Edición N° 11. Diciembre de 2014 a febrero de 2015

ACP hidrocarburos

Una publicación de la Asociación Colombiana del Petróleo



TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA

Ministro de Minas y Energía

"En el sector están los recursos que requiere el país para sacar adelante los proyectos sociales"

UN DIÁLOGO FRANCO Y CONSTRUCTIVO

Presidente Santos se reúne con ACP y sus afiliadas

CHIPIRÓN T-B

Offshore en medio del llano

Gran Tierra
Energy Colombia Ltd.



GTEC Explora. GTEC Crece. GTEC Produce.

GTEC es una empresa de petróleo y gas enfocada al crecimiento de sus reservas y producción a través de la exploración y desarrollo de sus operaciones, de una manera transparente, segura, y social y ambientalmente responsable.

Compromiso Ambiental de Gran Tierra Energy Colombia

Con el fin de evitar el uso de fuentes no renovables para la producción de energía eléctrica y así disminuir las emisiones de dióxido de carbono (CO_2), las cuales generan gases efecto invernadero, Gran Tierra Energy Colombia inició en el 2011 un ambicioso proyecto para conectar al Sistema Eléctrico Nacional los campos ubicados en el Putumayo; Juanambú, Costayaco y en el 2012 el campo Moquetá.

En el 2011 Gran Tierra Energy Colombia buscó eliminar el uso de motores de combustión interna (diesel) para la generación de energía en sus operaciones y mediante la electrificación del Campo Costayaco, redujo el consumo de 520.677 galones lo cual representó un ahorro del 18% en el consumo de combustibles fósiles para su operación en Colombia.

Como segunda fase, Gran Tierra adelantó el proyecto de interconexión eléctrica del campo Moquetá, el cual, además de contribuir a la protección y sostenibilidad del medio ambiente, también impacta positivamente a la comunidad del Putumayo. Por una parte, se contrataron más de 700 personas de la región durante aproximadamente 14 meses de trabajo, a quienes se capacitaron en aspectos técnicos eléctricos y de seguridad industrial; y por otra, con la construcción de esta red se hizo posible la electrificación de la vereda 'Las Palmeras', que llevó el servicio de energía eléctrica a muchas familias que hoy en día gozan de este servicio vital.

Gran Tierra Energy Colombia, consciente de la riqueza forestal que rodea el campo Moquetá, y en su compromiso con el cuidado del medio ambiente, adecuó de forma especial la construcción de las redes de electrificación con el fin de minimizar al máximo la tala de árboles en un área de 8 hectáreas de bosque nativo (equivalente al 75% del parque Simón Bolivar), preservando especies de plantas y palmas en amenaza de extinción.

El proyecto de electrificación del campo Moquetá tuvo una duración de aproximadamente 420 días, en su primer año, la emisión de dióxido de carbono asociada a la generación de energía se redujo un 92% con este proyecto, logrando que hoy Gran Tierra Energy Colombia haya dejado de emitir 283 toneladas anuales de CO_2.

Gran Tierra
Energy Colombia Ltd.

ACP hidrocarburos

CONTENIDO



Sector petrolero: motor de la economía

12

IMPACTO ECONÓMICO

Por primera vez en los últimos seis años el sector petrolero creció por debajo de la economía



68

GESTIÓN SOCIAL

Creciendo juntos en el Casanare

Durante los primeros nueve meses del 2014, la inversión social ascendió a 6.300 millones de pesos.

10 **EDITORIAL**
Producción petrolera: retroceder no es una opción

18 **OPERACIONES**
Offshore en medio del llano

24 **PERSONAJE**
Tomás González Estrada, Ministro de Minas y Energía: "La cuarta parte de las reservas de petróleo y la mitad de las reservas de gas podrían estar en yacimientos no convencionales"

28 **INSTITUCIONAL**
Un diálogo franco y constructivo

32 **OPERACIONES**
El *fracking* no es como lo pintan

38 **ENTREVISTA**
"Colombia es y continuará siendo muy atractiva para inversionistas estadounidenses": Embajador Whitaker

45 **OPINIÓN**
Dese 'la pela' por el bien de los niños pobres

46 **EXPERIENCIA INTERNACIONAL**
Petróleo en América Latina: los jugadores alistan sus cartas

52 **ENTREVISTA**
"Perú tiene cuencas sedimentarias con alto potencial aún no exploradas". Eleodoro Mayorga Alba, Ministro de Energía y Minas de Perú

54 **MARCO REGULATORIO**
La importancia de la protección ambiental y la exploración y producción de hidrocarburos

58 ***DOWNSTREAM***
El alma del motor y de la productividad del país

62 **REGIÓN**
Putumayo busca nuevos horizontes

66 **INFOGRAFÍA**
Integridad del pozo y protección del recurso hídrico

TGT GAMAS

TGT GAMAS es una compañía colombiana con **29 años de experiencia** en la industria de los hidrocarburos, especialmente en el Registro Continuo de Hidrocarburos "Mud Logging", monitoreando y controlando permanente todos los parámetros durante la perforación de pozos. Presta sus servicios con innovación tecnológica, personal competente y altos estándares de seguridad y calidad. Una amplia experiencia en todas las cuencas sedimentarias de Colombia y Perú son su mejor garantía.

La mejora permanente, el cuidado por la salud ocupacional, el respeto por el medio ambiente y la responsabilidad social, son partes esenciales de su filosofía.



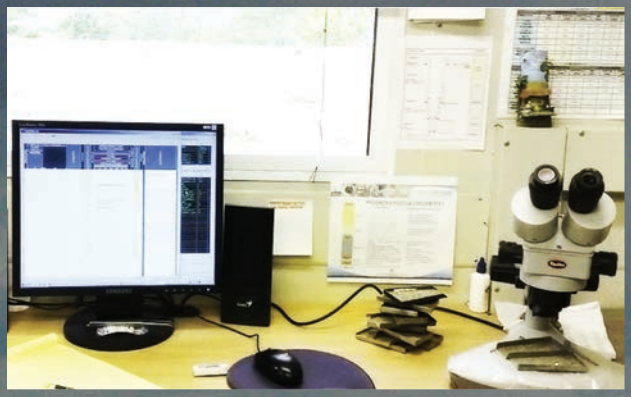


El mejor grupo humano al servicio de su operación

ISO 9001:2008
ISO 14001:2004
OHSAS 18001:2007
NORSOK S-006:2003
BUREAU VERITAS Certification
N°228818 / N°OH1013

BUREAU VERITAS 1828

RUC®
Registro Uniforme para Contratistas





TIPOS DE UNIDADES:

TGT GAMAS ofrece Unidades OFF y ONLINE, algunas de ellas helitransportables, presurizadas y cómodamente dotadas con aire acondicionado, sistemas de emergencia debidamente señalizados y un área de trabajo segura y confortable para las personas que allí trabajan y para quienes la frecuentan. Actualmente, se cuenta con el servicio de 3 tipos de Unidades: FULL, Intermedia y Básica.

SERVICIOS:

- Mud Logging.
- Transmisión de datos ONLINE /WITS ML / WITS – 0.
- Registros Gráficos Compuestos.
- Wellsite.
- Espectrometría de Masas.
- Análisis de Corazones.
- Geoquímica.
- Instrumentación Electrónica Petrolera.



TGT GAMAS cuenta con su propio software, diseñado especialmente para este tipo de trabajo, denominado Drilling View; es muy amigable y permite ver toda la información tanto numérica como gráfica de todos los parámetros durante la perforación. Facilita la visualización de Gráficas en base tiempo (Incidents) y en base profundidad (Masterlog MD y TVD, Drilling Log, Gas Log, Perfil de presiones), además facilita la transmisión de datos en tiempo real por internet a cualquier lugar del mundo, implementando una seguridad de usuarios personalizada, generación de archivos LAS, envío y recepción de datos WITS e impresión de gráficas en archivos pdf, entre otras muchas bondades.



TGT GAMAS

TGT GAMAS SAS

Oficinas:
Cra. 71 B No. 51 - 94 Bogotá D.C. - Colombia
Tels.: 263 33 68 • 263 03 69 • 263 34 75
tgtgamas@tgtgamas.com.co

Planta:
Km 1 Vía Bogotá Siberia
Centro Empresarial Los Robles Bodega 12
Tel.: (57-1) 898 54 25 / 26

www.tgtgamas.com.co

Revista ACP Hidrocarburos
Edición No. 11. Diciembre de 2014 a febrero de 2015

Presidente Ejecutivo
Francisco José Lloreda Mera

Consejo Directivo
ALEJANDRO FERNÁNDEZ – Tecpetrol Colombia S.A.S.
ANTONIO JOSÉ VINCENTELLI – Petronova Colombia
CHRISTOPHER SPAULDING – Talisman (Colombia) Oil & Gas Ltd.
EDUARDO RODRÍGUEZ – Shell Colombia S.A.
FERNANDO GUTIÉRREZ – Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.
FERNANDO SANABRIA – Exxonmobil de Colombia S.A.
GEOFFROY MARTIN – Perenco Colombia Limited
GERMÁN ESPINOSA – Cepcolsa
GUILLERMO FONSECA – Hocol S.A.
HUIMEN YE – Mansarovar Energy Colombia LTD.
JUAN CARLOS UCRÓS – Occidental de Colombia L.L.C
LEE DI STEFANO – Parex Resources Colombia LTD.
LUIS PACHECO - Pacific Rubiales Energy
NILO DUARTE – Petrobras Colombia Limited
RAMIRO SÁNCHEZ – Biomax S.A.
SYLVIA ESCOVAR – Organización Terpel S.A.

Dirección y Edición
Patricia Pinzón Ardila

Comité Editorial
Alexandra Hernández
Ana María Sarabia
Carlos Rodríguez
Carolina Rojas
Ismael Arenas
Jaime Frysz
José Vicente Zapata
Juan Carlos Ucrós
Laura Osorio
Luis Augusto Yepes
Luis Fernando de Angulo
Mariana Jiménez
Mauricio Zuluaga
Miguel Ángel Herrera
Miguel Ángel Santiago
Nicolás Uribe
Nohora Vargas
Rafael Herz

Asesor editorial
Jaime Frysz

Redacción
Asociación Colombiana del Petróleo – ACP
Burson – Marsteller

Fotografía
Archivo ACP
Archivo Embajada de Estados Unidos
Archivo Mansarovar Energy Colombia Ltd.
Archivo Occidental de Colombia Inc.
Archivo Organización Terpel S.A.
Archivo Parex Resources Colombia Ltd.
Archivo Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.
Luis Fernando Valderrama

Diseño, edición y producción gráfica
Vega & Jaramillo Comunicaciones

Infografía e ilustración
Vega & Jaramillo Comunicaciones, Edwin Cruz

Comercialización
MG Oportunidades

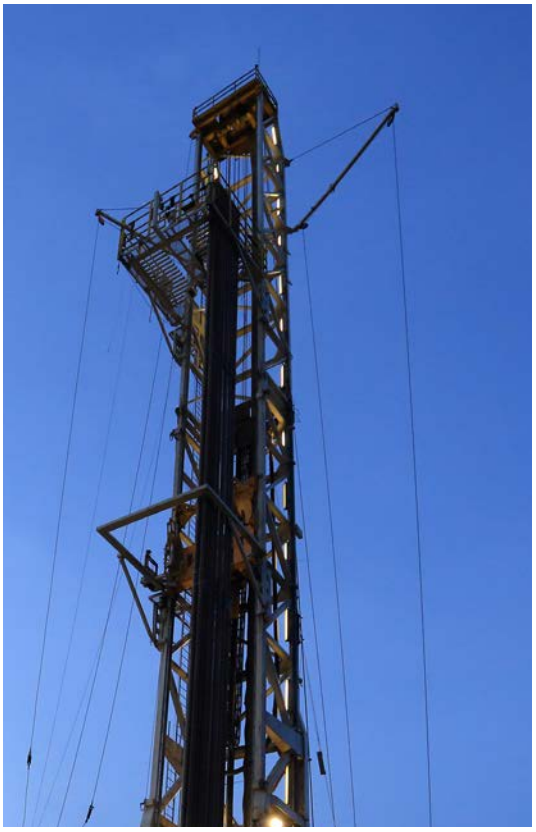
Los artículos, opiniones y declaraciones que contiene esta revista son responsabilidad de sus autores o de quien las emite. No representan necesariamente la posición oficial de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) o de sus directivos.
Para cualquier reproducción total o parcial de los artículos aquí contenidos debe darse el correspondiente crédito a la revista ACP Hidrocarburos de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).

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

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

TGT GAMAS DIVERSIFICA SU PORTAFOLIO DE SERVICIOS

Expandir la operación, innovar en materia de tecnología y ser líderes del mercado en el mediano plazo son los retos de esta compañía que cuenta con una trayectoria de casi 30 años en la industria petrolera y minera. Por esto, ha decidido apostarle a una nueva dinámica de servicio y asesoramiento que le permita mantener la eficacia que la ha caracterizado no solo en Colombia, sino también en otros países en los cuales buscará potencializar y contribuir al aumento de las reservas de crudo.
Dentro de este nuevo esquema de posicionamiento de la empresa, se enmarca una estrategia que involucra un cambio de imagen con el objetivo de transmitir nuevas decisiones, desafíos y cambios que los lleven a crecer, explorar distintos mercados y abrir nuevas fronteras de negocio.



PREMIO FAU – ACP

Como reconocimiento a los establecimientos que hacen una adecuada disposición de los aceites usados en sus instalaciones, la Asociación Colombiana del Petróleo, ACP, y el Fondo de Aceites Usados, FAU, crearon el premio ACP-FAU.
Esta distinción tiene el propósito de compensar el esfuerzo de empresas del sector automotriz, como estaciones de servicio y talleres que comercializan lubricantes originales y realizan un manejo adecuado del aceite usado que se genera durante su actividad diaria.
El premio, que en principio se otorgará a empresas de Bogotá, contempla un total de 17 millones de pesos que serán distribuidos entre los ganadores. Los participantes deben cumplir los estándares establecidos en el Manual Técnico para el Manejo de los Aceites Lubricantes Usados del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Los interesados tienen plazo para inscribirse hasta el próximo 31 de enero de 2015, y lo pueden hacer en el siguiente *link*: www.acp.com.co/combustiblesylubricantes/fau



TRAZOS DESDE LA SELVA

Acuarelista por intuición, Cesar Bertel ha logrado plasmar en sus pinturas los detalles y contrastes que encierra la selva del Putumayo. Su pasión por el arte la descubrió luego de varios años al servicio de la industria petrolera en el departamento, razón por la cual sus obras evocan la espesa vegetación de esta región del país. Bertel es catalogado como un maestro contemporáneo de la acuarela en Colombia y además un referente en materia de gestión social y lucha contra la violencia.

Precisamente, como parte de sus actividades de carácter social, este cartagenero dicta desde hace varios años talleres de pintura infantil y elaboración de murales en vinilos a más de 300 niños de Putumayo y Nariño, quienes han sido víctimas del delito de desplazamiento forzado. Este proyecto cuenta con el auspicio de Naciones Unidas, Ecopetrol y entidades oficiales de los dos departamentos.



FICHA TECNICA DE LA OBRA: TITULO: Zeus en el valle de bromelias, TECNICA: Acuarelas sobre papel. DIMENSION : 115 x 115 cms. AÑO: 2012. AUTOR: César Bertel



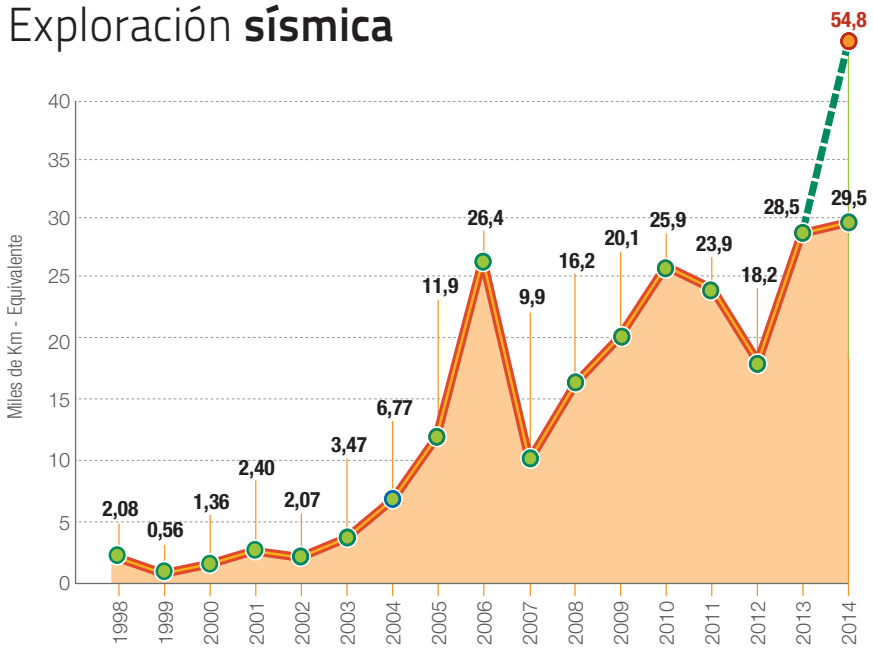
RECONSTRUYENDO EL TEJIDO SOCIAL

Con el propósito de mitigar los efectos y la huella que ha dejado el conflicto armado en Colombia, Sodexo impulsa el 'Programa Soluciones', desarrollado en conjunto con la industria petrolera que busca ofrecer nuevas oportunidades a la población afectada por esta situación.

El objetivo de este proyecto, que recibió el galardón en la categoría de Responsabilidad Social durante la pasada edición de los Premios Portafolio (2013), es contribuir a la reintegración económica y social de excombatientes, desmovilizados de grupos al margen de la ley y víctimas del conflicto, a través de la formación individual enfocada en disciplina y valores. Una demostración de que el trabajo conjunto de Sodexo con el sector de hidrocarburos ha derivado en una mirada más sensible frente a la problemática colombiana.

A través de este proyecto han ingresado al mundo laboral más de 250 personas, quienes además han recibido asesoría y acompañamiento en oficios como auxiliar de carga, servicios generales, alimentación, almacén, bodega y mantenimiento, entre otros.

Exploración **sísmica**



29.500 km. ejecutados

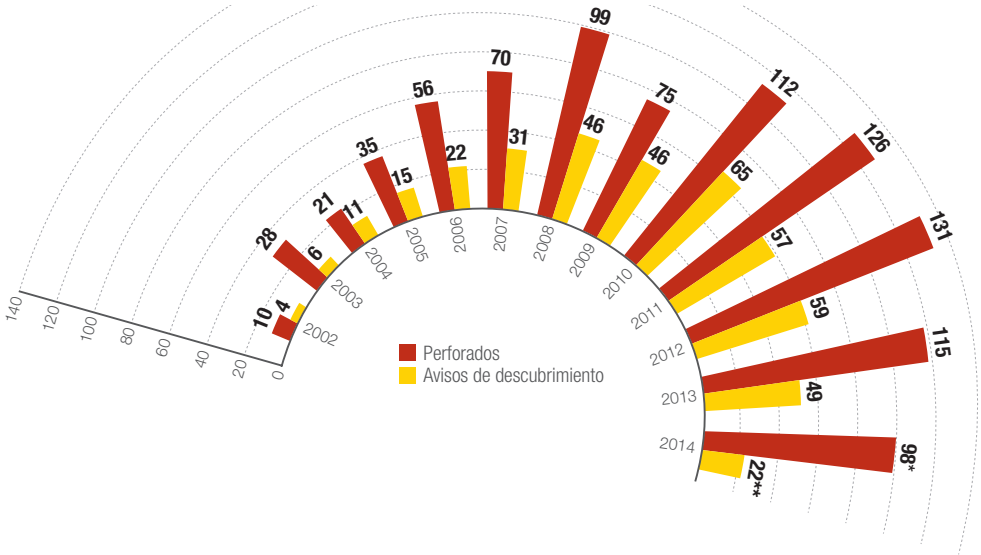
La sísmica programada para 2014 es de **54.800** kilómetros equivalentes, de los cuales a noviembre 10 de 2014, se adquirieron un total de **29.500** kilómetros equivalentes, que representan el **57,3** por ciento del total de dicho programa. Se estima alcanzar **37.000** kilómetros equivalentes a finales de 2014, teniendo en cuenta que actualmente se encuentran en registro **8.000** kilómetros equivalentes.

Fuente:
1974-1999: Estadísticas anuales Ecopetrol.
2000-2014: Estadísticas ANH-ACP.

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

2014: Cifras preliminares a 10 de noviembre

Pozos **exploratorios**



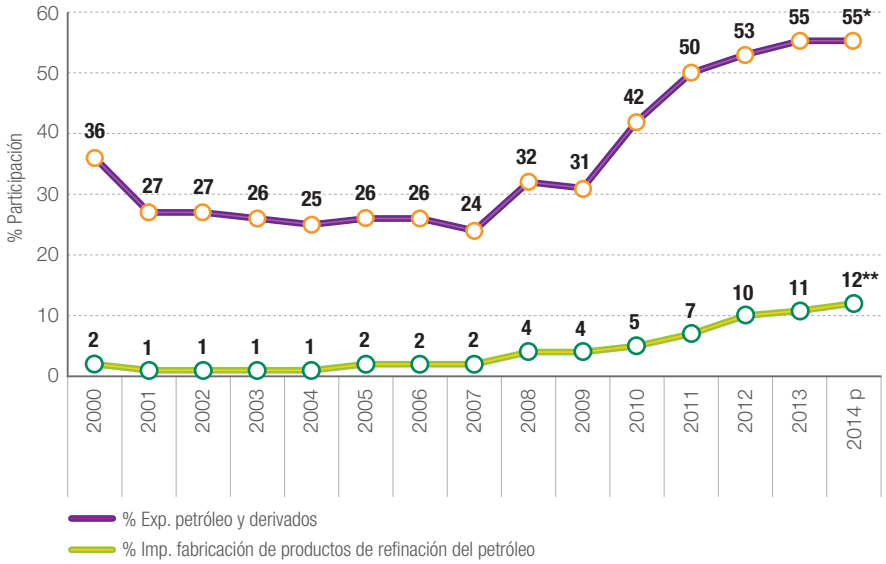
98 pozos exploratorios

A 10 de noviembre de 2014, se perforaron **98** pozos exploratorios. Lo anterior equivale al **47,3** por ciento del programa exploratorio para este año (**207** pozos).

