostenibilidad interno.

En primer lugar, analiza los focos de impacto (productos, procesos y servicios) y los vectores de acción (agua, energía, materias primas y residuos), y luego establece los roles de las diferentes unidades de la compañía para lograr los objetivos en esa dirección.

En detalle, los objetivos en economía circular son eficiencia operativa, reducción del impacto ambiental, anticipación a la regulación y búsqueda de fuentes alternativas competitivas.

"Buscamos el mínimo impacto de nuestras operaciones minimizando las emisiones del aire, optimizando la gestión del agua, la gestión de residuos, la reducción de la carga contaminante de los vertidos, la mejora en los sistemas de prevención y respuesta ante derrames considerando la biodiversidad como un elemento clave", dice el Plan de Sostenibilidad 2019 Colombia de la empresa. ■

Una de las iniciativas de economía circular es el Fondo de Aceites Usados, que fue creado en el año 2006 por las principales compañías fabricantes de lubricantes, junto a los comercializadores, para que los materiales sean eliminados o aprovechados.



La huella verde que deja Equión Energía

El proyecto Conectando Bosques que adelanta la compañía actualmente avanza en la conservación y restauración de 3.600 hectáreas a través de diferentes estrategias ambientales.



Compromiso ambiental



El valor por la vida ha inspirado durante tres décadas a Equión Energía para desarrollar una operación sostenible, representada en una imponente huella verde de conservación y protección de los ecosistemas del Piedemonte, que ha beneficiado a más de 25 cuencas hidrográficas en el Casanare.

La gestión ambiental de Equión es producto de un proceso de maduración de más de 20 años, cuando recibió la certificación ISO 14.001 por su Sistema de Gestión Ambiental, el cual es resultado del mejoramiento continuo de cada uno de los 14 subprogramas que lo componen. Lo anterior se materializa en una operación de más de dos décadas sin derrames de hidrocarburos con impacto al medioambiente, una gestión integral del recurso hídrico representada en el consumo de 1,6 litros de agua para producir un barril de petróleo, cero vertimientos a cuerpos de agua, emisiones de 6 Kg de CO_2 equivalente por barril, la generación de 0,4 gramos de residuos peligrosos por barril y la captura del 57 por ciento de las emisiones de CO_2 eq, entre otros logros.

Adicional a la gestión para la prevención y mitigación de impactos, Equión ha conservado más de 5.300 hectáreas que se convierten en una huella verde histórica en Casanare, a través de inversiones, tanto obligatorias como voluntarias, que buscan la conservación y protección de los exuberantes ecosistemas de Piedemonte. En ese sentido, ha gestionado la compra de 1.629 hectáreas destinadas a la conservación de áreas protegidas, como la Reserva Forestal La Tablona y los Farallones de San Miguel. Así mismo, 2.500 hectáreas conservadas durante más de 10 años y 1.200 hectáreas reforestadas y restauradas alrededor de las locaciones, haciendo de las mismas una especie de islas sumidas en un mar de bosque verde.

Actualmente, la compañía adelanta el proyecto Conectando Bosques, el cual, como producto de la inversión de recursos de la obligación de inversión del 1 por ciento, aprobados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, avanza en la recuperación, conservación y protección de las cuencas hidrográficas de la subzona hidrográfica del río Cravo Sur.

El proyecto tuvo como punto de partida la preservación del hábitat de Ateles Belzebuth (mono araña), una especie sombrilla cuya presencia es importante dado que implica generar estrategias de conservación en un hábitat que alberga un importante número de especies de flora y fauna. Estos ecosistemas están ubicados en las cuencas altas donde confluyen estrellas fluviales, afloramientos y redes hídricas que abastecen las microcuencas de los ríos Payero y Cravo Sur, los cuales surten a seis comunidades y a sus respectivos acueductos veredales y municipales.

Conectando Bosques actualmente avanza en la conservación y restauración de 3.600 hectáreas a través de estrategias ambientales que buscan preservar los enclaves boscosos preponderantes, crear zonas de amortiguación alrededor de las mismas y reestablecer la conectividad entre fragmentos boscosos. Lo anterior a través de cuatro mecanismos: compra de predios para conserva-



El Proyecto Conectando Bosques es el ensamblaje de un trabajo conjunto entre Equión y las comunidades, que han sido parte de esta enérgica apuesta por la conservación y tienen como compromiso mantenerlo.

ción, restauración ecológica y reforestación, Acuerdos Voluntarios de Conservación (AVC) y Acuerdos de Conservación Producción (ACP); en estos dos últimos, Equión ha sido pionero en el país y en la industria de hidrocarburos en materia de inversión del 1 por ciento.