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

Ficha técnica:
Del año 1908 a 1999: Estadísticas anuales Ecopetrol, incluyendo clasificación pozos productores a partir de 1988.
Del año 2000 a 2012: Indicadores de gestión y estadísticas de la industria ANH.
Año 2013: Cifras preliminares Acuerdo Gobierno Industria.
Se presenta el número de pozos A3 hasta 2009.
Para el período 2010-2012 se presentan los pozos exploratorios A2 y A3.
* Corte a 10 de noviembre de 2014
** Corte a agosto de 2014.

Importaciones y **exportaciones**



US$ 23.518 FOB millones en exportaciones de crudo y derivados

A septiembre de 2014, las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados fueron **23.518** millones de dólares FOB, representando el **55** por ciento del total de las exportaciones del país.

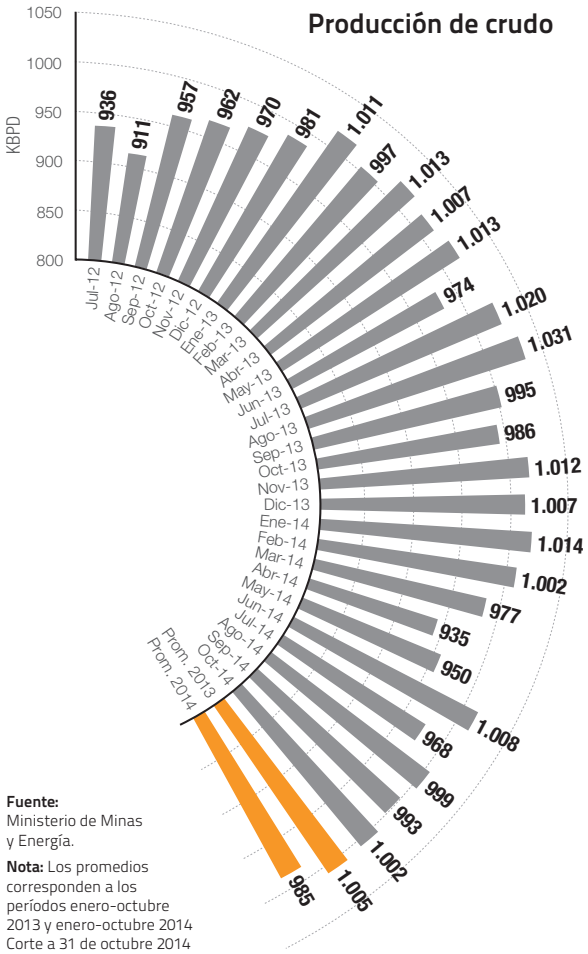
A corte agosto de 2014, se realizaron importaciones por **5.083** millones de dólares CIF correspondientes a elementos para la fabricación de productos de refinación de petróleo. Este monto equivale al **12** por ciento del total de importaciones del país.

Fuente:
DANE. Importaciones según Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU).
DANE. Colombia, exportaciones de café, carbón, petróleo y sus derivados, ferroníquel y no tradicionales.
* 2014: Enero-septiembre
** 2014: Enero-septiembre

Producción de **crudo y gas**

985 KBPD (promedio 2014)

Al cierre de octubre de 2014 se registró un promedio en la producción de crudo de **985.000** barriles por día (Kbpd).

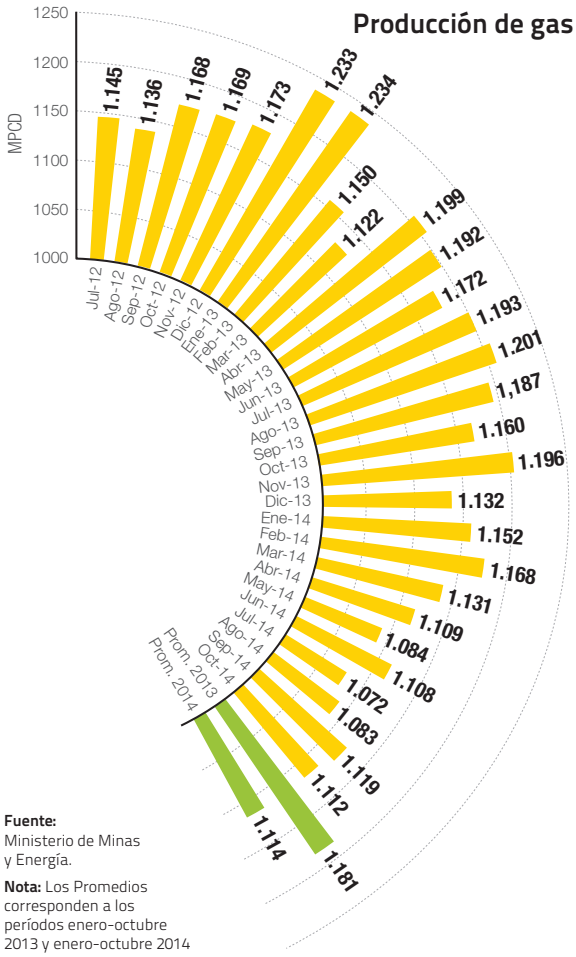


Fuente:
Ministerio de Minas y Energía.

Nota: Los promedios corresponden a los períodos enero-octubre 2013 y enero-octubre 2014
Corte a 31 de octubre 2014

1.114 MPCD (promedio 2014)

La producción promedio comercializada de gas, al cierre de octubre de 2014 fue de **1.114** millones de pies cúbicos diarios (Mpcd).



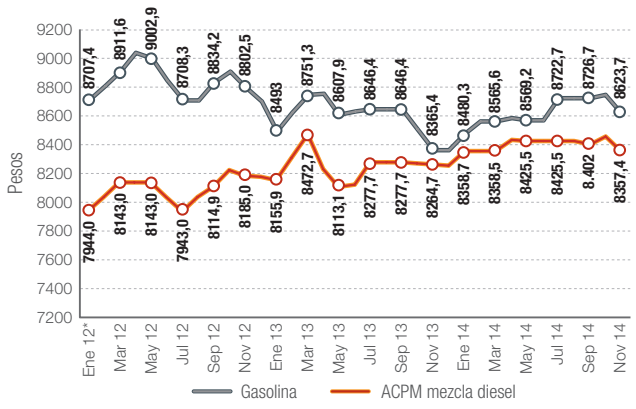
Fuente:
Ministerio de Minas y Energía.

Nota: Los Promedios corresponden a los períodos enero-octubre 2013 y enero-octubre 2014

Precio del **combustible**

Galón gasolina (oxigenada) $8.623,71 ▲
Galón ACPM (Biodiesel) $8.357 ▲

A noviembre de 2014, el galón de gasolina oxigenada cerró con un precio de referencia de **$8.623,71** ubicándose en **$258** por encima del mismo período en el año anterior. En cuanto al galón de ACPM mezclado con biodiesel, a noviembre de 2014 su precio fue de **$8.357**, es decir **$93** por encima de los niveles registrados para el mismo período en 2013.

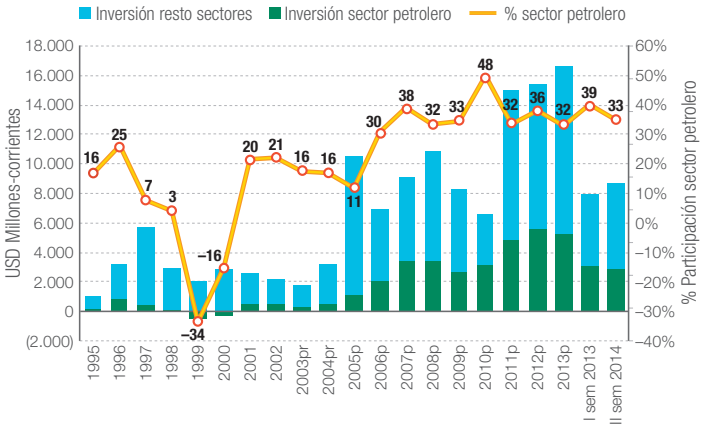


Fuente: Ministerio de Minas y Energía.
*Mezcla suspendida para la gasolina en Bogotá.
*Los promedios corresponden a los períodos enero-noviembre de 2013 y de 2014.
Nota: Corte a noviembre 2014.

Inversión **Extranjera Directa**

US $2.827 millones de Inversión Extranjera Directa

En el primer semestre de 2014, la Inversión Extranjera Directa del sector petrolero fue de **2.827** millones de dólares. Para el resto de los sectores económicos correspondió a **5.625** millones de dólares. Esta cifra indica que la participación del sector petrolero fue de **33** por ciento dentro del total nacional.



Fuente y Notas: Banco de la República, Subgerencia de Estudios Económicos y Departamento de Cambios Internacionales. Flujos de inversión extranjera directa en Colombia según actividad económica-balanza de pagos. Información revisada y verificada por la fuente a partir de 2009. Pr: Provisional. P: Preliminar. Datos sujetos a modificaciones por la fuente oficial. Información corte a (2) segundo semestre 2014.



Francisco José Lloreda Mera
Presidente Ejecutivo de la ACP

PREOCUPACIÓN *e incertidumbre*

Termina 2014 con un panorama incierto para la industria de hidrocarburos. La caída en los precios del petróleo, los desafíos en materia operativa y la reforma tributaria, son una mezcla de factores negativos que dificultan, en principio, ser optimistas frente al 2015.

De cómo evolucionen cada uno de estos factores, dependerá que el escenario sea mejor al previsto o aún más desolador. Sobre los factores externos es poco lo que se puede hacer; sobre los internos hay opciones que deben abordarse.

El desplome abrupto en los precios del petróleo golpea no solo a las empresas, sino al país entero. En el caso de la industria, las compañías ya empiezan a hacer ajustes en sus estructuras de gastos y a ser aún más selectivas en las inversiones. Es natural que así sea, no solo en Colombia sino en el mundo. Es previsible también, que inviertan más en producción que en exploración, dada la necesidad de contar con "caja" para sortear los tiempos difíciles, cuya duración es incierta.

En el caso del país, mientras más se prolonguen los precios bajos, mayor será el impacto fiscal. Por cada dólar que caiga el precio de manera sostenida durante un año, descontada la devaluación, el hueco fiscal será de $300,000 millones. En 2015 el golpe no será tan duro pues se promedian los precios del año, pero sería alrededor de 2 billones de pesos. En 2016 el impacto será considerable: entre 8 y 11 billones de pesos. Dependerá de lo que ocurra con el precio en 2015 y en adelante.

Es difícil saber a ciencia cierta qué ocurrirá con el precio. Si caerá más, en qué valor se estabilizará y por cuanto tiempo, y qué tanta volatilidad tendrá. ¿Se situará por encima o por debajo de los US$ 70 el barril? Lo que parece claro, dado el anuncio de la OPEP de observar el mercado y volverse a reunir a mediados de 2015, es que debemos preveer por lo menos entre seis y ocho meses de precios comparativamente bajos, con sus incrementos y descensos.

El factor precio, como es sabido, resulta fundamental para la industria. Más cuando la mayoría de proyectos son especialmente sensibles al mismo. Pero es una situación que impacta de manera similar a todos los países. Es ahí donde entran a jugar otros factores como la prospectividad y los obstáculos internos, que inciden claramente en la competitividad. En nuestro caso, la operatividad y el régimen fiscal.

Son cuatro los factores que hacen difícil y costoso operar en Colombia: la seguridad en las operaciones y en el transporte de hidrocarburos; la mal llamada conflictividad social expresada de manera creciente en vías de hecho; problemas relacionados con infraestructura y sus costos; y las demoras exageradas en consultas previas, permisos y licenciamiento ambiental. Estos, entre otros factores, se han convertido en un obstáculo creciente para la ejecución de los proyectos.

El Gobierno Nacional es consciente del impacto negativo

[1]La reforma tributaria, tal como fue aprobada en primer debate, incrementa el Government Take de 70% al 75%. La sumatoria de Renta y Cree llegará a tasas de hasta un 43 por ciento, cuando otros países manejan montos inferiores: México, 30%; Perú; 26%; Brasil, 25%; Estados Unidos, entre el 15% y 35%, y Canadá, 15%.

de estos factores sobre la industria. Es así que se han tomado medidas para mejorar la seguridad y similar ocurre en materia de licencias, en el que siendo optimistas, hay razones para esperar una mejoría. No sucede igual con los bloqueos, algunos convertidos en verdaderas mafias, donde a la par con una presencia integral del Estado, se requiere aplicar la ley con rigor y judicializar a quienes han convertido el chantaje en profesión.

Es innegable el esfuerzo que realiza el Gobierno Nacional para apoyar a la industria y permitirle operar. Empieza a darse una "alineación de planetas" a partir de una coincidencia de intereses público-privados. No obstante, en algunos casos se requiere, además de decisiones, cerciorarse de que éstas se ejecuten. Un desafío, dadas las dificultades propias del sector público al momento de implementar. De ahí el escepticismo que a veces acompaña a la indusrtria y que se espera superar.

El tercer factor generador de incertidumbre es el régimen fiscal. El propósito del Gobierno no es, claramente, golpear a la industria, pero lo hace y de manera despropocionada. Al momento de elaborar este editorial no es claro si el Ministerio de Hacienda habrá finalmente acogido algunas propuestas de este gremio para atenuar el impacto de la Reforma, porque la industria terminaría pagando más del 20 por ciento de la misma; sería gravada de una manera excesiva.

La Reforma es particularmente lesiva dadas las características de la industria. El impuesto a la riqueza golpea de manera significativa a las empresas al gravar activos en período improductivo. El incremento en las tarifas del CREE afecta de manera grave a la industria dada su dificultad de descontar parafiscales y salud de sus empleados, lo que ocurre con otros sectores de la economía. Y el GMF (Gravamen a los movimientos financieros) impacta a todos, pero de manera especial, e inequitativa, a los distribuidores mayoristas.

El marco presupuestal de 2015 se construyó sobre la base de un precio por barril de $97 dólares. Si el promedio de cierre de 2014 es $ 90 dólares, los $7 de diferencia, multiplicados por $300,000 millones, son $2.1 billones de pesos. Si en 2015 el precio promedio es de $70 dólares el barril, el hueco fiscal sería de $8.1 billones de pesos; y si es $65 dólares, $9.6 billones. Si es de $60 dólares, $11.1 billones.

Cada sector económico se impactará de manera distinta. Pero en el caso del de hidrocarburos el golpe tiene una consecuencia adicional, que es muy seria: impacta la competitividad del país frente a una región que se esmera por ser cada día más competitiva, y que ya empieza a tomar medidas para proteger a la industria en momentos de crisis. Mientras otros países abren sus puertas a la industria, la conjunción de factores en Colombia no permite ver un panorama claro.[1]

Lo anterior tiene además, un efecto nocivo sobre la producción y las reservas en hidrocarburos. De pasar la reforma tributaria como está planteada, la industría pagará $2,6 billones al año en impuestos; equivalente al costo de la campaña exploratoria de un año (!). Es decir, impactará, sin duda alguna, la actividad exploratoria, cuando el país más la necesita, y debería estarla duplicando. Y va a afectar la producción, pues recursos destinados a esta actividad se irán en pago de más impuestos.

De ahí el llamado que la industria le ha hecho al Gobierno, al Congreso, y al país entero. Gravar aún mas a la industria, en momentos en los que operar es dificil y costoso, y los precios son bajos, resulta no solo inexplicable, sino un error estratégico mayúsculo. Al paso que vamos, y dada esta combinación negativa, no solo se impactará a la industria sino que se estaría sembrando la semilla de una crisis fiscal sin precedentes. El remedio fiscal terminaría siendo peor que la enfermedad. **ACP**



LA LOCOMOTORA NO PUEDE DETENERSE



Pese a las dificultades vividas en 2014, el sector petrolero se mantuvo como pilar de la economía colombiana. Si bien otras actividades como la construcción, el sistema financiero y el comercio crecieron por encima en contribuciones al Estado, la industria de hidrocarburos sigue siendo la que más aporta. Para el año que termina los recursos que del sector llegaron al Gobierno central sumaron 32 billones de pesos, es decir el 75 por ciento del presupuesto de inversión del país que asciende a 41 billones de pesos.

Al analizar el comportamiento de la economía nacional, que según cálculos del Banco de la República habrá crecido cinco por ciento al terminar el 2014, se evidencia que la inversión estatal fue lo que permitió el buen desempeño de los sectores que figuran como los de mejor comportamiento.

"La real locomotora en 2014 no fue el sector minero-energético. Los inconvenientes para aumentar la exploración de petróleo, y la caída en los precios internacionales, llevaron a que el gasto fiscal se convirtiera en el sustituto de ese sector. Las obras de infraestructura y los estímulos a la vivienda fueron los grandes motores", aseguró el codirector del Banco de la República, Carlos Gustavo Cano.

Sin embargo, esas inversiones que desde el Estado contribuyeron al crecimiento y a la generación de empleo en diversos segmentos, y en especial en el de obras civiles, provinieron en gran medida de la actividad petrolera, mediante aportes tributarios y regalías. Solo los recursos destinados a la financiación de proyectos bajo el Sistema General de Regalías hoy suman 13.3 billones de pesos, según Planeación Nacional.

"El componente de obras civiles, que creció 17.6 por ciento en el segundo trimestre de 2014, tiene tres sub componentes: el de carreteras, vías y caminos, que creció 37.8 por ciento; el de otras obras de ingeniería, que aumentó 22 por ciento, y el de vías de aguas, puertos y reservas, que creció 15 por ciento", explicó el director de Planeación, Nacional Simón Gaviria.

Y es que precisamente el sector que más recursos provenientes del nuevo Sistema General de Regalías ha recibido es el de construcción de vías, allí se han destinado 3.8 billones de pesos, mientras que a vivienda se giró un billón de pesos, lo que demuestra que este impulso a sectores tan importantes ha sido posible gracias a la actividad petrolera.

Por primera vez en los últimos seis años el sector petrolero creció por debajo de la economía, como consecuencia de los problemas que tuvo que afrontar la industria en 2014. Sin embargo, continúa siendo el motor de desarrollo del país y en el mediano plazo no se vislumbra otro segmento productivo que pueda reemplazarlo, por lo que el aumento de la producción de hidrocarburos y las reservas deben ser la prioridad en 2015.

Machines de Campo Moriche, Magdalena Medio

Estas cifras revelan que a pesar de que en este último año el sector no pudo incrementar la producción de crudo frente al 2013, el aporte de la industria petrolera sigue siendo gigante, y difícilmente puede llegar a ser reemplazado por otros sectores, pues es a partir de la extracción de hidrocarburos desde donde se apalanca la construcción, tal y como lo reconoce Planeación Nacional.

Por esta razón es importante que en el menor tiempo posible se solucionen los cuellos de botella que está enfrentando la industria petrolera, pues es la única manera de que el sector alcance su máximo potencial, y más aún cuando las cifras que deja el 2014 permiten creer que hay posibilidades de aumentar la producción e incrementar las reservas de crudo. Eso sí, todo dependerá de cómo se aprovechen las oportunidades.

Retos y oportunidades

Si bien es cierto que el año que termina fue difícil para la actividad petrolera, como consecuencia de una menor producción y una caída en la inversión extranjera directa, hay indicadores que invitan a ser optimistas y pensar que si desde el Estado se adoptan las medidas que se requieren, se podría llegar a un escenario muy positivo para el país, tanto en materia fiscal como de autosuficiencia en producción de hidrocarburos.

Se estima que para 2014 se adquirirán cerca de 37 mil kilómetros equivalentes de sísmica; sin embargo el grueso de esta ha sido costa afuera, mientras que lo que se ha hecho en *onshore* no ha sido lo esperado. A nivel de exploración se cree que el año terminará por debajo de los 130 pozos perforados; es decir, menos de lo calculado por el sector a comienzos de 2014. A esto se suma que en este año que termina no se alcanzó la meta de tener una producción promedio más allá del millón de barriles, por lo que los retos que quedan para 2015 son grandes.

El 70 por ciento de las inversiones estipuladas por las empresas petroleras en Colombia está rezagada. De ahí que un eventual aumento en los recursos que las compañías podrían destinar a la búsqueda y extracción de crudo está condicionado al mejoramiento de la seguridad, de los procesos de licenciamiento ambiental y de la conflictividad social. Por ello la importancia que desde el Estado se atiendan los problemas que hoy tiene la industria en estos frentes, y lograr así un mayor crecimiento y un aumento en los recursos que de este sector llegan a la Nación para atender las necesidades de los colombianos.

Uno de los cuellos de botella más fuerte, y que ha sido quizá el principal motivo para la reducción en la producción de crudo, es el licenciamiento ambiental. Solo en el sector de hidrocarburos hay cerca de 100 licencias ambientales represadas, ya que en muchos casos estas tardan hasta 11 meses en ser adjudicadas, según lo afirmó el director de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), Fernando Iregui Mejía.

"La situación preocupante es que no se está produciendo lo esperado, no solo por licenciamiento ambiental y problemas sociales, sino también porque los costos de la operación petrolera han aumentado tanto que, así se estuviera cumpliendo la meta de producción, los ingresos del Estado estarían reduciéndose por cuenta de estos altos



Operario de sistema contra-incendios en Campo Moriche, Puerto Boyacá

costos", explica el viceministro Técnico de Hacienda, Andrés Escobar.

Esto se suma a los ataques contra la infraestructura petrolera y a las dificultades para realizar consultas previas en tiempos razonables. Por estas dificultades en 2014 el país dejó de producir en promedio 145 mil barriles de crudo por día, lo que habría representado 4.3 billones de pesos en recaudo para la Nación y las regiones. Este monto equivale a una tercera parte de lo que pretende recaudar el Gobierno con la reforma tributaria. Lo que quiere decir que si se solucionaran estas complicaciones, la salud fiscal del país mejoraría y se evitaría que los hogares y las empresas tuvieran que asumir más impuestos.

Para el investigador económico Daniel Velandia, la principal tarea que tiene Colombia para 2015 es justamente solucionar esos aspectos que le restan competitividad a la actividad petrolera. "El mayor reto del Gobierno para 2015 es corregir las dificultades en materia de licenciamiento ambiental, seguridad y manifestaciones sociales".

Esta urgencia de corregir aquello que le está restando competitividad al sector, y por ende al país, también está asociada a la necesidad de llevar a su máximo potencial las labores exploratorias de crudo. Colombia es uno de los pocos países que podría multiplicar por tres sus reservas si le apuesta a la búsqueda de crudo en yacimientos no convencionales (YNC), por lo que allí podrían estar las reservas que requiere el país para garantizar su abastecimiento en hidrocarburos por un plazo mayor a los seis años que se tienen hoy.

Los Términos de Referencia para el licenciamiento ambiental para exploración en YNC ya fueron publicados, y en ellos el país escogió lo más riguroso. La discusión para llegar a ellos fue dada al más alto nivel internacional y tomando experiencias de los países que ya le han apostado a ese desarrollo. Ahora lo que debe seguir son los procesos exploratorios para así saber a ciencia cierta cuál es el potencial que tiene Colombia para extraer crudo mediante la técnica del *fracking* o estimulación hidráulica.

Pero los desafíos en materia exploratoria no solo se limitan a los YNC. El aumento de las reservas también dependerá de la capacidad para realizar recobro secundario y terciario. Además, existe la necesidad de contar con nuevos descubrimientos en zonas que tienen retos especiales como son Putumayo y Catatumbo, donde los problemas de orden público impiden el pleno desarrollo de su potencial petrolero.

Lograr estos objetivos es de vital importancia, ya que en la misma medida que la producción de crudo ha ido aumentando en Colombia, los indicadores sociales han mejorado. La tasa de desempleo pasó de 15,5 por ciento en 2002 a 8,9 en agosto de 2014. Además, la reducción de la pobreza y una mayor cobertura en salud y educación, también han sido resultados directos de ese buen viento que ha tenido la economía en los últimos años y que en gran parte ha estado influenciado por el desarrollo en el sector de hidrocarburos.



Operario en mesa de perforación, Caño Limón

"El mayor reto del Gobierno para el 2015 es corregir las dificultades en materia de licenciamiento ambiental, seguridad y manifestaciones sociales": Daniel Velandia, investigador económico,

Lo que viene en 2015

Para 2015 el Banco de la República espera que la economía crezca como mínimo el 3,5 por ciento y su estimativo más optimista es que pueda llegar a hacerlo a una tasa del seis por ciento, mientras que en materia tributaria el Gobierno busca aumentar el recaudo en 10 por ciento, es decir, por encima de lo que crecerá el Producto Interno Bruto. Sin embargo el entorno se advierte difícil, pues tanto la producción de crudo en Colombia como el precio internacional enfrentan escenarios complejos.

"Una de las fragilidades, a pesar del buen momento económico que vive Colombia, es precisamente la caída en los ingresos petroleros. Este sector es el mayor contribuyente que tiene el país, y la disminución de esos recursos puede generar unas inquietudes en el frente fiscal que podría influir en el dinamismo de la economía", advierte Carlos Gustavo Cano, codirector del Banco de la República.

Lo que pueda pasar con el precio y la producción de petróleo en Colombia impactará necesariamente las finanzas de la nación, ya que de tener un menor número de barriles extraídos habrá menos disponibilidad de recursos para financiar obras públicas y continuar los incentivos a la construcción, sector que en 2014 mostró un mejor dinamismo gracias a que el Gobierno Nacional y los regionales contaron con dinero suficiente para iniciar grandes obras de infraestructura y generar subsidios de vivienda.

Justamente esta situación que advierte el ex Ministro de Agricultura y hoy integrante de la junta del Emisor, genera una preocupación mayor, y es que los empleos y el dinamismo que se ha generado en el sector de la

construcción se podrían perder si los recursos que se obtienen de la renta petrolera caen.

Esto quiere decir que para lograr las metas fiscales planteadas desde el Gobierno se tendría que incrementar la producción de crudo, más aún en una coyuntura como la actual en la que el precio internacional del petróleo ha presentado caídas importantes y en un momento en el que las tensiones en Medio Oriente, generadas principalmente por la presencia del grupo Isis en zonas de producción, presentan un panorama de total incertidumbre.

"En el mediano plazo yo creo que el petróleo puede estar más cerca de los 70 que de los 90 dólares por barril. De ser así tendría implicaciones en la inversión pública y para el dinamismo de la economía", afirma el codirector del Emisor.

Una mayor caída en los precios del crudo aumentaría los problemas fiscales del país. "Por cada dólar que baje el precio del petróleo, la Nación deja de recibir 350 mil millones de pesos, y lo que se anticipa es que va a haber una producción de crudo menor a la establecida incluso en el marco fiscal del Gobierno", advierte el Senador de la Comisión Tercera, Iván Duque.

Dado que el precio del crudo no lo puede anticipar nadie, las baterías deberían enfocarse en lo que sí está en manos del Gobierno: aumentar la producción. Si bien es cierto que la extracción de crudo no es una actividad en la que el éxito esté garantizado, las posibilidades de obtenerlo sí aumentan en la medida en que se incremente su exploración. De ahí que el resolver los cuellos de botella y avanzar en exploraciones en yacimientos no convencionales, a través del *fracking* o la estimulación hidráulica; el aumento en los recobros y nuevos hallazgos en zonas que no han alcanzado su potencial, deben ser una prioridad para 2015.

El proyecto de presupuesto de regalías que el Ejecutivo presentó al Congreso para 2015 y 2016 estima que en los próximos dos años el país contará con 18.2 billones de pesos, basado en una producción de crudo de 1'029.000 barriles por día, y que cada barril sea vendido a un precio promedio de 94 dólares. De no lograrse esta meta por cuenta de una menor producción a la esperada, se generaría un desbalance para los departamentos y municipios, pues si bien las regalías no están contempladas en los presupuestos de las alcaldías y las gobernaciones, sus planes de desarrollo sí vienen siendo ejecutados en parte con estos recursos, por lo que no contar con ellos frenaría el desarrollo y generaría pérdidas de empleos en los sectores que hoy están siendo financiados con el Sistema General de Regalías.

Competencia internacional

Las condiciones externas enmarcan un escenario complejo para Colombia en el que la búsqueda de la competitividad debe ser la prioridad. El incremento paulatino de las tasas de interés por parte de la Reserva Federal de Estados Unidos llevará a que más inversionistas, hoy presentes en mercados emergentes, vuelvan a ese país, mientras que en la región la competencia se hará más difícil por cuenta de los cambios en la política energética que están implementando algunos gobiernos.

"México está cambiando y esto obliga a Colombia a tomar medidas para mejorar su posición internacional. Lo que está pasando en ese país crea más competencia para los demás productores de crudo en América Latina, su marco regulatorio es muy competitivo y eso va a tener un impacto en 2015", afirma Michael Shifter, presidente del Diálogo Interamericano, quien además advierte que economías cercanas como las de Perú y Chile están mostrando una desaceleración por cuenta de la menor demanda mundial de materias primas.

Uno de los cuellos de botella más fuerte, y que ha sido quizá el principal motivo para la reducción en la producción de crudo, es el licenciamiento ambiental. Solo en el sector de hidrocarburos hay cerca de cien licencias ambientales represadas



Operario en actividad de perforación, Caño Limón

Algunas instituciones internacionales advierten que desde afuera ya se ha venido cambiando la percepción positiva que se tenía sobre el país, especialmente en lo que tiene que ver con la normatividad ambiental que se exige a las empresas del sector de hidrocarburos. "Las compañías están viendo que la regulación en Colombia no es muy clara, tiene que haber más coordinación entre los ministerios", asegura Lisa Viscidi, directora de Energía, Cambio Climático e Industrias Extractivas del Diálogo Interamericano.

A esto se suma la necesidad que tiene la industria de contar con un régimen fiscal estable. Una mayor carga impositiva a las empresas del sector de hidrocarburos en el corto plazo puede dar más ingresos al fisco, pero en el mediano y largo plazo terminaría desestimulando a los inversionistas, que a la postre considerarían a Colombia como un país con reglas de juego variables y costoso para la inversión.

El país depende del petróleo. Los aportes que este sector viene haciendo a la economía no se pueden suplir de la noche a la mañana. Por más que otros sectores estén creciendo a buen ritmo, es claro que el motor de estos ha sido la industria de hidrocarburos. El panorama que se avecina no es fácil. Pero si el Gobierno y las empresas le apuntan al mismo objetivo supremo de aumentar las reservas y la producción, se hallará el camino hacía una Colombia más rica y con mejor calidad de vida para todos. ACP



Generación de energía en campos petroleros

Calentamiento de fluidos con calderas a GLP

Cogeneración y trigeneración de energía

Soluciones **energéticas**

de gas propano *para su industria.*

Colgas | Colgas de Occidente | Norgas | Gasan | Gases de Antioquia

Servicios para tanques estacionarios y montacargas a nivel nacional: **320 889 9808 - (1) 417 35 55**

atencionalindustrial@insa.com.co

www.insa.com.co





Vista general, isla de perforación proyecto Chipirón T-B, Arauca

Ingenieros colombianos fueron los artífices de un proyecto único en el país, que permitió desarrollar una operación petrolera en un estero, bajo rigurosas medidas de protección ambiental y la aplicación de tecnología de punta. Operación comparable con las más sofisticadas que se realizan costa afuera en el mundo.

CHIPIRÓN T-B

OFFSHORE EN MEDIO DEL LLANO

Cuando los ingenieros de Occidental de Colombia (OXY) emprendieron la retadora labor de realizar un proyecto que permitiera encontrar reservas de petróleo bajo el estero El Lipa, en el departamento de Arauca, fueron conscientes de que aunque el yacimiento era prometedor, de lograrse un descubrimiento tendrían enormes dificultades técnicas, ambientales y de diversa índole para desarrollar las reservas.

El proyecto Chipirón T-B, enmarcado en el contrato de asociación Chipirón, conjugó de manera armónica un complejo desafío de ingeniería con un desempeño ejemplar de responsabilidad social y ambiental, logrando las condiciones necesarias para adelantar una operación petrolera en medio de un ecosistema extremadamente sensible.

Crudo bajo el estero

Siete años atrás, OXY adelantó actividades de sísmica 3D. La información resultante mostró la posible existencia de reservas de crudo en la zona aledaña al campo Caño Limón —considerado uno de los mayores descubrimientos petroleros del país—, cuya producción acumulada alcanza los 1.300 millones de barriles en 31 años de operación.

Uno de los depósitos de estas posibles reservas fue hallado en una zona de enorme complejidad de acceso: bajo un estero. Entonces, la empresa invirtió importantes sumas de dinero antes de tomar la decisión de perforar un pozo, pensando siempre en la preservación del cuerpo de agua y en las especies de flora y fauna existentes en ese ecosistema.

Un estudio del Instituto Alexander Von Humboldt y Ecopetrol determinó el inventario de biodiversidad para la zona del estero El Lipa. Se encontraron 312 especies de plantas, 107 de peces, 187 de aves y 38 de mamíferos. Las rigurosas medidas de seguridad y las tecnologías utilizadas por OXY en la planeación y desarrollo del proyecto Chipirón T-B, buscaron garantizar ante todo la conservación de esa riqueza.

Una vez obtenidos los permisos pertinentes, se realizó la perforación del pozo exploratorio Chipirón T-2. El reto de por sí ya era inmenso, pues se trató de un pozo direccional con 72 grados de inclinación desde una plataforma ubicada en tierra a orillas del estero. La máxima profundidad alcanzada en esta perforación fue superior a 18.000 pies y el costo fue casi nueve veces más que el de una perforación vertical.

Al comprobarse el hallazgo, se hizo imperativo encontrar alternativas de perforación de mayor precisión y económicamente viables para desarrollar las reservas.

Un pozo único en Colombia

Ante la necesidad de lograr una actividad de perforación vertical fue imprescindible trabajar en el interior del estero. OXY resumió en tres las etapas principales para ejecutar el proyecto: 1) construcción de una vía de acceso desde tierra hasta el punto de perforación en el estero, 2) construcción de una plataforma al interior del mismo y, finalmente, 3) actividades de perforación vertical con un equipo especial. En ese orden de ideas, la decisión tomada fue que el área a ser ocupada por el proyecto debía ser mínima.

Chipirón en cifras

- Los ocho vagones que llevaron la arena para construir la isla artificial fueron fabricados con base en un juguete que se reprodujo a escala 76 veces y su construcción corrió por cuenta de una firma local con sede en Soacha.
- El proyecto ocupa apenas 0.009% del estero El Lipa. Es decir, 3.3 hectáreas de un total de 20.000.
- Un estudio del Instituto Alexander Von Humboldt y Ecopetrol determinó el inventario de biodiversidad del estero en el que se encontraron 312 especies de plantas, 107 de peces, 187 de aves y 38 de mamíferos.
- En el proyecto trabajaron más de 120 habitantes de las veredas aledañas, Salto del Lipa y Brisas del Salto, y más de 80 empleados de mano de obra calificada.
- El proyecto Chipirón T-B utilizó 1.396 pilotes de 12 pulgadas y 36 metros de longitud en promedio, y 65 mil metros cubicos de arena.



La puesta en marcha de este plan no fue nada fácil; requirió de mucha investigación, conocimiento de la tecnología disponible en Colombia y en el mundo y experiencias de proyectos similares en otros países, así como analizar cuidadosamente los costos operacionales, los beneficios para la región y el país y, sobre todo, los mecanismos para garantizar la preservación del ecosistema. Después de estos estudios, el grupo de profesionales de OXY concluyó que sí era posible ejecutar una iniciativa de tal magnitud.

Juan Carlos López, líder de Proyectos Especiales de OXY aseguró que el primer reto consistió en elegir la mejor manera de hacer la vía de acceso. “Buscamos muchas opciones. Nos llamó la atención una usada en Surinam, con unas barcazas para transportar y soportar los equipos, un sistema de transporte de maquinaria y personal helicoportado y un terraplén, entre otros. Finalmente se decidió construir una vía férrea sobre pilotes, similar a las autopistas de Luisiana, EE.UU., con la diferencia de que estos debían ser metálicos y no de concreto por solicitud de la autoridad ambiental. Aunque los pilotes metálicos fueran técnicamente la alternativa más costosa, el cuerpo de agua no se afectaría y la estructura permitiría el flujo natural del agua del



Etapa del proceso de construcción de la vía férrea

estero". Así entonces, la vía de acceso desde tierra hasta el lugar de perforación sería de seis metros de ancho (derecho de vía) por tres kilómetros de longitud.

Luego fue necesario decidir cómo se acondicionaría una plataforma de perforación dentro del estero. Se contemplaron también distintas opciones y la decisión fue construir una isla artificial, con un área de 1.5 hectáreas. En total el proyecto llamado Chipirón T-B ocuparía 3.3 hectáreas de las 20.000 que tiene el estero; es decir, la intervención total sería de tan solo 0.009 por ciento de ese ecosistema.

Mar de retos

Tras efectuarse la ingeniería conceptual, la cual cumplía con los requisitos exigidos por la autoridad ambiental, todo lo planeado debería convertise en realidad. Sin embargo, los retos durante la construcción fueron constantes y evidentes desde el primer día.

El primero de ellos fue que, una vez abierto el derecho de vía y al llegar al punto donde quedaría la isla, se encontró que la zona era una de las más profundas y con mayor cantidad de lodos en todo el estero. Esto implicó mayor complejidad para lograr una superficie suficientemente sólida, con la capacidad de resistencia requerida y, en consecuencia, fue necesario utilizar una mayor cantidad de material para rellenar la isla. La segunda gran sorpresa la arrojó el suelo sobre el que se construiría la estructura de la vía férrea, pues resultó demasiado blando. "Habíamos estimado que tendríamos una profundidad de entre 18 y 20 metros, y luego encontramos que en realidad los pilotes requeridos para soportar las cargas a transportar, debían medir entre 33 y 42 metros de longitud", asegura López.

Hincando los pilotes se encontró tal vez el problema más grande. Como inicialmente se estimaba que fueran de menor longitud, entre las limitadas alternativas que se tenían se optó por usar un martillo de vibración, pero dicha herramienta no sirvió ante el nuevo escenario de profundidad. Así las cosas, en poco tiempo fue necesario encontrar otro recurso: un avanzado martillo importado

El proyecto cuenta con una vía férrea sobre pilotes metálicos, similar a las autopistas de Luisiana, EE.UU.,y una isla artificial, con un área de 1.5 hectáreas.

desde Holanda. Este equipo, amigable con el ambiente y de mayor desempeño, permitió pasar de 12 horas por hincado de cada pilote a tan solo 40 minutos.

Por su parte el diseño de un sistema de *top down construction*, con plataformas temporales que se instalaban progresivamente en la construcción de la vía de acceso sin tocar el espejo de agua ni la flora del estero, fue otro de los desafíos en Chipirón T-B.

El proyecto inició en marzo de 2012 y demandó 15 meses para finalizar la vía férrea de acceso y ocho meses para las instalaciones, las cuales incluían los edificios con variadores de velocidad, filtros y transformadores instalados en tierra y la construcción de la isla artificial con los equipos básicos requeridos.

Al final, las múltiples particularidades de este proyecto permiten considerarlo único en Colombia y un ejemplo a nivel mundial. Este es el resultado de una tarea de ingeniería llena de creatividad e innovación, en donde hasta el más mínimo detalle —como la elección de la pintura para la vía férrea— fue importante y no se dejó al azar. Sobre esto, para evitar la contaminación visual, tanto la estructura como los pilotes (en su parte visible) se cubrieron con pintura biodegradable de un tono verde muy similar al del entorno.

Creatividad 100 por ciento colombiana

La construcción y el montaje de las estructuras metálicas de la línea férrea y los vagones de descarga de arena que se utilizaron para la adecuación de la isla, así como el cárcamo de los pozos y la gran mayoría de la infraestructura del proyecto, fueron elaborados por firmas colombianas con un alto compromiso social y ambiental.

"Un ejemplo claro de esto, y tal vez el que más me gusta resaltar, son los vagones de descarga lateral que fabricamos basados en un juguete de 18 centímetros comprado por Internet y cuyo precio fue de £18. Lo reprodujimos a una escala 76 veces mayor, lo llevamos a elementos finitos y en una empresa en Soacha hicimos, en ocho meses, los ocho vagones que necesitábamos. No teníamos otra alternativa; adquirir vagones en el mercado internacional implicaba la fabricación especial de un altísimo número de unidades. Estos vagones cumplieron 100 por ciento con lo que se requería: llenar la isla de perforación en 2.5 meses sin ningún contratiempo. Además, los hicimos completamente herméticos para evitar regar arena durante su transporte y hasta los decoramos para que se vieran muy disimulados en el entorno", asevera Juan Carlos López.

Compromiso social y ambiental

El proyecto evidencia que es posible alcanzar los más altos retos tecnológicos y de ingeniería, de manera integrada a un sólido concepto de responsabilidad social y adelantando prácticas ambientales con estándares de talla mundial.

En el proyecto Chipirón T-B trabajaron más de 120 habitantes de las veredas aledañas y más de 80 empleados de mano de obra calificada. También generó empleo en Cali, donde se construyeron cerca de 3.000 toneladas de la estructura utilizada en la vía férrea y en Soacha, de donde provinieron los vagones de descarga de arena.



Vista de plataforma en tierra e isla de perforación

En todo momento la autoridad ambiental, Corporinoquia, y los expertos interventores, mantuvieron su vigilancia en la construcción de la vía de acceso y la isla. Además, se realizó una gestión de comunicaciones y divulgación que permitió, a los diferentes grupos de interés de OXY y Ecopetrol, visitar el proyecto y conocer de primera mano el desarrollo de las obras para constatar la rigurosidad con la que se adelantaron.

Sin embargo, uno de los hitos más destacables fue la electrificación de las veredas del área de influencia del proyecto —Salto del Lipa y Brisas del Salto—, la cual se llevó a cabo con la financiación de Ecopetrol, OXY, la Alcaldía de Arauca y la Gobernación del Departamento; y la ejecutó la empresa Enelar. Las dos veredas comenzaron a disfrutar del servicio de energía eléctrica tras una inversión significativa.

Como parte del compromiso social y ambiental, más allá de preservar el estero, OXY realizó actividades de inversión social y de compensación ambiental mediante la construcción de 74 puntillos para el abastecimiento de agua como una estrategia de adaptación del cambio climático, la reforestación de 20 hectáreas y la



Al final, las múltiples particularidades de este proyecto permiten considerarlo único en Colombia y un ejemplo a nivel mundial.

recuperación ambiental del humedal urbano Madre Vieja, ubicado en el centro de la ciudad de Arauca. Todas estas actividades fueron efectuadas a través de la Fundación El Alcaraván, una entidad creada por OXY y Ecopetrol en 1990 para ejecutar programas de desarrollo social, económico e infraestructura, que han mejorado las condiciones de vida de las comunidades ubicadas en el área de influencia de las operaciones de OXY en Arauca.

El futuro

Hoy en día, el proyecto Chipirón T-B consiste en una vía férrea de acceso de tres kilómetros de longitud y una plataforma de perforación localizada al interior del estero El Lipa, con cinco pozos en producción que han alcanzado en total un pico de 9.000 barriles de crudo por día con un corte de agua aproximado de 40%.

El objetivo es completar, gradualmente, 15 pozos perforados en la isla a febrero de 2015, con el propósito de incrementar la producción y tal vez encontrar nuevas reservas en esa área, que hoy se estiman en 10.3 millones de barriles. ACP



Proceso de descargue de arena para la construcción de la isla



Ministro de Minas y Energía, Tomás González Estrada, durante la entrevista con la revista ACP Hidrocarburos, en su despacho

En diálogo con la revista **ACP Hidrocarburos**, el Ministro de Minas y Energía, Tomás González Estrada, aseguró que en el sector están los recursos que requiere el país para sacar adelante los proyectos sociales contra la pobreza y la construcción de la paz.

> "Para 2015 tenemos la meta de alcanzar una producción cercana a los 1.030 KBPD, que consideramos muy viable si garantizamos la normal operación en producción y transporte de crudo".
>
> **Tomás González Estrada.**

Revista ACP: ¿Cuáles considera son los aspectos más críticos del sector de hidrocarburos al inicio de su gestión como Ministro de Minas y Energía?

Tomás González: Lo más importante es garantizar el desarrollo de los proyectos que aseguren la producción de corto plazo y la incorporación de reservas para la producción del futuro. Solo así se generarán los recursos fiscales para financiar las inversiones en paz, equidad y educación tan importantes para el país.

ACP: ¿Cómo inyectarle el dinamismo necesario al sector para incrementar las reservas que se requieren en el corto y mediano plazo con el fin de cumplir con las metas fiscales?

TG: En el corto plazo facilitar el desarrollo de los proyectos ya adjudicados. Esto significa trabajar en tres frentes: generar procesos más eficientes de licenciamiento ambiental, mejorar el relacionamiento con las comunidades y garantizar la protección que el sector requiere para su normal operación.

En el mediano y largo plazo, asegurar que Colombia aproveche sus potenciales en yacimientos no convencionales y costa afuera, e incremente el factor de recobro de los campos existentes. Por su parte, el sector debe garantizar excelencia operativa y altos estándares en lo ambiental y lo social.

ACP: ¿Ve viable que en 2015 el país alcance una producción promedio por encima del millón de barriles diarios? ¿Qué se requiere para lograrlo?