Los Acuerdos de Conservación Voluntarios y los Acuerdos de Conservación Producción son una estrategia de pago por servicios ambientales en dinero o en especie a los propietarios o poseedores de predios que tienen importantes coberturas boscosas, con el fin de que éstas sean preservadas. Dado que uno de los factores de deforestación en la Orinoquia es el aumento de la frontera agrícola y ganadera así como los incendios forestales, estos mecanismos propenden por la reducción de la tala y quema, llevando a la conservación de los ecosistemas como una alternativa económicamente rentable para las comunidades.

Conectando Bosques ha logrado la conservación y restauración de 2.294 hectáreas, que corresponden al 64 por ciento de avance del proyecto. Hasta el momento, se han firmado 25 Acuerdos Voluntarios de Conservación para un total de 1.724 hectáreas conservadas; se compraron y entregaron 203 hectáreas a la Alcaldía de Yopal con destinación exclusiva a la conservación; se han firmado 13 Acuerdos de Conservación Producción, correspondientes a 255 hectáreas; además, reforestación de 87 hectáreas en diferentes microcuencas y restauración ecológica de 25 hectáreas a través del proyecto Reviva la Primavera, en el cual se han propagado semillas de 29 especies y se han involucrado 52 familias de las veredas La Primavera y Rincón del Soldado en Yopal.

El Proyecto Conectando Bosques es el ensamblaje de un trabajo conjunto entre Equión y las comunidades, que han sido parte de esta enérgica apuesta por la conservación y tienen como compromiso mantenerlo. Esto, sumado al trabajo articulado que se adelanta con la Asociación de Becarios de Casanare, la Fundación Amanecer y la Fundación Natura, así como los contratistas Geotec y Conceptos 21.

Hoy, quienes habitan en el sector observan el despliegue de poblaciones del mono araña Ateles Belzebuth y de especies de aves, murciélagos, anfibios y mamíferos que son muestra de cómo los bosques, el agua y la biodiversidad han sido beneficiados de manera genuina por una actividad orgullosamente petrolera. ■

Estrategia ‘premium’

El grupo peruano Primax, que el año pasado adquirió las estaciones de gasolina Esso y Mobil, arranca su plan de expansión en Colombia con una propuesta de valor basada en ofrecer un alto nivel de atención y productos combustibles de alta calidad, según su presidente, Yuri Proaño.

En marzo pasado, en la vía de Cota a Suba, en Cundinamarca, los automovilistas encontraron una nueva estación de gasolina identificada con un nombre llamativo: Primax. Estaba escrito sobre una franja naranja, pero lo más sorprendente era el letrero que anunciaba el estreno de este servicio en un punto en donde durante 40 años había funcionado una ‘bomba’ de Esso Mobil: “Llegamos a Colombia con toda la energía”, decía.

Es verdad. El grupo peruano Primax invertirá nada menos que 42 millones de dólares en su plan de posicionamiento en el país, luego de comprar, el año pasado, las 740 estaciones de Esso y Mobil tras desembolsar 752.000 millones de pesos.

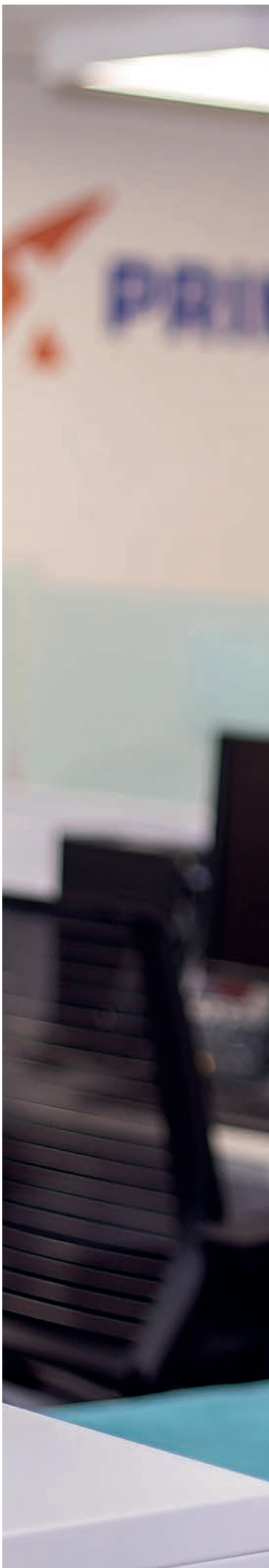
“Nosotros trabajamos para tener estaciones de servicio con una propuesta de valor que está basada en brindar una experiencia de compra *premium* al cliente y que tiene como pilares fundamentales: ofrecer un alto nivel de atención, productos combustibles de alta calidad, una excelente red con las mejores ubicaciones a nivel nacional, un programa de fidelidad líder como es Puntos Colombia y promociones estratégicas que diferencien nuestra marca. En suma, brindar una experiencia de compra distinta y memorable”, sostiene Yuri Proaño, presidente de Primax Colombia.