TG: Para 2015 tenemos la meta de alcanzar una producción cercana a los 1.030 KBPD, que consideramos muy viable si garantizamos la normal operación en producción y transporte de crudo. En octubre estuvimos nuevamente por encima del millón de barriles diarios, lo que demuestra que el trabajo coordinado entre Gobierno y sector es el camino a seguir para cumplir con este propósito.

ACP: La inversión extranjera es importante para el desarrollo de proyectos exploratorios en el país. ¿Considera que actualmente Colombia es competitiva para atraer inversión extranjera al sector de hidrocarburos ante la creciente competencia regional (México, Perú y Ecuador)?

TG: Colombia es competitiva frente a los países de la región. Esto lo sabemos por los estudios que hacemos

con la Agencia Nacional de Hidrocarburos en los que nos comparamos con otros países; además porque la inversión se ha incrementado por diez veces en los últimos años y por las conversaciones que he tenido con las compañías. Esto no quiere decir que no haya tareas pendientes por resolver, pero sí significa que cuidar la competitividad va a ser indispensable para que el sector petrolero siga siendo el gran generador de desarrollo del país.

ACP: ¿Por qué es importante para el país la exploración de yacimientos no convencionales?

TG: Los estudios que tenemos muestran que la cuarta parte de las reservas de petróleo y la mitad de las de gas podrían estar en yacimientos no convencionales. Encontrar y desarrollar estos recursos va a ser indispensable para la producción del futuro. Por eso la pregunta desde el primer momento fue cómo hacerlo bien, y por eso la respuesta fue expedir un marco regulatorio que nos dé las garantías que necesitamos.

ACP: Una de las técnicas utilizadas en la exploración de yacimientos no convencionales es la estimulación hidráulica o fracking. ¿Cómo responde el Gobierno nacional a las inquietudes de los ambientalistas asociadas a esta práctica en el país?

TG: Invito no solo a los ambientalistas, sino a los colombianos a leer en detalle la regulación para que se den cuenta que en el país se establecieron estándares ambientales y técnicos muy rigurosos, que en muchos aspectos están por encima de los que tienen países como Canadá y Estados Unidos. Los invito también a que discutamos las preocupaciones sobre la base de argumentos técnicos. Dar esta discusión de la mano de la ciencia y no de la política es lo que más le conviene a Colombia, para tener la tranquilidad de que con estos recursos se pueda combatir la pobreza sin destruir el medioambiente.

ACP: Con la Ronda 2014 se asignaron a varias compañías bloques de offshore. ¿Qué se espera en este tema en particular para 2015?

TG: La Ronda Colombia 2014 tuvo resultados positivos para la exploración costa afuera. Se asignaron cinco bloques que representarán inversiones por 540 millones de dólares, casi el 40 por ciento de la inversión comprometida con esta Ronda. Así mismo, este proceso competitivo formalizó la entrada al país de nuevos jugadores, como la multinacional Noruega Statoil y el regreso de empresas como ExxonMobil. Todo esto nos permite ser optimistas frente al futuro del desarrollo del *offshore* colombiano donde todo está por descubrir.

El próximo año tendremos un dinamismo importante en materia de sísmica y deberán perforarse al menos dos pozos exploratorios en los contratos Fuerte Norte y Fuerte Sur, en el Caribe colombiano.

ACP: Uno de los cuellos de botella del sector para operar son los ataques terroristas a la infraestructura petrolera. ¿Qué medidas ha estudiado el Gobierno nacional para mejorar la situación de orden público en las zonas de operación de la industria?

TG: El Ministerio de Defensa y la Fuerza Pública han hecho un trabajo de una importancia enorme para el sector. No solo han evitado atentados, sino que gracias a su labor hemos podido reaccionar oportunamente a los ataques contra la infraestructura. Mantenemos una coordinación juiciosa y permanente con el Ministerio de Defensa, y sabemos que continuamente revisan sus estrategias y planes de operación para darnos la protección que el sector necesita.



ACP: La industria se ha venido quejando de los problemas de duración y objetividad en el otorgamiento de los permisos ambientales. ¿Qué se debe hacer al respecto?

TG: El Gobierno es consciente de que los tiempos de licenciamiento no son los que el país necesita y por eso expidió, a mediados de octubre, el Decreto 2041, el cual hace más eficientes los procedimientos de solicitud de licencias ambientales. De la mano del decreto, el Minis-

‘El Gobierno es consciente de que los tiempos de licenciamiento no son los que el país necesita y por eso expidió el decreto 2041, que hace más eficientes los procedimientos de solicitud de licencias ambientales’.

terio de Ambiente está trabajando en la reestructuración de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), para asegurar los tiempos de ley, y tanto en el comité de ingresos petroleros que reúne al Presidente y a los ministros, como en el comité de infraestructura que lidera la Vicepresidencia, se le hace seguimiento permanente a este tema.

ACP: La Consulta Previa es un mecanismo al que la industria le da gran relevancia para operar en las regiones. ¿Qué acciones se contemplan desde el Ministerio para propiciar el adecuado entendimiento entre la industria y las comunidades?

TG: Estamos trabajando coordinadamente con el Ministerio del Interior en el fortalecimiento de los sistemas de información respecto a la presencia de comunidades étnicas y la georreferenciación de territorios étnicos con el fin de proporcionar información más completa.

También nos hemos propuesto una mayor presencia en las regiones a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. De esta forma, las comunidades podrán tener un canal más cercano con las entidades gubernamentales del sector.

Adicionalmente, hemos promovido estrategias para incentivar una buena relación entre el sector minero-energético y los grupos étnicos del país. De hecho, acabamos de lanzar la Guía Técnica Colombiana de Buenas Prácticas Sociales para la exploración y explotación de hidrocarburos, que permitirá que las compañías se conviertan en aliados estratégicos en el crecimiento sostenible de las comunidades y las regiones de Colombia donde operan.

ACP: ¿Qué mensaje le envía al sector de hidrocarburos?

TG: El país los necesita. Este sector es el que va a generar una muy buena parte de los recursos para derrotar la pobreza y hacer las inversiones de una Colombia en paz. Por eso necesitamos que estén aquí, que les vaya bien, y sobre todo, que hagan las cosas bien. En mí encontrarán un ministro que será receptivo y abierto al apoyo que el sector requiere del Gobierno para sacar adelante los proyectos, pero también exigente frente a las obligaciones contractuales, los compromisos ambientales y con las comunidades. ACP





El presidente de la República Juan Manuel Santos saluda al presidente Ejecutivo de la ACP, Francisco José Lloreda Mera, al presidente del Consejo Directivo de la ACP, Eduardo Rodríguez Tamayo y a las empresas afiliadas.

Presidente Santos se reúne con ACP y sus afiliadas

Un diálogo franco y constructivo

En el encuentro con el Presidente de la República, realizado en noviembre último, los representantes de las compañías petroleras pudieron manifestar sus inquietudes frente a la actual situación de la industria. Este es el primer encuentro de varios que están acordados, con los que el gremio busca mantener un diálogo más fluido y constante con el primer mandatario.



"El mejor negocio fiscal es impulsar a esta industria, pues por cada 100 mil barriles diarios de petróleo, se obtienen tres billones de pesos adicionales", dijo el Presidente Ejecutivo de la ACP.

"La industria petrolera es fundamental para el desarrollo del país", fue una de las frases que el presidente de la República, Juan Manuel Santos Calderón, pronunció durante su encuentro con cerca de 50 directivos de compañías del sector de hidrocarburos afiliadas a la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), que se reunieron con él para discutir la actual situación de la industria.

El encuentro, efectuado en la Casa de Nariño y realizado por iniciativa de la ACP, permitió a los líderes del sector ofrecerle al presidente Santos su opinión sobre temas de gran trascendencia para la industria como la Reforma Tributaria, las licencias ambientales y la conflictividad social, entre otros.

Al iniciar la reunión, el presidente de la ACP, Francisco José Lloreda Mera, reconoció la buena disposición del Gobierno nacional para apoyar al sector, aunque expresó que la industria enfrenta serios problemas para ejecutar adecuadamente sus operaciones en varias regiones del país. "Queremos ser parte de la solución y unir esfuerzos con el Ejecutivo para hallar el camino que nos permita seguir aportando al desarrollo regional", dijo el líder gremial.

Por su parte, el presidente del Consejo Directivo de la ACP y presidente de Shell Colombia, Eduardo Rodríguez, manifestó que aunque la industria pasa por momentos complicados, "queremos ser socios del Gobierno para buscar las soluciones que el país requiere".

Durante la conversación, los representantes de la industria le manifestaron al presidente Santos que la meta del millón de barriles diarios es factible, pero que la dificultad radica en sostenerla, razón por la cual se requieren medidas a mediano y corto plazo que permitan mantener la autosuficiencia del país, que actualmente está proyectada para seis años (2.450 millones de barriles en reservas).

En el corto plazo, la industria viene trabajando en el recobro de pozos, en proyectos convencionales y en crudos pesados, pero dada la caída del precio del petróleo se requiere producir más y ser más competitivos. En cuanto a las acciones a mediano plazo, manifestaron la necesidad de explorar en no convencionales, para lo cual se requieren los términos de referencia de producción, y en yacimientos costa afuera.

También expresaron su preocupación por situaciones que amenazan seriamente la competitividad del país, como la conflictividad social y los problemas de gobernabilidad en las regiones, que se evidencian en más de 311 bloqueos a las operaciones entre enero y octubre últimos, que ocasionaron desabastecimiento y sobrecostos para las empresas.

Para el sector, algunos de esos bloqueos fueron consentidos por los propios alcaldes de los municipios, motivados por los menores ingresos que por concepto de regalías reciben actualmente.

Incentivar al sector

Los empresarios del sector de hidrocarburos también le compartieron al Presidente de la República su preocupación e inconformidad por la Reforma Tributaria, pues solo este sector pagaría el 20 por ciento de la misma, porcentaje que representa 2.6 billones de pesos, situación que se agrava tras el anuncio de incrementar el CREE; además, la reforma planteada dejaría en desventaja a Colombia frente a otros países que están haciendo reformas para atraer inversión y la sostenibilidad fiscal del país se vería comprometida dado que afectaría la incorporación de nuevas reservas de hidrocarburos y la inversión de corto plazo en producción.

En ese sentido, manifestaron que la industria necesita que la incentiven porque es la que más impuestos tributa, con un *government take* del 70 por ciento. Por esa razón, solicitaron al primer mandatario revisar esa iniciativa para que no afecte de forma inequitativa al sector de hidrocarburos. "El mejor negocio fiscal es impulsar a esta industria, pues por cada 100 mil barriles diarios de petróleo, se obtienen tres billones de pesos adicionales", dijo el Presidente Ejecutivo de la ACP.

La industria reconoció el trabajo que actualmente realizan todos los ministros y altos funcionarios del Gobierno, y de manera particular, con el Ministro de Medio ambiente y Desarrollo Sostenible, Gabriel Vallejo López y con el director General de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), Fernando Iregui Mejía, en la búsqueda de mecanismos que permitan destrabar los procesos de licenciamiento ambiental, aunque aún los plazos para obtener las licencias son muy demorados. La industria señaló que hay al menos 120 mil barriles diarios de petróleo que están atrapados por falta de licencias, que representarían 3.5 billones de pesos para Colombia.

Otro tema abordado durante la reunión fue el contrabando de combustibles y la falsificación de lubricantes, pues son delitos que impactan negativamente a la industria. Cifras del sector indican que las mafias dedicadas a estos ilícitos mueven 30 mil barriles diarios de combustible de contrabando (el 14 por ciento del abastecimiento total del país), que significan 750 mil millones de pesos al año de costo fiscal para el país.

Respecto a los lubricantes falsos, la industria compartió con el presidente Santos cifras que indican que el 30 por ciento del mercado nacional es falsificado, razón por la que sería de gran utilidad desarrollar una estrategia integral que permitiera enfrentar esta actividad ilegal.

Voluntad política

Por su parte, el Presidente de la República comentó a los asistentes que "lo que podamos hacer tenemos que ponerle la voluntad política y la acción necesaria para buscar la viabilidad de las operaciones, pues es nuestra responsabilidad ayudar a resolver los problemas".

Fue enfático al afirmar que es necesario promover un diálogo con las comunidades para frenar los bloqueos a las operaciones y manifestó que de ser necesario se podrían iniciar acciones ante la Procuraduría General de la Nación contra los alcaldes y funcionarios públicos que promuevan bloqueos a las operaciones.

Sostuvo que el Gobierno está comprometido en hacer lo que esté a su alcance y le pidió a las compañías mantener "la confianza en el país, porque existe la voluntad política de trabajar de la mano con la industria", y solicitó la creación de grupos de trabajo que coordinadamente busquen soluciones a los problemas que aquejan al sector.

Frente al proceso de paz y la industria, Santos Calderón indicó a los asistentes que la política petrolera del país no será objeto de negociación en las mesas de diálogo con las Farc y tampoco con el ELN.

En el encuentro, el Presidente de la República estuvo acompañado por los ministros de Hacienda y Crédito Público, Mauricio Cárdenas Santamaría; Minas y Energía, Tomás González; Trabajo, Luis Eduardo Garzón; Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, Gabriel Vallejo, y Comercio, Industria y Turismo, Cecilia Álvarez-Correa. También asistieron la Ministra Consejera de Gobierno y Sector Público, María Lorena Gutiérrez, y el representante de Colombia ante el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Juan Carlos Echeverry.

El Ministro de Minas y Energía, Tomás González, expresó que el Gobierno nacional está haciendo un esfuerzo para bajar los costos de las operaciones petroleras y así obtener una mejor competitividad. Sobre los yacimientos no convencionales anunció que espera contar con los términos de referencia para el primer trimestre de 2015 y que se requieren lograr muy pronto casos de éxito que se puedan visibilizar.

González también anunció que se están afinando los últimos detalles del marco estructural del contrato para los proyectos *offshore*. Explicó que hay una agenda de trabajo establecida con la ACP, la cual se desarrollará en diez sesiones durante el año 2015 en el marco del Acuerdo Gobierno-Industria, lo que permitirá mantener la dinámica del plan estratégico del sector. "Para llegar lejos, debemos ir de la mano de la industria", sostuvo González.

Al finalizar la reunión, el presidente Santos agradeció a la industria por propiciar el encuentro, pues permitió intercambiar opiniones y conceptos sobre la realidad del sector de hidrocarburos de una manera franca, abierta y constructiva, y como mensaje final le expresó a los asistentes que su Gobierno es consciente de que se deben "mantener las reglas de juego". **ACP**



Presidentes de las afiliadas a la ACP y representantes del Gobierno en la Casa de Nariño

Aportes del sector al país

Durante la reunión, la ACP presentó al Presidente de la República y a sus ministros algunas cifras de la industria registradas en el año 2013:

- Total mano de obra contratada por la industria: 120.257
- Inversión social: 758 mil millones de pesos.
- Compra de bienes y servicios: 35 billones de pesos
- Inversión en infraestructura vial: 315 mil millones de pesos

amerisur
exploración colombia



(Indi y Killa Oseznos de Anteojos)

PRESERVANDO EL FUTURO DE NUESTRO ENTORNO

La extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (YNC), por medio de la estimulación hidráulica o *fracking*, significa para Colombia la oportunidad de contar con más petróleo y más gas, en una época en la que desde diversos sectores se advierte el fin del llamado '*boom* petrolero'. No contar con nuevos hallazgos de estos combustibles podría generar una desaceleración económica y social para el país.

Por: Milton Fernando Montoya
Director de Investigaciones del Departamento de Derecho Minero-Energético de la Universidad Externado de Colombia. Doctorado en Derecho (Ph.D), Universidad Complutense de Madrid.



El *fracking* no es como lo pintan



Pozo de Barnett Shale al oriente
del centro de negocios
de Fort Worth, Texas
Foto cortesía: www.npr.org

Una importante amenaza que hoy tiene Colombia para seguir creciendo, continuar disminuyendo la pobreza y el desempleo y mantener un marco fiscal estable, es que el sector de hidrocarburos se desacelere y tengamos que volver a las épocas de importaciones de crudo. En 2014 la producción de petróleo no aumentó, y a pesar de haber cumplido la meta del millón de barriles diarios en 2013, el país no logró mantenerse dentro de ese selecto club de naciones que usan siete dígitos para cuantificar los barriles que extraen a diario.

Las reservas de petróleo solo alcanzarían para siete años más. De no aplicarse una política más ambiciosa en la búsqueda de nuevos recursos, la autosuficiencia se perdería, y el país tendría que volver a las épocas de altas importaciones, lo que podría llegar a generar incrementos en los precios de los combustibles y de la energía. Situación que pondría a Colombia como uno de los países más costosos para el transporte, la producción de bienes y la prestación de servicios.

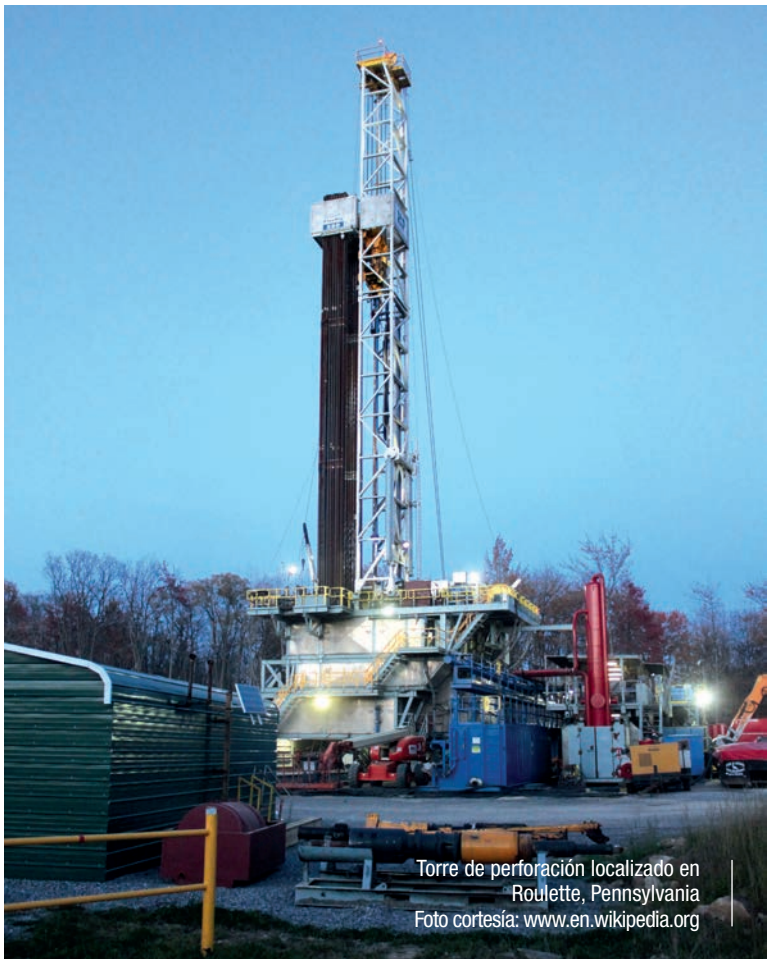
En medio de este panorama, el desarrollo de proyectos en yacimientos no convencionales (YNC) se presenta como una posibilidad a la que no se le puede dar la espalda, pues allí podrían estar los hidrocarburos que necesita Colombia para evitar que a la vuelta de unos pocos años se pierda la autosuficiencia energética que llevó tanto esfuerzo adquirir.

Aporte económico y social de los YNC

La Administración de Información Energética de Estados Unidos (Energy Information Agency) identificó a Colombia como uno de los países con un potencial importante de recursos en yacimientos no convencionales, incluyendo gas de esquisito y metano de carbón (CBM), lo que le abre al país una nueva oportunidad para aumentar su producción de hidrocarburos y las rentas que de esta actividad recibe el Estado.

Pero para que esto suceda, el país debe poder probar estos recursos y establecer con certeza si existe este potencial; y una vez probado dimensionar la capacidad que tiene el país para generar desarrollo a partir de estos recursos.

"Experiencias como la de Estados Unidos han arrojado resultados muy positivos. Se ha obtenido beneficios significativos en lo referente a la producción de energía, la creación de empleos, mayores ingresos fiscales y la reducción de emisiones de gas de efecto invernadero. Es por esto que creo que Colombia tiene un futuro prometedor en esta materia", afirma David Neslin, consultor internacional y experto en yacimientos no convencionales.



Torre de perforación localizado en Roulette, Pennsylvania
Foto cortesía: www.en.wikipedia.org



Operarios en pozo de producción de Bakken, a las afueras de Watford, Dakota del norte.
Foto cortesía: www.npr.org

El diálogo sobre la oportunidad y conveniencia de la explotación de YNC se debe hacer desde la ponderación del reconocimiento de nuestra realidad económica y social, pero sin caer en el discurso (desinformador) de la importación de modelos energéticos que, al menos en el corto plazo, son irrealizables.

Y es que la exploración en yacimientos no convencionales ha significado también mayores ingresos para el Gobierno estadounidense. En 2012, solo por esta actividad, se calcula que las finanzas públicas recibieron 74 billones de dólares adicionales, y para 2015 se estima que esa cifra podría ascender hasta los 125 billones de dólares.

En generación de empleo, la producción de petróleo y gas en no convencionales en Estados Unidos generó 2,1 millones de empleos en 2012 y se espera que las plazas de trabajo suban a 3,3 millones en 2020, mientras que en materia de autoabastecimiento, sólo en gas, se calcula que ese país hoy cuenta con reservas suficientes para 100 años.

De probarse este potencial energético proveniente de los yacimientos no convencionales (YNC), se calcula que Colombia podría multiplicar por tres sus reservas de petróleo y gas. Esto le daría oxígeno a las finanzas del Estado y le permitiría a Colombia seguir mejorando sus indicadores de reducción de pobreza, disminución del desempleo y la tranquilidad de contar con recursos energéticos suficientes para que los empresarios tengan tarifas competitivas y los hogares no afecten sus ingresos pagando altas cuentas de servicios públicos.

Las reformas tributarias que en el país han terminado con más impuestos para los ciudadanos de a pie, no serían necesarias si se logra aumentar la producción de crudo a partir de los YNC. En 2014 el Gobierno tuvo que buscar mediante esta vía los ingresos faltantes para dar continuidad a programas exitosos como los de vivienda, infraestructura y educación.



Además, al tener una mayor producción petrolera y de gas, la balanza comercial de Colombia, hoy deficitaria, también podría pasar a números positivos. En la actualidad la mitad de las exportaciones las hace el sector de hidrocarburos, situación que podría aumentar en la medida que hayan más recursos energéticos disponibles para atender la demanda interna y que haya un excedente en producción que se pueda exportar.

Así, al mirar la experiencia de países donde se está haciendo *fracking*, se puede concluir que Colombia puede acceder a un mejor futuro. Es importante mirar la experiencia que han tenido otros países, pero cada uno debe vivir su propio proceso. Ya se ha hecho estimulación hidráulica en yacimientos convencionales, vamos ahora a hacerlo en no convencionales y esperamos descubrimientos importantes que nos permitan alcanzar una competitividad en materia minero-energética.

La experiencia en Estados Unidos ha sido muy positiva y la estimulación hidráulica le dio un giro de 180 grados a la producción de hidrocarburos en ese país. Argentina y México ya también están extrayendo crudo de esta manera, aunque hay que advertir que no todos los modelos internacionales son compatibles, cada formación es distinta, y creemos que en Colombia puede traer muy buenos resultados.

Esta oportunidad de aumentar la producción de hidrocarburos de forma importante, al igual que lo está haciendo Estados Unidos, le llegó a Colombia. El potencial que tiene el país en YNC lo puede llevar a mejorar sus niveles de producción y aumentar así los recursos del Estado.

Términos de Referencia

Durante dos años la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) adelantó investigaciones en torno a la manera como se realiza el proceso de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (YNC) en diferentes países del mundo donde se realiza estimulación hidráulica o *fracking*.

Talleres con 24 expertos académicos de Canadá y Estados Unidos, reuniones con los reguladores actuales de esos países y visitas a los campos donde se están desarrollando este tipo de operaciones, hicieron parte del proceso de investigación que adelantó Colombia y que finalmente terminó en la publicación de los Términos de Referencia (TDR) para el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y Plan de Manejo Ambiental (PMA) para las Actividades de Exploración en YNC. El objetivo fundamental es prevenir y manejar riesgos, garantizar la protección del medio ambiente, el bienestar del entorno y de la sociedad en general.

"Colombia fue muy cuidadosa al elegir la norma regulatoria, de manera que fuera la más adecuada. Nos hemos demorado pero vamos bien", destacó el experto en petróleo y profesor de la Universidad Externado, Luis Mogollón.

Los Términos de Referencia para la expedición de las licencias ambientales quedaron divididos en siete secciones, donde desde el primer punto se advierte que la prioridad es garantizar la conservación y no afectación del medioambiente, por lo que las empresas deben elaborar estudios de impacto y manejo ambiental.

Entre los múltiples aspectos abordados en estos TDR se destaca el cuidado del agua. Las empresas deben realizar

estudios hidrológicos para determinar dónde están ubicados elementos sensibles como cuencas hidrográficas y ecosistemas, toda vez que se debe guardar una distancia mínima entre las fuentes de agua y el lugar donde se vaya a realizar el *fracking*.

Para realizar estimulación hidráulica se requiere cinco veces más agua que la que se necesita para extraer crudo desde un yacimiento convencional. Sin embargo, la estimulación debe hacerse una sola vez, por lo que al final del día la exploración en YNC demanda menos recurso hídrico, ya que en yacimientos convencionales sí se debe continuar usando agua.

Para tener una idea del volumen de agua que se requiere para realizar estimulación hidráulica en un pozo de YNC, basta con decir que esta equivale a la misma cantidad que se usa para regar un campo de golf. En el mediano plazo Colombia espera explorar entre siete y 15 pozos de YNC cada año, por lo que el agua que se requeriría para hacer *fracking* o estimulación hidráulica en estos 15 pozos sería la misma que se usa para regar un campo de golf una sola vez al mes y durante un año.

La exploración de pozos en YNC en Colombia se realizará principalmente en el valle del Magdalena Medio, y se estima que solo se usará el dos por ciento de la demanda hídrica de los sectores productivos de esa zona. Para dimensionar la poca cantidad de agua que se requiere, basta con señalar que el máximo caudal del Río Magdalena es de seis millones de litros por segundo, y para la estimulación hidráulica, que solo se realiza durante dos semanas, se requieren apenas nueve litros por segundo, lo que demuestra que el *fracking* no afecta el abastecimiento del recurso hídrico.

Con el fin de proteger los acuíferos frente a cualquier eventualidad que se pueda llegar a presentar, también se exige una caracterización geológica. Para ello las empresas tienen que identificar la ubicación relativa de estos. De igual forma para cuidar la calidad de las aguas subterráneas se pide realizar un monitoreo sobre estas, donde se deben incluir los acuíferos aprovechables para el consumo humano. Todo con el fin de evitar contaminaciones y garantizar que la operación no afecte a las comunidades ni al medio ambiente.

Minimizando riesgos

Otro punto que vale la pena mencionar es la manera cómo desde los TDR se minimizó el riesgo de sismicidad por cuenta de la exploración a través de *fracking*. Las empresas harán un análisis del potencial riesgo que se pueda generar con la actividad y que evidencie la existencia o no de fallas geológicas en la zona.

Aquí cabe resaltar que una sismicidad generada por el *fracking* solo podría llegar a presentarse durante la inyección, y como máximo podría ser de 2 en la escala de Richter. Para que un movimiento sea perceptible tendría que ser superior a 3 en esa misma escala, lo que equivale al paso de un camión, de ahí que el uso de este método no se constituye, de ninguna manera, en un detonante de eventos telúricos.

Con estas disposiciones establecidas en los TDR se busca que todos los frentes de trabajo involucrados en la exploración de YNC tengan una operación responsable desde lo ambiental y hacía las comunidades. Las siete secciones que componen esta normativa abarcan una



estricta regulación alrededor de la exploración de hidrocarburos para este tipo de yacimientos y define una línea de trabajo que las empresas deben seguir antes, durante y después de sus operaciones.

Lo clave para tener éxito en el proceso de extracción de crudo mediante *fracking* o estimulación hidráulica, es contar con una regulación exigente, que lo hagan solo empresas que tiene la experiencia (*know how*) y que haya control y vigilancia sobre los procesos, tal como quedó previsto en la regulación colombiana.

Los Términos de Referencia (TDR) de Colombia para la exploración de YNC se basaron en información sólida, producto de un trabajo articulado entre la Autoridad de Licencias Ambientales, el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo sostenible y el Ministerio de Minas y Energía. El resultado final fueron unos TDR idóneos en los que se establecen los requisitos necesarios que deben cumplir las empresas y así minimizar cualquier riesgo.

En cuanto a cómo se hicieron estos TDR se podría decir, a manera de conclusión, que el país tomó todas las regulaciones existentes en el mundo para la exploración de YNC y extrajo las partes más estrictas de cada una de ellas para incorporarlas en la normativa que regirá en Colombia. Es decir que desde cualquier aspecto que se mire, y sin lugar a dudas, lo que deben cumplir las empresas que operen en el país es lo más exigente a nivel mundial.

Pero si bien es cierto que esta normativa de por sí ya condensa un conjunto de normas que minimizan el riesgo de cualquier alteración al medio ambiente, también es cierto que aún falta por desarrollarse lo referente a explotación. Hasta el momento lo que está planteado en los TDR es simplemente alusivo a la etapa de exploración, es



Campo Bakken, Dakota del Norte
Foto cortesía: www.drllingcontractor.org

decir a buscar petróleo y gas, pero para sacar los hidrocarburos de los YNC se tendrán unos términos complementarios, que sin duda alguna serán igual de exigentes.

Experiencia internacional

Veintiún países, incluidos Estados Unidos, Canadá, México, Australia, Inglaterra y Argentina están extrayendo o explorando crudo en yacimientos no convencionales (YNC), mientras que otras naciones como Francia y Alemania están en un periodo de moratoria, ya que sus gobiernos han pedido mayor información sobre los posibles efectos ambientales a la hora de utilizar el *fracking*.

Esto no quiere decir que estos países hayan dicho que 'no' a la estimulación hidráulica. En realidad lo que piden sus mandatarios es más evidencia para así autorizarla en sus naciones. Sin embargo estas pruebas que piden algunos sectores en Europa, y otros incluso en Colombia, ya están dadas a través de experiencias exitosas como las que han tenido lugar en Estados Unidos. Justamente dos de los casos más llamativos están en Norte América: el Eagle Ford Shale, ubicado en el sur de Texas, y el Bakken Shale, que es compartido por Estados Unidos y Canadá.

La parte principal del yacimiento Eagle Ford Shale (EFS) tiene una extensión de 640 kilómetros y un ancho de 80 kilómetros. Allí se producen hidrocarburos que están a profundidades de entre 1.500 y 5.000 metros. La producción total diaria pasó de 5.8 millones de pies cúbicos de gas (Mpcd) a 4.000 Mpcd y la de crudo supera el millón de barriles diarios.

Solo entre 2010 y 2011 por la actividad en el EFS se generaron 2.900 millones de dólares para la economía estadounidense y se crearon 12.600 empleos de tiempo completo. Mientras que en impuestos el aporte fue de 61 millones de dólares, más 47 millones de dólares que se destinaron a la financiación de proyectos de educación y servicios de emergencia estatales. Solo el Producto Interno Bruto de este campo supera el de varios estados de los Estados Unidos, e incluso, los de algunos países. Para el año 2013 se estimó en 88 billones de dólares versus 90 billones de Ecuador según el Banco Mundial, lo cual resalta la importancia y el impacto potencial de los YNC.

El otro caso es el Bakken Shale. Por cuenta del uso del *fracking* en este campo, Dakota del Norte se convirtió en el segundo Estado mayor productor de crudo en los Estados Unidos, al extraer una producción diaria de más de un millón de barriles, es decir más de lo que produce Colombia. Pasó de tener 25 pozos en producción en 2005 a 3.500 en 2013, y ya ha producido cerca de 900 millones de barriles, lo que trajo un desarrollo importante a los condados aledaños, donde sus habitantes se han visto beneficiados con más oportunidades de empleo, mayor inversión y más posibilidades de emprender negocios propios. Solo en impuestos Dakota del Norte recibió 2,6 billones de dólares, producto de la explotación petrolera y de gas.

Pero más allá de estas cifras que revelan los beneficios sociales y económicos de la estimulación hidráulica, lo que cabe resaltar es que en materia ambiental ninguno de los dos casos ha evidenciado problemas. Solo por nombrar una experiencia específica, en Bakken Shale el riesgo de contaminación de los acuíferos se redujo al máximo, ya que los procesos de fracturación, mediante la técnica del *fracking*, se realizan a 2.300 metros de profundidad, y los principales acuíferos se encuentran solo a decenas o centenas de metros por debajo de la superficie. ACP



Embajador de EE.UU., Kevin Whitaker, durante un evento de la campaña Soy Capaz



"Colombia es y continuará siendo muy atractiva para inversionistas estadounidenses",

EMBAJADOR WHITAKER

El *boom* de los yacimientos no convencionales y su aporte a la recuperación económica de EE.UU.; la importancia de que Colombia siga siendo un país atractivo para la inversión extranjera directa; y el apoyo a la candidatura de nuestro país para ingresar a la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI), son algunos de los temas abordados por el embajador de Estados Unidos en Colombia, Kevin Whitaker, en el siguiente diálogo con la revista **ACP Hidrocarburos**.

Revista ACP: Según varios expertos, el boom de los YNC (yacimientos no convencionales) en EE.UU. facilitará su independencia energética en el corto plazo. ¿Cuáles cree que serán las implicaciones de este cambio para EE.UU. y el mundo? ¿Esto conllevará una mayor estabilidad en la geopolítica global y, particularmente, en Medio Oriente o países como Rusia y los de la OPEP?

Kevin Whitaker: El desarrollo de nuevos e importantes recursos de gas natural y petróleo en EE.UU. es un gran avance para nuestro país, en términos de desarrollo económico, así como para la seguridad energética. Los recursos de gas no convencionales, que incluyen gas *tight*, gas tradicional, líquidos de esquisto, gas asociado y de capas de carbón, constituyen más de 50 por ciento de la producción de gas de Estados Unidos y se prevé que representen más de 75 por ciento en 2035. El aumento de la producción de gas natural, en gran parte debido al gas natural no convencional —y específicamente gas *shale* o de esquisto—, ha fortalecido la seguridad energética de Estados Unidos y disminuido los precios del gas natural. De hecho, esta nación norteamericana ahora es mayormente autosuficiente en cuanto a satisfacer su demanda interna de gas natural se refiere.

Los recursos no convencionales desarrollados recientemente están teniendo un impacto en los mercados mundiales del gas y en las relaciones entre los productores de gas natural y los consumidores. El gas, cada vez más, se comercializa en forma de gas natural licuado (GNL). Este desarrollo ha comenzado a estimular mercados competitivos en gas, lo que contrarresta el tipo de monopolios punto a punto que tradicionalmente existían entre proveedores —en un extremo de la tubería— y los consumidores —en el otro—. Además, los mercados mundiales de energía han reorientado el GNL que alguna vez estuvo dirigido a los Estados Unidos y a Europa hacia otros lugares; lo que representa una mayor competencia y precios más bajos. El desarrollo responsable del gas natural a nivel mundial también puede desempeñar un papel para que algunos países se alejen de combustibles intensos de carbono como el carbón, valga la redundancia.

ACP: El presidente Barack Obama, en varias declaraciones, ha manifestado que los YNC, y concretamente el shale gas, han sido un factor determinante para la recuperación económica y la activación del empleo en EE.UU. ¿Cuáles fueron estos impactos y cuáles son los principales estados beneficiados?

K.W.: Hoy, Estados Unidos es el mayor productor de gas natural del mundo. Nuestra producción ha crecido 1/3 desde 2005, y nuestro auge energético ha demostrado ser un motor importante en la recuperación económica. Entre otras cosas, ha incrementando el número de empleos, la actividad económica y los ingresos del Gobierno.

Tomemos el ejemplo de Dakota del Norte, donde el desempleo se ha reducido a cerca de 3%, el más bajo del país, y el estado tiene un superávit de USD $3.800 millones en su presupuesto debido, en gran parte, al aumento en la producción de gas no convencional y petróleo. Dakota del Norte ahora es el segundo productor de petróleo; incluso, ha superado el millón de barriles por día (es decir, la producción de toda Colombia). Según la empresa Cambridge Energy Research Associates, el gas de esquisto generó empleo directo e indirecto a 600.000 estadounidenses en 2010, una cifra que podría duplicarse para 2020. Los precios de la energía más bajos también han potenciado un renacimiento de la manufactura doméstica. Por primera vez en más de 60 años, Estados Unidos está exportando más petróleo refinado del que importa. La reducción de las importaciones de energía tiene un impacto positivo en nuestra balanza comercial, propicia precios internos y mundiales más bajos de energía y permite que una mayor parte del dinero que los estadounidenses gastan en energía no salga del país.

En 2013 Colombia recibió una suma récord de USD 16.200 millones en inversión extranjera directa, de los cuales 31,6% (USD 5.100 millones) corresponden al sector hidrocarburos.



Presidente Santos y el embajador Whitaker, en Casa de Nariño

ACP: Todos estos impactos positivos se han realizado sin afectar el medioambiente y las comunidades. ¿Cómo lo han logrado? Por otra parte, a partir de la experiencia de EE.UU. en materia de YNC, ¿qué recomendaciones podría darle al país para asegurar un aprovechamiento adecuado de estos recursos?

K.W.: El plan del presidente Obama para una energía segura en el futuro prevé un desarrollo ecológicamente racional del gas natural como un pilar central de la seguridad energética internacional. El desarrollo global responsable del gas natural convencional y no convencional puede desempeñar un papel en el aumento de la seguridad energética y fomentar que los países se alejen de combustibles más intensos en carbono, como el carbón. Si bien es cierto que ha habido muchos beneficios en cuanto al aumento de la producción de gas de esquisto en EE.UU., también hay muchos desafíos importantes que se deben abordar. Estos incluyen —pero no se limitan— los impactos ambientales, técnicos, financieros, legales y en la comunidad (por ejemplo, salud y seguridad) que están asociados con los proyectos de gas de esquisto y deben ser abordados por los países interesados en su desarrollo sostenible. Tanto en Estados Unidos como a nivel internacional, las naciones y la industria han mejorado; ahora se adoptan normas y se han aprendido mejores prácticas para mitigar los impactos potencialmente negativos.

Ofrecer nuestra experiencia es una prioridad de seguridad y diplomacia energética. Durante la reunión en diciembre de 2013 entre los presidentes Obama y Santos, nuestros líderes se responsabilizaron en impulsar la cooperación en una amplia gama de temas, incluyendo la energía y la tecnología; y EE.UU. se comprometió a compartir sus lecciones aprendidas en el desarrollo de recursos no convencionales con Colombia. Estamos señalando las múltiples experiencias de los estados de mi país, y las mejores prácticas asociadas con el desarrollo de gas no convencional, con Colombia y otros socios a través del Programa de Cooperación Técnica de Gas No Convencional del Departamento de Estado. Este tipo de cooperación a lo mejor le demuestre a los *stakeholders* colombianos las distintas maneras de tratar y resolver muchos de los retos técnicos, operacionales, ambientales, normativos, legales y comerciales que deben estar en su lugar con el fin de crear un sector de gas no convencional sostenible. También compartimos las mejores prácticas en temas como gestión del agua y calidad del aire, lo que permite la contratación y fijación de precios; los países y empresas han visto la experiencia de Estados Unidos, en la que la creación de la política y el ambiente de inversión correctos son fundamentales para un desarrollo exitoso.

Como nación entendemos la importancia de establecer una comunicación abierta con las comunidades



Embajador de EE.UU.,
Kevin Whitaker

“Nuestra producción doméstica de petróleo crudo ha aumentado en 3.5 millones de barriles diarios desde 2008, y este año las expectativas esperan alcanzar un nivel de producción de 8.5 millones de barriles al día. Esto supone convertirnos en el tercer país del mundo en términos de producción”.
Embajador Whitaker

locales. Así mismo, apoyamos activamente la Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI), un instrumento global para mejorar la transparencia y la rendición de cuentas en los sectores petroleros, de minería y de gas, en un esfuerzo para informar mejor a las comunidades locales acerca de cómo se gastan las regalías del sector extractivo. Colombia ha presentado su candidatura a la EITI, que apoyamos plenamente, y la junta directiva se reunirá próximamente para considerar su aplicación.

ACP: Desde Estados Unidos, ¿cómo aprecian el clima de inversión en Colombia en el sector de hidrocarburos?

K.W.: Los factores objetivos en el sector son muy atractivos. A los inversionistas les interesan las posibilidades acá en Colombia. Sin embargo, es obvio que en la actualidad del clima mundial hay mucha competencia para el capital.

Considero importante que Colombia continúe siendo un destino trascendental para la inversión extranjera directa, particularmente en los sectores de petróleo y gas. De acuerdo con el reporte de IED del Banco de la República, durante 2013 Colombia recibió una suma récord de USD $16.200 millones en inversión extranjera directa (esto es un incremento de 7.7 por ciento sobre los USD $15.000 millones de 2012). Entre tanto, la participación del sector de hidrocarburos en esta cifra fue de 31.6 por ciento, equivalente a USD $5.100 millones. Tal inversión beneficia al país, pues el sector de hidrocarburos es un pilar fundamental para el crecimiento económico y representa una fuente importante de ingresos para el Gobierno.

Durante los primeros dos trimestres de 2014, Colombia recibió inversión extranjera directa por valor de USD $8.400 millones, equivalentes a un incremento de 9.8% comparado con el mismo período en 2013, y muchos observadores creen que este nivel de inversión se incrementará dados los bloques asignados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en la Ronda 2014, que condujo a compromisos de exploración por USD $1.400 millones por parte de las empresas favorecidas.

Existen, por supuesto, muchos retos hacia el futuro, como los continuos ataques de la insurgencia en la infraestructura de hidrocarburos y la caída global de los precios del petróleo y otros productos. Frecuentemente se escuchan preocupaciones de inversionistas acerca de las prolongadas demoras para obtener las licencias ambientales, además de temas relacionados con la Consulta Previa y la forma en la que estos desestimulan la inversión. Como ya se notó, hay mucha competencia para la inversión en el sector, pero en su totalidad este es y continuará siendo muy atractivo para inversionistas estadounidenses.

ACP: ¿Qué rol jugarán las empresas norteamericanas en el aprovechamiento adecuado de los YNC en Colombia?

K.W.: Me gustaría ver a nuestras compañías desempeñando un papel importante en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en Colombia, y pienso que tienen mucho para ofrecer dada su experiencia en Estados Unidos. Nuestra producción doméstica de petróleo crudo ha aumentado en 3.5 millones de barriles diarios desde 2008, y este año las expectativas esperan alcanzar un nivel de producción de 8.5 millones de barriles al día. Esto supone convertirnos en el tercer país del mundo en términos de producción, solo superados por Arabia Saudita y Rusia. Sin embargo, cuando se mira la producción total de petróleo crudo y gas natural, EE.UU. ya es el productor número uno. Más de 35% proviene de petróleo de esquisto y formaciones clave en Eagle Ford (Texas) y Bakken (Dakota del Norte/Montana), entre otros.

Nuestras compañías pueden apoyar los esfuerzos del Gobierno colombiano mediante sus tecnologías y experticia en la exploración y desarrollo no convencional de fuentes de hidrocarburos, en una forma sostenible y ambientalmente responsable. Esto ayudará a mejorar la calidad de vida de los colombianos en los años venideros y, al mismo tiempo, reducirá el riesgo de convertirse en importador neto de crudo a pesar del impacto que generaría en la economía del país.

ACP: En las últimas décadas, Colombia ha hecho esfuerzos para integrarse a los mercados internacionales. Recientemente se ha intensificado el proceso de consolidación con la Alianza Pacífico y el ingreso del país a la OCDE. ¿Cuál cree que son las oportunidades que estas iniciativas brindan al sector de los hidrocarburos en Colombia?

K.W.: Los miembros de la Alianza del Pacífico están unificando sus bolsas de valores y han reunido a más de 750 empresas con una capitalización de USD $1.1 billones. Además, la Alianza del Pacífico tiene una base de clientes potenciales de 237 millones. El comercio bilateral de mercancías entre Estados Unidos



Instalaciones de producción de gas en Fort Worth, Texas. Foto: stateimpact.npr.org

> La membrecía de la OCDE sería un mensaje poderoso a los inversores potenciales: "Colombia adopta los principios del libre comercio". **Embajador Whitaker**

y los miembros de la Alianza ascendió a casi USD $600 millones en 2013. Todos los sectores en Colombia, incluyendo el de hidrocarburos, se beneficiarán de un mayor acceso a esta gran base de consumidores. Entre tanto llevamos a la Alianza del Pacífico al más alto concepto; de hecho, en octubre, el Secretario del Tesoro, Jack Lew, acogió a ministros de finanzas de los países de la Alianza en Washington D.C. y señaló que esta tiene el potencial de mejorar el bienestar de todos sus ciudadanos a través de la promoción del crecimiento, el desarrollo económico y el mejoramiento de la competitividad de sus economías.

Estados Unidos apoya firmemente los esfuerzos de Colombia para obtener la adhesión a la OCDE. El vicepresidente Biden ha declarado públicamente y reforzado este mensaje con el presidente Santos durante sus encuentros. La adhesión a la OCDE es un proceso riguroso, como debe de ser; es una organización fundada en los principios de libre comercio y es necesario que todos los miembros demuestren un sólido compromiso con la democracia y la economía de mercado. Me siento esperanzado en que Colombia pueda llegar a esos altos estándares y, una vez lo haga, será un miembro de un club de élite de países, que incluyen algunas de las naciones más desarrolladas, transparentes y prósperas del mundo. La membrecía de la OCDE sería un mensaje poderoso a los inversores potenciales: "Colombia adopta los principios del libre comercio".

ACP: Por último, ¿qué mensaje le da a la industria petrolera en Colombia?

K.W.: A nivel mundial, la industria petrolera se enfrenta a desafíos cada vez mayores. Los precios de los hidrocarburos están en declive y el sector debe adaptarse a esta fluctuación. En Colombia la economía está creciendo, el comercio y la inversión internacional se encuentran en aumento y cada vez más el país está viendo los beneficios de esta transición. Por su parte, el sector de hidrocarburos es un pilar y una parte vital para asegurar el futuro de la nación. Simplemente les digo que sí se puede hacer este tipo de desarrollo de una manera social y ambientalmente responsable. De esta forma, dicho sector será uno de los principales motores de la transformación en Colombia. ACP



DESE 'LA PELA'
Por el bien de los niños pobres

Los medios de comunicación apoyan de frente la necesidad de incrementar el gasto social con miras al llamado posconflicto, pero no tienen la valentía de defender el *fracking*.

Alberto J. Bernal-León
Director de investigación y estrategias en Bulltick Capital Markets.

En estos días estuve dando una serie de conferencias en Colombia sobre el futuro de la economía global y las perspectivas de los precios de las materias primas. Como algunos sabrán, alrededor de estas conferencias siempre hay una muy agitada agenda de reuniones y conversaciones con inversionistas y con líderes de opinión. En esta ocasión me tomé muy en serio mi labor de ser el mayor defensor de las causas poco populares en Colombia, como, por ejemplo, ser el mayor defensor de la explotación de yacimientos no convencionales en el país, y del decreto de la licencia ambiental exprés. Como dice mi gran amigo Juan David Escobar, cuando uno llega a los 40 solo acumula grasa y enemigos. En esta semana acumulé muchos enemigos, que, valga decir, era la intención.

Mi análisis es que el decreto de la licencia ambiental exprés es un buen y necesario comienzo del Gobierno nacional para la reactivación de la labor de exploración de hidrocarburos en Colombia. Necesario porque no se necesita ser un genio en petróleo para entender que si solo se adjudicó el 27% de los pozos ofrecidos en la Ronda Colombia 2014, algo está pasando entre los petroleros. Que se hayan comprometido USD $1.400 millones en nueva inversión no es noticia suficiente para borrar la mala noticia de la baja participación. Tengan en cuenta que en la ronda 1 de México el próximo año se van a adjudicar proyectos de inversión por USD $35.000 millones, y créame, se van a adjudicar la totalidad de los proyectos, pues me consta que el interés de las compañías por entrar a México es impresionante.

Considero que el Gobierno ya comenzó a entender lo grave que es la competencia que se le viene al país desde México. La pésima noticia es que esta preocupación no ha llegado a los medios de comunicación, y por lo tanto, no ha llegado al ciudadano en general. Ciudadano que se queja de la inmensa carga tributaria de la que sufre, pero que no ha entendido que a menos que se mejoren las proyecciones petroleras a futuro, tendrá que pagar aún más impuestos en el futuro para fondear al Gobierno. Al mismo tiempo los medios de comunicación, los que forjan el entendimiento del pueblo en general, apoyan de frente la necesidad de incrementar el gasto social con miras al llamado posconflicto.

Pero eso sí, los medios de comunicación no tienen la valentía de defender el *fracking*. Los generadores de opinión de Colombia no tienen el valor intelectual de 'bajar de la nube' al colombiano promedio que hoy en día piensa que el *fracking* es sinónimo de agua contaminada y que piensa que está bien que despotriquen de las petroleras porque 'ganan mucho dinero'. ¿Cómo es posible que los programas radiales de la mañana no le expliquen al pueblo que el *government take* del petróleo en Colombia es de 70%? ¿Dónde diablos queda su responsabilidad?

El pensamiento del colombiano promedio me recuerda una conversación que tuve con el senador Luis Fernando Velasco en el programa '360 Grados' de Hassan Nassar hace ya un par de años. En un debate sobre el precio de la gasolina, en el cual yo argumentaba que bajar el precio de la gasolina en Colombia sería una política antisocial, el senador Velasco decía que era apenas lógico subirle los impuestos a las empresas petroleras para de esa forma poder financiar el costo fiscal de bajar el precio de la gasolina. Recuerdo que el Senador decía algo similar a esto en el programa: "fue lógico bajarle los impuestos a las empresas a principios de la década del 2000, pues en ese momento la inversión en Colombia era muy baja. Pero hoy la inversión y la producción es alta, entonces las circunstancias han cambiado." Mejor dicho, cuando necesitábamos urgentemente el capital, entonces ahí si nos portábamos bien. Pero ahora que estamos mejor, pues entonces ¡matemos al capital! Esa actitud rastrera es la que condena a Colombia a ser un país subdesarrollado.

Es responsabilidad de la gente seria de Colombia hablarle claro a la gente. O acabamos con el anarquismo ambientalista, o acabamos con la demagogia de insistir en bajarle el costo a la gasolina, o acabamos con el famoso 'es que las petroleras ganan mucho', o nos vamos a quedar sin capacidad de fondear el gasto social en Colombia. No se quede callado, dese la pela por el futuro de los niños pobres de Colombia. Defienda el *fracking*. ACP

El experto analista financiero defiende la conveniencia de la licencia ambiental exprés y del fracking, a la vez que cuestiona el papel de los medios de comunicación para hablarle claro a la gente sobre el tema petrolero.

PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA: Los jugadores alistan sus cartas



Refinería Amuay de PDVSA, Venezuela. Foto:www.entornointeligente.com

Venezuela: No deja de ser protagonista

Con casi 300.000 millones de barriles en reservas –las mayores del planeta–, Venezuela sigue siendo un actor de primer orden en el panorama global del petróleo. Como miembro fundador de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), su influencia es incuestionable. Sin embargo, debido a la disminución en sus cifras de producción, el país enfrenta por primera vez en su historia la perspectiva de una importación de crudo ligero para mezclarlo e incrementar sus ventas de petróleo extrapesado al diluirlo. Pero gracias a sus enormes reservas y a través de la estatal PDVSA, Venezuela compró recientemente volúmenes cada vez mayores de derivados refinados como la nafta pesada para mezclarlos con el producto que se extrae en la zona del Orinoco, la región de mayor producción de crudo.

Los expertos creen que la causa de la caída en las cifras de producción es la falta de reinversión de los considerables recursos producidos por PDVSA, que han ido a apoyar programas de otro tipo en virtud de las agendas de los gobiernos de Hugo Chávez y, ahora de su sucesor, Nicolás Maduro. Esos programas– y el

Con un estimado de 10 millones de barriles al día, la producción de petróleo en América Latina está en franco crecimiento. Dos de nuestros vecinos más cercanos, Brasil y Venezuela, son responsables, junto a México, de casi 80 por ciento de esa cifra. Aunque la región no es ajena a los efectos de la caída en el precio del crudo, el clima general es de inversión y dinamismo, pues se proyecta un aumento del consumo en las economías de Brasil, Argentina, México y Colombia. Estas son las cartas que preparan los principales competidores de nuestro país.

apoyo popular que de ellos deriva la administración chavista– se ven directamente afectados por el precio del barril de petróleo, que ha bajado 30 por ciento respecto del nivel de junio y ha alcanzado su nivel más bajo desde diciembre de 2010. Expertos internacionales calculan que, para sostener el paso de sus programas sin nuevos ajustes al régimen tributario o cambiario, el Gobierno necesitaría un precio de cerca de USD $135 por barril, algo sumamente improbable en el plano mediato. La agencia Bloomberg estima que los ingresos de Venezuela podrían disminuir este año en USD $10.000 millones por esta situación.

Ahora bien, no debería caerse en el error de augurar el fin del poderío petrolero de Venezuela. Las exportaciones a Estados Unidos se han mantenido incluso en medio del discurso de confrontación entre los gobiernos. Lejos de depender de ese mercado tradicional, Caracas ha abierto canales de exportación a nuevos y prometedores destinos como China e India. Aún a pesar de la falta de reinversión, el país sigue en el top cinco de los productores del continente junto a Estados Unidos, Canadá, México y Brasil.

El proyecto más importante para los venezolanos es Magna Reserva, que comenzó en 2005 y forma parte de un plan para impulsar sus operaciones en la franja del Orinoco. En los últimos cinco años de la década pasada, esa inversión le revirtió al país un ajuste al alza de 100.000 millones de barriles en sus reservas. Sin embargo, la inversión extranjera atraída por el promisorio desarrollo terminó por alejarse; fue desestimulada por las políticas de nacionalización del Gobierno chavista. Magna Reserva también se ha visto afectada por fallas en el proceso de mantenimiento de la infraestructura, que tienen al proyecto operando por debajo de su capacidad estimada de producción. Es la misma fuente de incertidumbre que ronda los desarrollos de las zonas de Junín y Carabobo, también en la región del Orinoco.

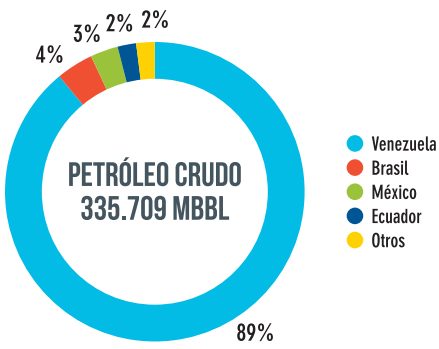
Brasil: Se mueve en aguas profundas

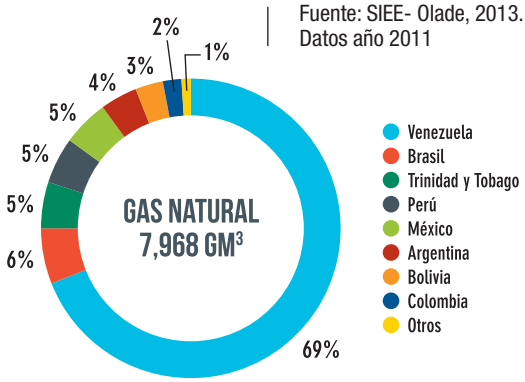
Su papel como gigante suramericano representa una descomunal demanda energética. Por eso, los brasileros han dado, en los últimos años, pasos concretos para impulsar su producción petrolera. Esa meta parece estar a la vista con el reciente descubrimiento de yacimientos presalinos que le ofrecen al país un puesto entre los principales productores del mundo.

En marzo del año pasado, el Gobierno de Dilma Rousseff lanzó un plan de 10 años que espera incrementar la producción petrolífera a más de cinco millones de barriles al día. Aunque ambicioso es más modesto que el anterior, que apuntaba a seis millones de barriles al día para esa fecha. Así mismo, se estima que más de 90 por ciento de la producción brasilera se lleva a cabo en aguas profundas. La mayoría de las reservas del país (estimadas en 13.986 millones de barriles) están en yacimientos costa afuera como Santos, Espírito Santo y Campos. En este último se concentra más de la mitad de la producción nacional.

En octubre de 2013, una puja por los derechos para explotar el campo Libra terminó con la adjudicación a un consorcio liderado por Petrobras, con apoyo francés y chino. Aunque promete ganancias por el orden de los USD $400.000 millones en las próximas tres décadas, Libra es un tema agridulce para Brasil porque la falta de competencia en la subasta (se esperaban 40 propuestas y solo se presentaron 11) obligó al Gobierno a meterse de lleno en la operación y ahora depende, como Venezuela, de que el precio del barril no se mantenga debajo de los USD $100 por demasiado tiempo.

Distribución de las reservas probadas de hidrocarburos en América Latina y el Caribe





Fuente: SIEE- Olade, 2013.
Datos año 2011

Perú: Un futuro con reservas



Gasoducto Sur en Perú.
Foto www.hidrocarburosenelperu.org

La producción de petróleo en Perú viene bajando desde la década de los años noventa. Sin embargo, en contraste, el país se ha beneficiado de un repunte en sus cifras de producción de gas natural, un campo en el que sus reservas solo son superadas en Norte y Suramérica por México y Venezuela, respectivamente. De hecho, el país se volvió exportador de gas natural en 2010 gracias a su inversión en la planta Melchorita. El mercado del gas peruano está básicamente en España, México, Japón y Corea del Sur.

Sin embargo, ese destacado desempeño no compensa el difícil panorama marcado por el declive en más de 70% de las reservas del país en los últimos cinco años. Si bien se trata de un fenómeno más estadístico que otra cosa (grandes volúmenes de petróleo que se tomaban como reservas fueron recategorizados como 'recursos'), numerosas voces culpan de esta situación a la falta de iniciativas de exploración y a un clima poco propicio para la inversión extranjera. En 2013 se invirtieron USD $438 millones en exploración; esto es, 54% menos que en 2012.

Entre tanto, no todo son malas noticias para Perú: los 50.000 km2 de mar que un fallo de La Haya le reconoció tras el litigio con Chile podrían contener petróleo. Al menos nueve pozos petroleros estarían listos para ir a subasta, pero el Gobierno enfrenta el desafío de convencer a capitales extranjeros de su potencial.



Refinería Estatal de Esmeraldas, Ecuador
Foto:www.metroecuadro.com.ec

Ecuador: Pequeño y dinámico

El petróleo no solo es la base del mercado energético de Ecuador, sino de su capacidad exportadora. A pesar de ser el más pequeño entre los miembros de la OPEP, el vecino del sur es un activo proveedor de petróleo a Estados Unidos y su producción diaria equivale más o menos a la mitad de la colombiana. Sin embargo, enfrenta la estaticidad en sus cifras y limitaciones severas en materia de refinación.

Grandes reservas petrolíferas que se encuentran en el área -hasta hace poco protegida- del parque Yasuní, ahora son aptas para la explotación tras el fin de la moratoria, declarada el año pasado por el presidente Rafael Correa.

Para observadores de la industria, no cabe duda de que los ecuatorianos son uno de los competidores más dinámicos en la región. Ernesto Porras Beltrán, vicepresidente ejecutivo de Tayrona Steelpipe, le dijo a ACP Hidrocarburos: "Entre los vecinos, el que mayor crecimiento en actividad de D&C tiene porcentualmente con sus históricos es Ecuador, en donde hay una campaña agresiva de crecimiento de su actual producción de 525.000 barriles diarios a más de 700.000 en siete años". El músculo para ese propósito lo pone Petroamazonas, que lidera las labores estatales de exploración y perforación.

Para observadores de la industria, no cabe duda de que Ecuador es uno de los competidores más dinámicos en la región.

Reservas probadas para América Latina



Reservas Probadas (Mb)

Cifras a enero de 2013. Colombia, a cierre de 2013.

Se espera que antes de fin de año la administración de Enrique Peña Nieto en México oferte 109 campos de exploración y 60 bloques de producción.

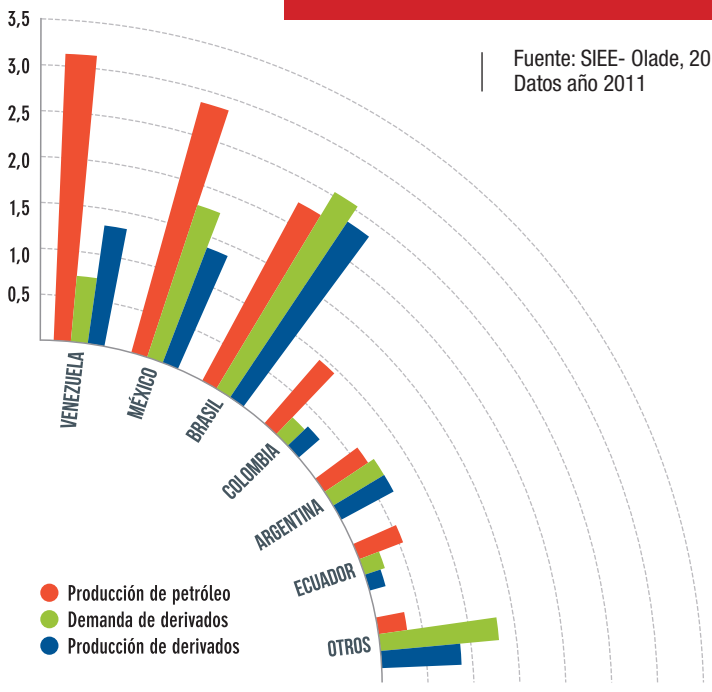
Argentina: Vaca Muerta es el futuro

Argentina, por su parte, vive un muy buen momento, impulsada su producción por los nuevos proyectos en la zona de la Cuenca Neuquina y, en particular, del yacimiento Vaca Muerta. Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) aumentó en un 10 por ciento su producción de petróleo y gas en 2013 y vio crecer la exportación de hidrocarburos. Entre el aumento de la producción y la disparada de los precios, la petrolera estatal casi habría duplicado sus ganancias en el tercer trimestre de 2014, según un sondeo de Reuters.

Eso no quiere decir que el panorama esté exento de amenazas. YPF ha visto complicarse su búsqueda de financiamiento para explotar Vaca Muerta (que podría albergar una de las mayores reservas de gas y petróleo del mundo) debido a la crisis de la deuda soberana y al interés de los fondos buitre en hacerse con un trozo del pastel. El gobierno de la presidenta Cristina Fernández de Kirchner trata de resolver el tema por las buenas y, de hecho, ya firmó un primer convenio bilateral para la renegociación de la deuda (del orden de los USD $9.690 millones) con los países del denominado Club de París.

Comparativo de la producción de crudo, con la producción y demanda de derviados por paises (Mbep/día)

Fuente: SIEE- Olade, 2013.
Datos año 2011



México: Apuesta en la Ronda Cero



Plataforma *offshore*, Campeche, Mexico.
Foto: www.oronegro.mx

El Gobierno de México ajustó a la baja su producción petrolera para 2014, con el fin de ubicarla en 2.35 millones de barriles diarios. Es el más reciente paso en una tendencia descendente que ha visto caer la productividad petrolera 25% en los últimos 10 años y que podría llevar la producción a 2.2 millones de barriles diarios en 2015.

A este clima de debilidad se suma la cancelación del proyecto de construcción de la refinería de Tula, en Hidalgo, que esperaba hacer frente a la dependencia en materia de combustible de un país que en la actualidad importa cerca de 50% de la gasolina que consume.

El petróleo es la principal exportación mexicana, pues representa el 35% de los ingresos del Gobierno federal (por eso México también es vulnerable a la caída del precio internacional). Se espera que antes de fin de año la administración de Enrique Peña Nieto oferte 109 campos de exploración y 60 bloques de producción. Pacific Rubiales es uno de los interesados en ese nuevo mercado y próximamente participará en la Ronda Cero de México. También se están adelantando negociaciones con Pemex para quedarse con una de las nueve áreas que le asignó el Gobierno mexicano. “Esos dos frentes podrían terminar con un Pacific Rubiales con reservas superiores a las que tiene toda Colombia en la actualidad. Eso es sumamente importante y dramático –positivamente hablando– para los inversionistas”, anotó Ernesto Porras Beltrán, Vicepresidente Ejecutivo de Tayrona Steelpipe.

Así las cosas, incrementar los niveles de producción petrolera podría significar para México igualar los niveles alcanzados por el país en el 2004, lo que se traduce en ingresos para el país del orden de USD $2.000 millones en lo que queda de la década.

Colombia: Inversión atractiva con sabor agridulce



Campo Caño Limón, Colombia |

En este contexto, las cosas para Colombia deberían ser promisorias. El país no solo cuenta con una percepción positiva en los mercados sobre su estabilidad política y económica, sino que, en opinión de expertos internacionales, ha utilizado bien los días de 'vacas gordas'.

Ramón Espinasa, Director de Estudios Estratégicos de Petróleo y Gas del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), lo explicó así: "En 2003 el tema de discusión en Colombia era cuándo se iba a convertir en un importador neto, pues se producía medio millón de barriles y el consumo interno estaba creciendo. Vino la reforma y justo en ese periodo los precios se multiplicaron por cinco (pasaron de USD $20 a USD $100). De las siete economías latinoamericanas productoras de petróleo, solo tres (Brasil, Perú y Colombia) aprovecharon esa bonanza aumentando su producción consistentemente. Lo que esas naciones comparten es un marco regulatorio similar que abrió el sector a la inversión privada. Es por eso que en Colombia la producción se ha duplicado: pasó de medio millón a casi un millón de barriles".

Nuestro país disfruta del buen momento de su economía, lo que ha impulsado la confianza de inversionistas del sector. Un reciente estudio de la firma Arthur D. Little para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) puso al país al frente del listado de los destinos más atractivos para los negocios petroleros con una calificación de 3.9 sobre 5, a pesar de no ser el productor con mayor potencial en materia de hidrocarburos.

Sin embargo, la reciente Ronda Colombia 2014 dejó un sabor agridulce entre muchos inversionistas del sector, quienes señalaron que hay fallas para operar en varios de los bloques de la Ronda y pidieron al Gobierno resolver sus preocupaciones en materia de seguridad, tanto física como judicial. Con USD $1.400 millones comprometidos en inversiones de exploración, el balance fue inferior en USD $1.200 millones al alcanzado en 2013.

A esto se suma el descontento de muchos inversionistas con el hecho de que en Colombia el Estado se queda con 70% de la renta petrolera, un porcentaje que podría aumentar con la anunciada reforma tributaria que contempla extender el tributo del 0.4% sobre las transacciones financieras, establecer una sobretasa del 4 al 9% al impuesto sobre las utilidades que generan las empresas y, además, un 'impuesto a la riqueza'.

Para observadores de dentro y fuera del sector, un cambio tan pronunciado en el panorama tributario del país sería una amenaza al impulso que la actividad petrolera le ha dado al crecimiento de la economía nacional en años recientes.

La reciente Ronda Colombia 2014 dejó un sabor agridulce entre muchos inversionistas del sector, quienes señalaron que hay fallas para operar en varios de los bloques.



Eleodoro Mayorga Alba, Ministro de Energía y Minas de Perú

“Perú tiene cuencas sedimentarias con alto potencial aún no exploradas”.

Eleodoro Mayorga Alba, Ministro de Energía y Minas de Perú, ingeniero experto en el tema de hidrocarburos, habla sobre la situación petrolera de Suramérica y de su país.

La técnica del *fracking* o la estimulación hidráulica para extraer hidrocarburos en yacimientos no convencionales (YNC), es una necesidad en América Latina. Según el ministro de Energía y Minas de Perú, Eleodoro Mayorga Alba, la experiencia de los países que están usando este método es muy positiva, por lo que no hay razones para que en Colombia, una de las naciones con mayor potencial en YNC, no se haga. ACP Hidrocarburos lo entrevistó en su más reciente visita al país.

AMPLIO CONOCEDOR DEL SECTOR

El ministro de Energía y Minas de Perú, Eleodoro Mayorga Alba, es ingeniero de petróleos con doctorado en matemática aplicada a la economía y maestría en Gerencia Industrial. Fue Gerente General de Petroperú (la compañía estatal de Perú en temas de hidrocarburos) entre 1983 y 1991. Desde febrero de 2014 está al frente de esta cartera en su nación. Antes había prestado sus servicios en el Banco Mundial: primero en la División de Energía y luego como consultor en la Unidad del Sector Petróleo, Gas, Minas y Producción.

ACP: ¿Cómo ven desde Perú a Colombia, particularmente, en lo que tiene que ver con la exploración de YNC y la polémica que se ha dado en el país por la utilización del fracking?

Eleodoro Mayorga: Es cuestión de entender las tecnologías. Ningún país está dispuesto a dañar su territorio fácilmente, y creo que las autoridades encargadas de la protección del ambiente deben entender cuáles son los desarrollos tecnológicos y plantear, en consecuencia, las normas que consideran justas y aplicables.

Cerrarse y cohibir el *fracking* es un esfuerzo que no tiene mucho sentido porque es una tecnología que ha sido implementada sin poner en práctica aún todas las eficiencias y cuidados. Colombia tiene posibilidades de extender más su potencial de producción de petróleo convencional y no convencional.

ACP: ¿Qué opina de las moratorias adoptadas en algunos países respecto a los yacimientos no convencionales?

EM: Creo que es el tiempo que las autoridades ambientales requieren para entender y sentirse cómodos con las nuevas tecnologías.

ACP: ¿Cómo ve el panorama de Suramérica respecto a la exploración de crudo?

EM: Creo que hay diferentes situaciones. Hay países que tienen régimen de apertura con reglas fiscales y ciertas normas de estabilidad. Además, cuentan con una parte jurídica y financiera estable y un potencial muy importante que, en consecuencia, les permite captar inversión. No obstante, hay otros que tienen un potencial muy grande pero que no han logrado reacomodar convenientemente sus cuadros y sus marcos jurídicos y fiscales. Uno podría pensar en países como Venezuela o Argentina, que disponen de recursos muy importantes pero que, infortunadamente, no logran captar las inversiones para valorizar sus recursos.

ACP: ¿Cuáles son las proyecciones de Perú para los próximos años en materia de exploración y producción de hidrocarburos?

EM: Hay muy buenas expectativas. Perú tiene un potencial muy grande. Es probable que en los próximos años tengamos la posibilidad de entrar y perforar en zonas de *offshore*; también hay potencial de desarrollo de crudos pesados muy importante.

ACP: ¿Cuál es la producción diaria de crudo en Perú?

EM: Perú produce más o menos 350.000 barriles diarios de petróleo equivalente; esto es, sumando gas, líquidos del gas natural y petróleo crudo. ACP



De izq. a der. Embajador de Perú en Colombia, Néstor Popolizio Bardales; Ministro de Energía y Minas, Eleodoro Mayorga Alba; Director de Responsabilidad Social de la ACP, Miguel Ángel Santiago Reyes, y Presidente Ejecutivo de la ACP, Francisco José Lloreda Mera, durante su reunión en la ACP.



Análisis. El desarrollo sostenible del país en el marco de las nuevas normas ambientales, con las que el Gobierno colombiano ha dado importantes y sólidos pasos para reglamentar el manejo responsable de las actividades *upstream*.

Bosque en el Magdalena Medio



La importancia de la protección ambiental y la exploración y producción de hidrocarburos

Por José Vicente Zapata
Socio y director de la Práctica de Energía de Holland & Knight / Experto en proyectos y negociaciones en el sector minero y de hidrocarburos

Es claro que existe una amplia variedad de opiniones en materia de exploración y producción de hidrocarburos cuando de la protección ambiental se trata. Casos recientes incluyen la estimulación hidráulica en la exploración y producción de yacimientos no convencionales, las actividades costa afuera y, en general, la implementación de nuevas tecnologías en este sector.

En todas estas realidades operacionales, el desarrollo de la actividad expuesta se ve enfrentado de manera categórica por quienes consideran que antes de avanzar más se debe desarrollar un marco regulatorio e institucional que permita de manera efectiva atender las preocupaciones ambientales que en Colombia y en otras jurisdicciones se han esbozado.

Sin embargo, existe en esta oposición una condición intuitiva en ocasiones ausente de análisis rigurosos y desapasionados que termina lesionando de manera relevante el interés público. Lo cierto es que el Gobierno colombiano ha dado importantes y sólidos pasos para reglamentar tanto el componente técnico operacional como el ambiental, aspectos que a la fecha se están convirtiendo en un referente necesario en otras jurisdicciones en lo relativo al manejo responsable de las actividades *upstream*.

Para mayor facilidad debe anotarse que durante los últimos dos años las diferentes agencias y entidades del Gobierno, acompañadas de expertos nacionales e internacionales, se sometieron a un ejercicio riguroso de conocer y aprender de las mejores prácticas internacionales en materia de exploración y producción de hidrocarburos en 'nuevas fronteras'. Este ejercicio se enmarcó dentro del principio de prevención que permea nuestro ordenamiento jurídico ambiental.

Un Estado como el colombiano, con un sinnúmero de necesidades insatisfechas, requiere una acuciosa valoración de los perjuicios que conllevaría dilatar aún más el desarrollo constante de un sector del cual dependen significativamente los ingresos corrientes de la Nación.

Regulación exigente

Fue precisamente este esfuerzo el que permitió concluir que las actividades que en el futuro próximo se desarrollarán en materia de estimulación hidráulica de yacimientos, cumplirán con un manejo que evidencie que sus impactos han sido claramente valorados *ex ante* sin que exista evidencia de daño grave e irreversible como plantean algunos de sus detractores. En efecto, este caso es particularmente diciente de la importancia que el Estado ha dado al ejercicio de este tipo de actividades y sirve de ejemplo del desarrollo que se continuará evidenciando en tres niveles esenciales.

En primer lugar, el Ministerio de Minas y Energía fortaleció la regulación técnica que venía desde la Resolución 181495 de 2009 de esa entidad, mediante la subrogación casi total de la Resolución 180742 de 2012 con la Resolución 90341 de 2014, que regula los requerimientos técnicos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Puesto en perspectiva, el Estado colombiano de manera diligente ha venido afianzado normas que solo se comenzarán a aplicar en el 2015 si los esfuerzos requeridos son efectivamente implementados. Recordemos que en esta materia el Decreto 3004 de 2013 estipuló precisamente la importancia de establecer criterios y procedimientos para la exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Concomitantemente con el anterior esfuerzo, se presentan los cambios a nivel del marco contractual que lidera la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. El Acuerdo No. 3 del 26 de marzo de 2014 adicionó el Acuerdo No. 4 de 2012 con el objeto de incorporar al régimen colombiano el Reglamento de Contratación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos. El Acuerdo No. 3 es acompañado de términos particulares para la contratación en esta materia.

En tercer lugar, y el aspecto que más debemos resaltar, es la forma en que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se ha esforzado por reglamentar estas nuevas actividades. Este marco legal no se limita a casos como el que venimos comentando en materia de yacimientos no convencionales sino que se extiende al fortalecimiento del procedimiento de licenciamiento ambiental.



Si se comparan las legislaciones de otros Estados, el reto del Estado colombiano está más en la aplicación efectiva de sus normas que en la expedición de normas adicionales.

En cuanto al caso de YNC, Colombia cuenta ahora con la Resolución 0421 de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, cuyo Anexo No. 3 recoge los requerimientos para la elaboración de estudios de impacto ambiental en proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. Los nuevos términos de referencia recogen aspectos esenciales de las operaciones en el sector de manera tal que se preserve el desarrollo sostenible como paradigma orientador de la actividad. Se fortalecen aspectos asociados con la descripción de la localización y características del proyecto. Se precisa el tema de área de influencia y la forma en que debe delimitarse para garantizar el manejo de los impactos que se evidencian, y detalla cuidadosamente la forma en que el interesado deberá verificar el medio abiótico, biótico, socioeconómico y los servicios ecosistémicos. La demanda, uso, aprovechamiento y afectación de los recursos naturales exige valoración detallada en aras de definir los impactos tanto para el escenario con proyecto como para el escenario sin proyecto.

Todo lo anterior es recogido en los planes y programas de manejo ambiental, de seguimiento y monitoreo, de gestión del riesgo, así como de desmantelamiento y abandono. Los términos de referencia constituyen uno de los mejores en el derecho comparado.

Equilibrio y desarrollo sostenible

En adición a esto, y como un componente esencial de las necesidades cambiantes en materia regulatoria am-



Caimán Llanero, Arauca

biental, se expidió el Decreto 2041 de 2014 que ha buscado también afianzar el equilibrio que entre desarrollo y protección ambiental debe llevar al desarrollo sostenible. Un esquema efectivo de respuesta ante las solicitudes de uso y afectación controlada de los recursos naturales debe arrojar una respuesta oportuna del Estado. Es tan perjudicial para el medio ambiente el silencio de la administración ante las solicitudes de permisos y autorizaciones ambientales como la ausencia de las mismas, por cuanto resulta base esencial del desarrollo de un Estado su capacidad y efectividad en la atención oportuna de los requerimientos que se formulan para lograr la sostenibilidad. La literatura en esta materia abunda. Se subsidian injustificadamente las actividades de desarrollo cuando no existe norma ambiental, cuando la norma contiene estándares bajos o cuando existiendo estándares regulatorios apropiados se omite su aplicación.

Ahora bien, si se comparan las legislaciones de otras naciones, el reto del Estado colombiano está más en la aplicación efectiva de sus normas que en la expedición de normas adicionales. Si bien estas últimas continúan fortaleciendo el equilibrio necesario entre medio ambiente y desarrollo, su verdadero éxito estará dado por su oportuna aplicación.

Aun cuando se esperaba que la expedición del nuevo marco regulatorio en materia de licencias ambientales se tradujera en un verdadero cambio en la aproximación *ex ante* – evaluación previa, hacía una evaluación *ex post* continúa, ello solamente se dio de manera tímida. La tendencia de fortalecer el seguimiento y control antes que el tradicional marco de evaluación y expedición de actos administrativos que pretenden contenerlo todo, ha sido incluso tema de consideración por parte de la Corte Constitucional en su reciente fallo T-652 del 17 de septiembre de 2013, con ponencia del magistrado Alberto Rojas Ríos, donde reiteró:

"Por esta razón la concesión de una licencia no finaliza el proceso de protección del ambiente respecto de una obra o un proyecto que lo pueda afectar; a partir de la concesión de la misma debe examinarse el cumplimiento de los requisitos y condiciones en ella previstos, por cuanto de esto depende que verdaderamente se alcance el objetivo propuesto, cual es la efectiva protección del entorno en que la actividad tiene lugar".

A pesar de lo anterior, existen importantes cambios introducidos por el nuevo Decreto 2041 de 2014, que no modifica a la Ley 1450 de 2011 y sus deficiencias en materia del procedimiento de licenciamiento. Se reconoce la relevancia del CONPES 3762 del 20 de agosto de 2013 en materia de proyectos de interés nacional y estratégico y se aclaran nociones técnicas ambientales como la de 'área de influencia'.

Efectividad en los procedimientos

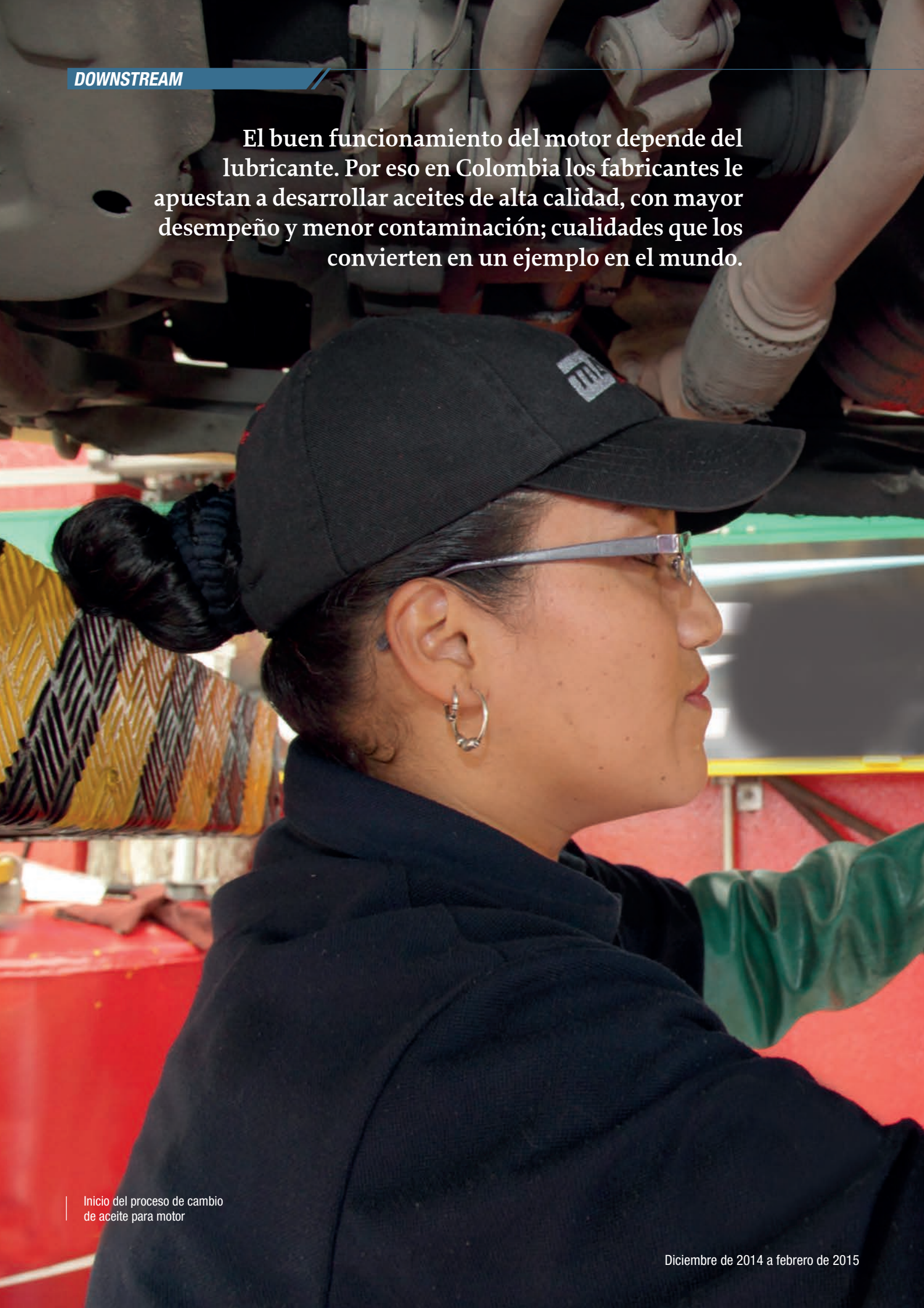
Aun cuando no cambian en el sector de hidrocarburos las actividades sujetas a licencia ambiental, se verifican cambios procedimentales como la posibilidad de modificar la licencia de exploración a la global de explotación cuando el área de interés es coincidente y se presenta una reiteración de la importancia de la participación de las comunidades en los proyectos, obras y actividades sujetos a licencia ambiental (algo similar se plantea cuando de yacimientos convencionales a no convencionales se trata).

Ahora bien, se resalta la rigurosidad que ahora exige la norma en materia de presentación de información que se solicite por una sola ocasión. El peticionario deberá presentarla toda, pero solamente la información que le sea requerida en la única ocasión solicitada. La práctica de ampliar o radicar sucesivas ampliaciones o 'alcances' en el procedimiento, cesa. La nueva normatividad no modifica tiempos pero busca mayor efectividad en procedimientos.

De otra parte, son preocupantes ciertos aspectos como la reunión inicial que se llevará a cabo dentro del procedimiento. Si bien su intención puede ser válida, puede generar demoras y dificultades procedimentales si se recuerda que la Ley 99 de 1993 también tiene principios que en esta materia deberán respetarse. De manera similar resulta curiosa la imposición que se hace a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, de clasificar anticipadamente los yacimientos como convencionales o no convencionales, cuando es claro que para el desarrollo de estos últimos el peticionario deberá contar con el respectivo contrato que precisamente ampara esa actividad.

Existen entonces avances importantes que reflejan la acuciosa labor del Estado. Resulta ahora necesario implementar estas normas con la misma agilidad que el desarrollo del Estado demanda en aras de garantizar la sostenibilidad que el país requiere. Colombia deberá demostrar si puede liderar el reto que en el resto de Latinoamérica muestra países compitiendo diligentemente por la inversión en este sector. ACP

El buen funcionamiento del motor depende del lubricante. Por eso en Colombia los fabricantes le apuestan a desarrollar aceites de alta calidad, con mayor desempeño y menor contaminación; cualidades que los convierten en un ejemplo en el mundo.



Inicio del proceso de cambio de aceite para motor



EL ACEITE LUBRICANTE

Alma del motor y de la productividad del país

Detrás de un galón de aceite lubricante, suministrado ya sea al motor de un vehículo o al de una máquina industrial, hay una cadena productiva que involucra a fabricantes, distribuidores, transportadores, centros de acopio y vendedores.

Gracias a esta industria se generan miles de empleos formales para los colombianos y se aportan recursos importantes en impuestos para la nación. Cifras de la Federación Colombiana de Distribuidores Minoristas de Combustibles y otros Energéticos (Fedispetrol), indican que solo en estaciones de servicio esta actividad genera cerca de 10.000 empleos directos, lo que muestra su magnitud e importancia para el país.

Dicha cadena cumple una función trascendental para el desarrollo sostenible, pues es un pilar fundamental sobre el que se apoyan las industrias que mueven sus productos en vehículos de carga por las vías colombianas o utilizan maquinaría para realizar sus actividades.

¿Por qué es tan importante el aceite lubricante?

La respuesta es contundente: es el alma del motor. Es parte fundamental de su funcionamiento, el responsable de mantenerlo en óptimas condiciones y de alargar su vida útil. Entre otras características, el aceite reduce la fricción entre las partes del motor al mantenerlas lubricadas, facilita la refrigeración, evita la corrosión de sus componentes y captura las impurezas producidas por la combustión. Si no hay lubricante se desgastan las piezas y se funde el motor.

En el caso concreto de los vehículos, estos no solo requieren combustible para movilizarse; también necesitan del lubricante para que su motor funcione adecuadamente. “Los dos van de la mano y si falta uno, no funciona la máquina. Sin gasolina no anda y sin lubricante se daña el motor”, sostiene Juan Pablo Giraldo, vicepresidente de Lubricantes de Terpel.

Calidad y durabilidad

Cada día los motores vienen con una exigencia de mayor duración y los lubricantes deben satisfacer estas necesidades. En su elaboración, las compañías fabricantes colombianas utilizan tecnología de punta, lo que garantiza el cumplimiento de los más altos estándares de calidad nacional e internacional requeridos para esta clase de productos.

En el mercado nacional el usuario tiene a su disposición aceites lubricantes que cumplen tanto los parámetros locales, como las últimas especificaciones mundiales de calidad, lo que brinda seguridad y tranquilidad a los conductores del país. “Hoy en día tenemos nuestras calidades de última tecnología en estándares internacionales”, comenta Giraldo al hablar de las características de los lubricantes que se fabrican y comercializan en Colombia.

Los lubricantes fabricados legalmente en el país cumplen con la Norma Técnica Colombiana (NTC), una serie de pautas estipuladas por el Icontec que garantizan el cumplimiento por parte del producto, de los estándares necesarios de protección para los distintos motores, sean industriales o para vehículos. Esta es la principal característica que los diferencia de los lubricantes falsos, los cuales causan un grave daño a los motores y acortan significativamente su vida útil (Ver recuadro: Juéguele limpio a su motor).

En cuanto a la duración del lubricante, esta es relativa y depende de factores como: las condiciones climáticas, la extensión de los recorridos, la cantidad de paradas, las condiciones del terreno, el mantenimiento del vehículo y la conducción del propietario. En ese sentido, Leonardo Virviescas, Gerente de Mercadeo de North LA Shell Colombia, explica que “el tiempo de cambio es determinado por el fabricante del motor o de la maquinaria, pues es quien desarrolla el elemento y conoce perfectamente los requerimientos que necesita su equipo. No obstante, los aceites se fabrican para brindar la máxima protección con el mejor rendimiento”.

Actualmente en el mercado colombiano hay lubricantes para motores a gasolina que pueden durar más de 10.000 kilómetros, mientras que para motores diésel superan los 20.000.

Pilar de la industria

El mercado de los lubricantes está por el orden de los 43 millones de galones al año, y esa cantidad se distribuye entre el sector automotriz y la industria en general. En esta última se involucra maquinaria amarilla para obras civiles y minería, equipos para el sector agrícola, la industria petrolera, vehículos acuáticos y gran cantidad de máquinas para industrias como la textil, de alimentos y mecanizados, entre otras, para las que también es necesario producir lubricantes especializados que ayuden a mejorar la productividad de las empresas.

Con el fin de cumplir con estas necesidades, la industria nacional innova permanentemente en la fabricación de lubricantes. “Básicamente cualquier tipo de máquina que existe actualmente en el mundo requiere lubricación; sin embargo, sus necesidades y requerimientos son diferentes”, sostiene Virviescas al hablar de los distintos mercados que son atendidos por la industria de los aceites lubricantes del país y de su importancia en el óptimo funcionamiento de los motores, tanto de vehículos como de máquinas industriales (ver recuadro: Tipos de lubricantes).

Hoy por hoy, las compañías no solo elaboran un producto final de óptima calidad en beneficio del usuario. También lo fabrican pensando en hacerlo mucho más amigable con el medioambiente y, en ese sentido, con el país.



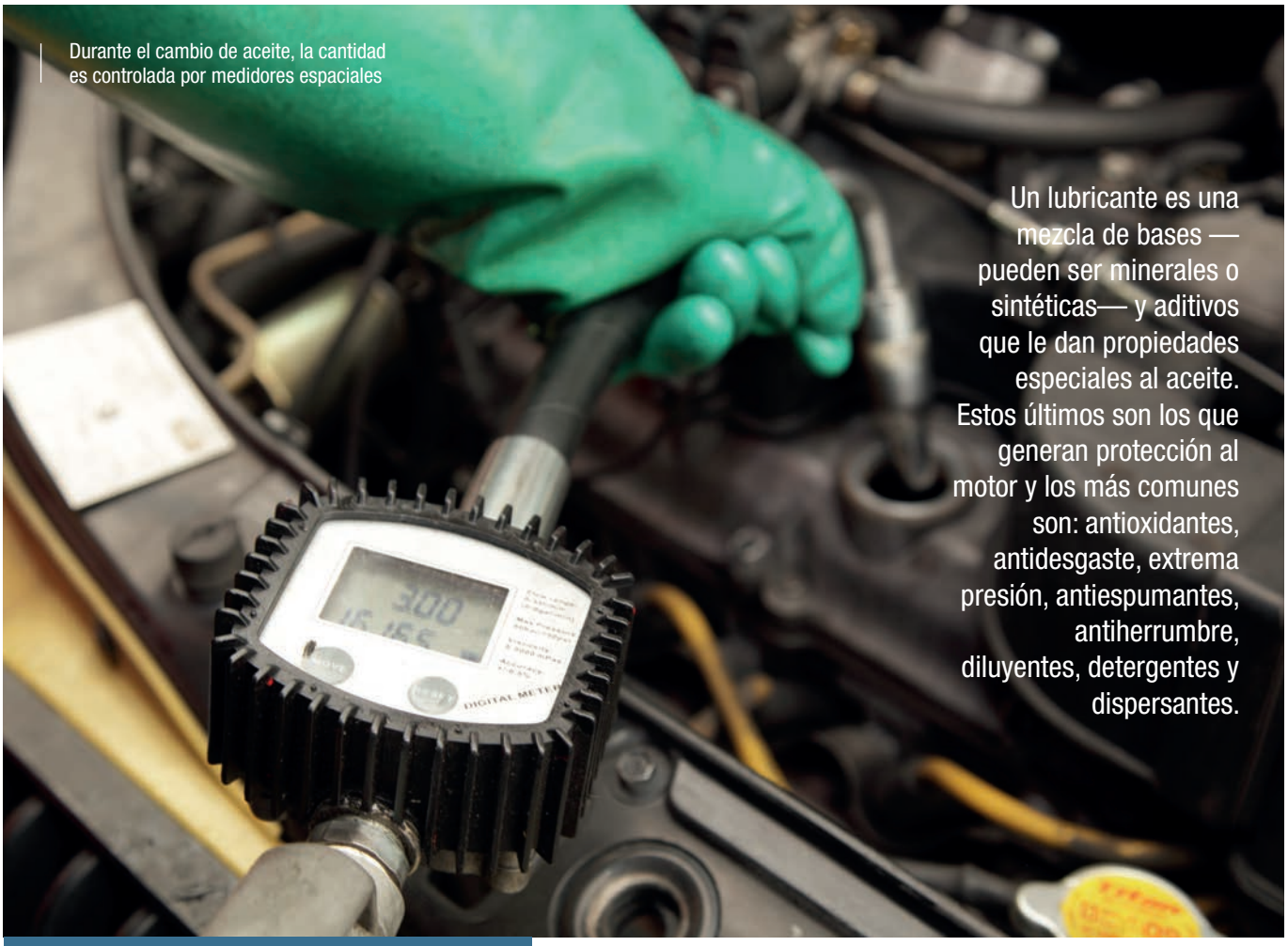
Juéguele limpio a su motor

Una de las grandes preocupaciones de la industria de lubricantes en el país es la venta de aceite lubricante falsificado, el cual pone en riesgo la vida útil de los motores. En Colombia se comercializan anualmente entre ocho y diez millones de galones de aceite falso; es decir, entre 15 y 20% del mercado, situación que genera más de 160.000 millones de pesos a las mafias dedicadas a este ilícito.

Por esta razón la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) ha liderado, en los últimos años, la campaña ‘Dale a tu motor aceite lubricante 100% original’, la cual busca elevar el nivel de conciencia de los consumidores sobre la existencia de esta problemática y apoyar a las autoridades en su lucha contra las redes ilegales que falsifican este producto.

Para evitar ser víctima de estas organizaciones ilegales, la industria recomienda cambiar el aceite en sitios de confianza. Esto le permite al usuario “asegurarse de tener siempre un lubricante de excelentes condiciones y calidad”, indica el Vicepresidente de Lubricantes de Terpel, Juan Pablo Giraldo.

La campaña ‘Dale a tu motor aceite lubricante 100% original’ se ha venido realizando en concesionarios, almacenes de cadena, talleres, puntos de venta y estaciones de servicio en Bogotá, Cali, Medellín, Barranquilla, Bucaramanga y Pereira.



Durante el cambio de aceite, la cantidad es controlada por medidores espaciales

Un lubricante es una mezcla de bases —pueden ser minerales o sintéticas— y aditivos que le dan propiedades especiales al aceite. Estos últimos son los que generan protección al motor y los más comunes son: antioxidantes, antidesgaste, extrema presión, antiespumantes, antiherrumbre, diluyentes, detergentes y dispersantes.

Tipos de lubricantes

En el segmento automotriz se fabrican lubricantes para automóviles, camiones, motocicletas, motores fuera de borda de cuatro y dos tiempos, cajas de velocidades, transmisiones, grasas lubricantes para chasis y rodamientos, entre otros.

En la parte industrial existen varias clases: lubricantes hidráulicos, para engranajes industriales, aceites de proceso, para turbinas, calderas y para motores industriales, etc.

Cabe resaltar que ya se están comercializando aceites que ayudan a reducir las emisiones, ahorrar combustible, prolongar los periodos de cambio y disminuir la huella de carbono de la máquina.

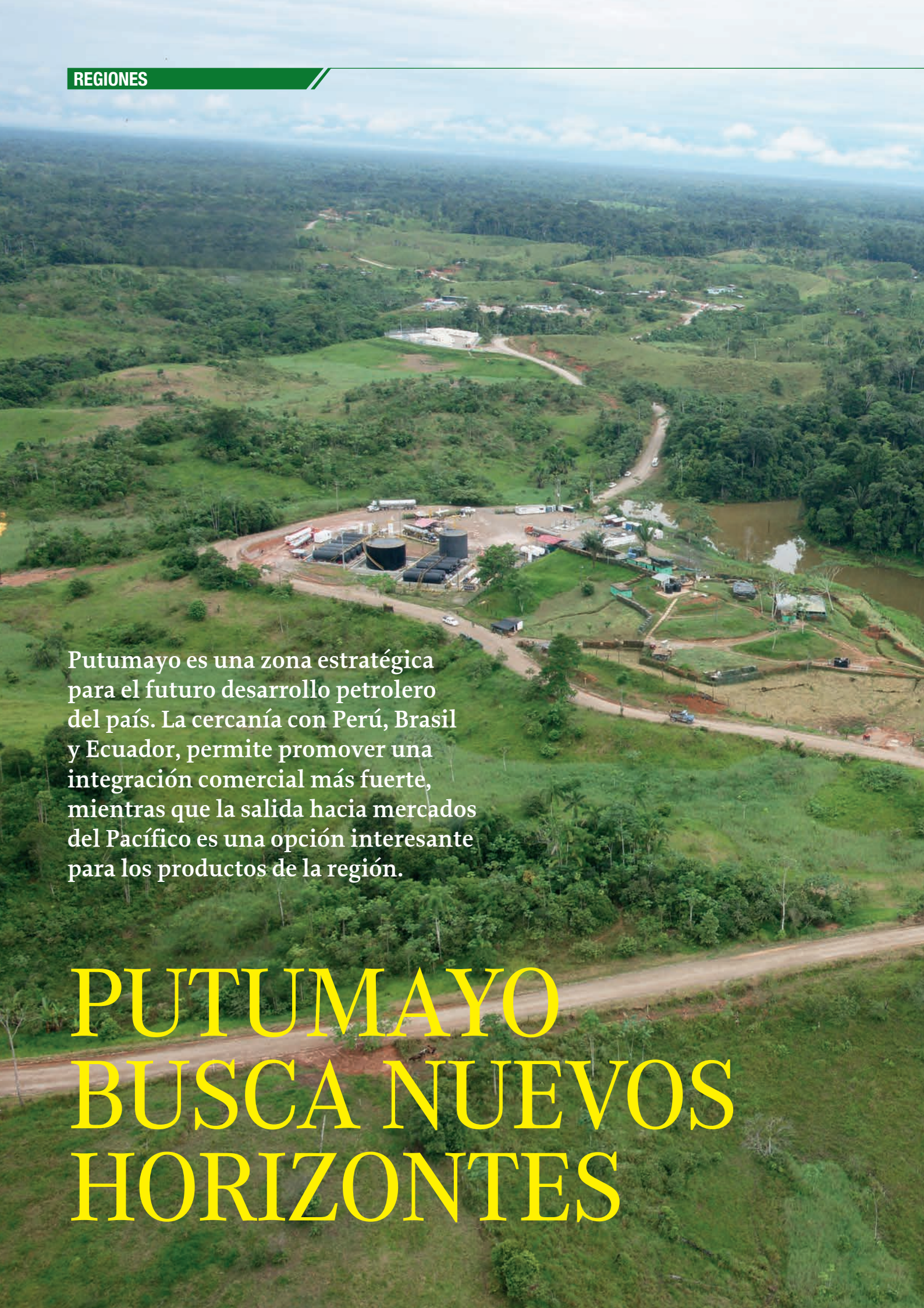
En ese constante proceso de innovación Shell desarrolló una tecnología denominada Shell PurePlus, la cual convierte el gas natural en líquido y le permite crear bases sintéticas de alta calidad que proveen a los motores un mejor desempeño en términos de volatilidad, fricción y viscosidad; así como fabricar lubricantes superiores para motores más avanzados.

"Este lubricante 100 por ciento sintético mantiene el motor limpio, casi como recién salido de la fábrica, y brinda al usuario beneficios que se traducen en un mayor desempeño, ahorro de combustible y limpieza excepcional", añade Virviescas al hablar de las bondades de este producto, que es el más avanzado en el mercado mundial de lubricantes.

Las innovaciones de la industria son permanentes. Terpel también desarrolló un lubricante dirigido al segmento de motos de dos tiempos, fabricado con una base vegetal que reduce la generación de humo entre 25 y 30 por ciento, lo que contribuye al cuidado del medioambiente ya que se reducen significativamente las emisiones de humo. "Esta es una forma de contribuirle al usuario y al medioambiente", asevera Giraldo.

Avances como los mencionados son los que convierten a la industria nacional de lubricantes en un gran aliado para el desarrollo; aportan al adecuado funcionamiento de los distintos sectores productivos, que deben mantener en permanente actividad sus motores para impulsar la economía de las regiones y del país. ACP

En Colombia se comercializan anualmente entre ocho y diez millones de galones de aceite falso; es decir, entre 15 y 20% del mercado, situación que genera más de 160.000 millones de pesos a las mafias dedicadas a este ilícito.



Putumayo es una zona estratégica para el futuro desarrollo petrolero del país. La cercanía con Perú, Brasil y Ecuador, permite promover una integración comercial más fuerte, mientras que la salida hacia mercados del Pacífico es una opción interesante para los productos de la región.

PUTUMAYO BUSCA NUEVOS HORIZONTES



Facilidades petroleras en Orito, Putumayo

Once áreas en producción y alrededor de 30 bloques asignados para la búsqueda de nuevos recursos petroleros, al igual que para la identificación de nuevas oportunidades, son la carta de presentación del departamento del Putumayo en esta materia. Una región que en medio de las dificultades sociales y operativas propias de su entorno y de su ubicación geográfica, no solo aporta a la producción del país, sino que para los expertos se ha convertido en una gran frontera de futuro desarrollo.

Después de las cuencas de los Llanos, Valle Medio del Magdalena y el Valle Superior del Magdalena, que concentran el 89 por ciento de las reservas del crudo del país (estimadas en 2.445 millones de barriles por la Agencia Nacional de Hidrocarburos para 2013), la cuenca Caguán-Putumayo, a la que pertenece el departamento, es la cuarta en reservas. Los reportes muestran que en esta zona petrolífera, que abarca Putumayo y Caquetá, hay por ahora una certeza de un volumen recuperable aproximado de 115 millones de barriles de petróleo.

En cuanto a producción, hay 20 campos productores en Putumayo, de los cuales se están extrayendo unos 51.000 barriles por día, cifra que podría estar en más de 58.000 barriles diarios, debido a que tres bloques en explotación presentan algún nivel de producción diferida.

En el departamento del Putumayo hay seis empresas operadoras, destacándose la canadiense Gran Tierra Energy y Ecopetrol. La primera con una producción que supera los 22.000 barriles diarios y la segunda con cuatro campos a su cargo, que producen más de 7.500 barriles por día.

También se resalta la producción de Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S., como operador del Consorcio Colombia Energy, que con tres campos produce más de 15.000 barriles diarios, que podrían alcanzar casi 23.000 barriles, a no ser por la producción diferida mencionada.

Alfredo Gruber, director de Relaciones de Vetra, señala que esta es una zona que va a ser en el futuro el nuevo polo de desarrollo petrolero del país y podría tener la magnitud de un campo como Rubiales. “Aquí se están generando entre 45.000 y 50.000 barriles de petróleo diarios, pero esto puede quintuplicarse, y por supuesto tiene un potencial, lo cual es demostrativo”, señala.

Para Adrián Coral, presidente de Gran Tierra Energy Colombia, este sistema petrolífero ha sido probado con éxito para todas las unidades de las formaciones del cretáceo y algunas de edad más joven, las cuales tienen una importante producción acumulada en las cuencas de Oriente en el Ecuador y Marañón en Perú, siendo la cuenca del Putumayo en Colombia una extensión de las anteriores.

Aun así, Putumayo es una región prácticamente inexplorada si se compara con otras. Allí se pueden identificar todo tipo de entrampamientos de hidrocarburos, que tras una inversión exploratoria adecuada permitió hacer descubrimientos de campos como Orito o los actualmente operados por Gran Tierra Energy Colombia, que son Costayaco y Moquetá.

Área más que identificada

La prospectividad es tan representativa que sigue despertando el interés de inversionistas, como se evidenció en la pasada Ronda Colombia 2014, en la que se adjudicó un bloque de yacimientos descubiertos no desarrollados a la firma Mompós Oil Company, otro a la compañía Talisman (PUT-30) y el bloque PUT-31 al consorcio integrado por Gran Tierra Energy y Petroamérica.

Antes de la subasta de este año, según la ANH, la evidencia más significativa del potencial hidrocarburífero a escala regional estaba representada por un campo mayor (Orito), 18 campos menores y la presencia de campos gigantes en la cuenca de Oriente, en Ecuador.

Las reservas estimadas para toda la cuenca Caguán-Putumayo están, según la ANH, en el rango de 255 millones de barriles a 2.200 millones de barriles. La entidad agrega que a partir de observaciones y similitudes de esta cuenca con la de Oriente en Ecuador, donde se han encontrado hasta 3.000 millones de barriles de petróleo, se pueden proponer nuevos *plays* o grupos de bloques diferentes a los ya definidos.

En sus bloques en Putumayo, Gran Tierra Energy tiene reservas probadas de 44,3 millones de barriles equivalentes (petróleo y gas) y reservas probadas y probables de 54,2 millones de barriles equivalentes, con corte a 31 de diciembre del 2013.

El director General de Vetra, Ignacio Armando Layrisse, recuerda que luego de perforar varios pozos en Piñuña (inspección del municipio de Puerto Asís, en la frontera con Ecuador), y a raíz del descubrimiento del pozo Cohembí 1, en el campo Cohembí, que hasta ser convertido en pozo inyector de agua produjo más de 3 millones de barriles, a finales del 2011 y durante el 2012 se hizo una campaña de perforación de unos 12 pozos, que permitió entender mejor la prospectividad del área.

"En 2012 realizamos esta campaña, la cual nos permitió triplicar nuestras reservas. En 2013 continuamos perforando y a comienzos de 2014 descubrimos el campo Quinde, también con una excelente prospectividad y con pozos que han logrado producciones iniciales de más de 3.000 barriles por día. Incluso uno llegó a producir 4.500 barriles diarios", señala el directivo.

Por su parte, Luis Pacheco, vicepresidente de Planeación de Pacific Rubiales, señala que Putumayo siempre ha estado en el portafolio de oportunidades futuras de la compañía, teniendo en cuenta su potencial geológico.



Carrotanque de los pozos Cohembí

La cuenca Caguán-Putumayo, a la que pertenece el departamento, es la cuarta en reservas, con una certeza de un volumen recuperable aproximado de 115 millones de barriles de petróleo.

Dos caras de la economía

Las cifras del Dane corroboran los resultados de la mayor actividad petrolera. De tener una participación promedio del 24,7 por ciento entre los años 2000 y 2007 en el PIB del Putumayo, en los últimos seis años la extracción de petróleo y gas ha venido elevando su cuota en la economía del departamento. Al punto que en 2013 alcanzó el 51,2 por ciento, pues esta actividad generó 1,2 billones de pesos, mientras el PIB regional alcanzó los 2,46 billones de pesos.

Para 2014, Gran Tierra Energy Colombia estima invertir 243 millones de dólares, con el fin de consolidar más su operación en el país. Dentro de los proyectos se prevé la adquisición de sísmica 2D y 3D en seis programas distribuidos en el Putumayo y en el Cauca, la exploración de un pozo exploratorio en Putumayo en lo que resta del año, al igual que 10 pozos de desarrollo y de delineación en el departamento, además de 15 proyectos de facilidades (infraestructura de producción) y obras civiles.

En el caso de Vetra, como operador del Consorcio Colombia Energy, la inversión anual está entre 60 y 80 millones de dólares al año, de los cuales entre un 10 y un 20 por ciento va a exploración.

Pero este desempeño en materia de inversión petrolera en la región contrasta con los análisis integrales de competitividad que el año pasado hizo el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, según los cuales este departamento ocupó el lugar 27 entre 29 regiones observadas, siendo colero en cuatro de los indicadores que se evaluaron (fortaleza de la economía, infraestructura, ciencia y tecnología y finanzas y gestión pública).

Al realizar una inversión social anual aproximada de 3.000 millones de pesos, Vetra se ha encontrado con una región abandonada, porque hay zonas que no tienen electricidad ni servicios básicos. "Donde operamos hay veredas sin luz ni agua corriente y tienen todo el derecho de aspirar a tenerlas, por la riqueza asociada que tiene la gente cerca a donde viven", señala Ignacio Armando Layrisse.

Necesidades claras

En el trabajo de hacer viable la zona para la actividad petrolera, además de ejecutar políticas como las contratación de mano de obra no calificada en la región y exigir a los contratistas que las compras se realicen en las zonas de operación, Vetra, a través de la firma Fomento Territorial, presentó recientemente a las autoridades regionales y locales un estudio, con la participación de comunidades y autoridades locales, que identifica cómo debe originarse un plan integral de desarrollo territorial referente a vías, con fuentes de trabajo y con diferentes sectores en proyectos productivos como el pesquero, zonas francas, agrícola y ganadero entre otros.

El objetivo es que la inversión estatal llegue a donde se necesita porque hay muchas iniciativas al respecto, pero deben canalizarse en función de las necesidades y la vocación de la región, teniendo en cuenta que entre el 60 y el 70 por



Pozo de perforación en Putumayo

ciento del PIB tiene que ver con petróleo, pero la vocación de las personas de la región es agrícola y ganadera.

Sin embargo, Layrisse destacó que algunos sectores no tienen claridad de sus perspectivas de desarrollo y que lo más natural, por estar alejado del centro del país, es que el Putumayo se integre con la Amazonía a través del intercambio comercial bilateral con Perú, Brasil y Ecuador.

"Esto es parte de los aspectos en los que hemos orientado a los pobladores acerca de las oportunidades que tienen. Hemos identificado la importancia de dar valor agregado a las actividades tradicionales de la región. Por ejemplo, para comercializar pescado se puede crear un centro de procesamiento y distribución en Puerto Asís, generando empleo, actividad económica y distribución de la riqueza", señala.

También se han evidenciado las prioridades de desarrollo de la región y se busca que el sector petrolero pueda ayudar a gerenciar los proyectos, que en todo caso deben tener el liderazgo de las autoridades, ya sean locales, regionales o el Gobierno central. Adrián Coral, presidente de Gran Tierra Energy Colombia, considera que la presencia del Estado es fundamental en todas las zonas del país, en especial en aquellas alejadas que tienen más necesidades. "Para la región sería básico poder contar con un servicio de calidad en la prestación de salud, educación, fortalecimiento institucional, infraestructura, judicialización, seguridad y apoyo al agro, entre otros", agrega.

Y es que en el acercamiento a las comunidades, a través de procesos de consulta previa, los estudios de impacto ambiental y las actividades de socialización, esta firma ha detectado que en inversión social las necesidades principales están (y así ha enfocado sus planes de acción) en proyectos productivos, el fortalecimiento de las instituciones, la educación, salud, infraestructura, arte, recreación y cultura y fortalecimiento comunitario.

La gente y el petróleo, con el mismo destino

Alfredo Gruber, director de Relaciones de Vetra Exploración y Producción Colombia, señala que mientras gran parte de la infraestructura petrolera del país para transporte y exportación de crudo se focaliza en el norte y el océano Atlántico, mediante los puertos de Coveñas y Cartagena hasta Barranquilla, en el caso de Putumayo la zona tiene todo el potencial para que la industria del petróleo se desarrolle hacia el sur buscando el océano Pacífico y los mercado asiáticos.

La razón es que allá van a estar la salidas para los mercados del país en el futuro, principalmente en el Asia (China, India y Japón inclusive) porque los mercados del norte, que siempre han sido los destinos naturales de los crudos colombianos, están bastante competidos por el boom de la explotación de hidrocarburos no convencionales en Norteamérica y el camino hacia un autoabastecimiento de EE.UU.

Además, Canadá está duplicando su producción de crudos y está desarrollando el proyecto del oleoducto 'Keystone', -que tuvo un traspié el pasado 19 de noviembre en el Senado de Estados Unidos al faltarle un voto para pasar a la votación final en el pleno-, para acceder a las