En diálogo con la revista ACP, el ejecutivo revela su objetivo en Colombia de incrementar su participación en el mercado en 50 por ciento durante los próximos 10 años. Los hitos de su carrera muestran que, seguramente, lo logrará: es ingeniero industrial graduado de la Universidad de Piura (Perú) y cuenta con un MBA de la Universidad ESAN, de ese país. Por cerca de siete años se desempeñó como gerente general de Primax Ecuador, donde lideró los procesos de la compañía, haciendo énfasis en la estrategia de la marca Primax y productos *premium*, así como en la innovación de los productos para mejorar la experiencia del cliente y lograr una transformación de la empresa, llevándola a ser líder de la categoría en el mercado de ese país.

Proaño tiene una amplia experiencia internacional y más de 30 años en el sector de retail. Desde 1988 ha tenido conexión con empresas que hacen parte del Grupo Romero, en las que se ha desenvuelto en altos cargos ejecutivos.

¿Cómo ve el sector de combustibles colombiano en estos momentos?

El ingreso de Primax al sector de distribución de combustibles en Colombia hace parte de la visión estratégica de la compañía por consolidar su presencia en la región, con operaciones sólidas y de gran potencial de crecimiento en Latinoamérica, tal como lo hicimos en otros mercados con muy buenos resultados a la fecha. Entrar nos permitió adquirir una de las redes de estaciones de servicio más grande del país, posicionándonos como la segunda empresa más importante del renglón. Consideramos que ofrece una gran proyección para compañías como Primax y por eso queremos apostarle a su crecimiento económico y social.





Yuri Proaño, presidente de Primax.



¿Cómo le ha ido a Primax este año?

Hemos sentado un precedente importante en el país y, a pesar del poco tiempo que llevamos en Colombia, estamos recogiendo buenos frutos, como el *rebranding* de más de 150 estaciones de servicio bajo nuestra marca. Nuestra meta son 200 estaciones de servicio reidentificadas este año y cambiar la imagen de toda nuestra red en los próximos dos años.

¿Cuál es el desafío más grande que tiene la empresa para el año 2020?

Frente al plan de crecimiento de Primax en Colombia, nos encontramos con diferentes retos en cuanto a la eficiencia en la gestión de las terminales, hacer más rentable el negocio de lubricantes, maximizar la eficiencia operativa de la compañía, optimizar la compra de biocombustibles, aprovechar las economías de escala y optimizar el capital de trabajo.

¿Qué metas se propone Primax en el corto plazo?

Queremos aumentar el número de estaciones de servicio en el territorio colombiano. De la misma manera, tenemos la intención de empezar a ofrecer otros servicios, como las tiendas de conveniencia marca Listo, que ya operan en nuestras estaciones en Perú y Ecuador. Asimismo, queremos seguir posicionándonos como una empresa que presenta productos *premium* y una experiencia única a sus clientes. Finalmente, proyectamos incrementar nuestra participación en el mercado en un 50 por ciento durante los próximos 10 años.

> **El ingreso de Primax al sector de distribución de combustibles en Colombia hace parte de la visión estratégica de la compañía por consolidar su presencia en la región.**

La economía circular es una de las estrategias que desea impulsar el Gobierno Nacional en el sector. ¿Cuál es la posición de Primax al respecto?

Aplaudimos y apoyamos el gran paso del sector de los hidrocarburos de sumarse a la estrategia de economía circular impulsada desde el Gobierno Nacional. Estamos dispuestos, como empresa y como comunidad, a adherirnos a esta iniciativa y a colaborar con otras compañías para trabajar a favor del cuidado y la protección del medioambiente.

Agradecemos la disposición del Gobierno Nacional por impulsar la reactivación de la industria de hidrocarburos, un sector fundamental para la dinamización de la economía del país y la inversión. ■

Asociación Colombiana del Petróleo

La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) agradece a todos los aliados comerciales, logísticos, académicos e institucionales de la **II Cumbre del Petróleo y Gas, oportunidades y desafíos de la nueva revolución energética.**

Su participación contribuye al fortalecimiento del sector de petróleo y gas, en pro del desarrollo sostenible de Colombia.

¡Muchas gracias!

II Cumbre del Petróleo y Gas

Oportunidades y desafíos de la nueva revolución energética

Cada vez **somos más** quienes nos **sentimos orgullosos** de pertenecer a **la industria del petróleo y gas.**



¡Te invitamos a ser parte de esta gran comunidad!

Encuéntranos en redes sociales como

Industria del Petróleo y Gas

#SOY INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS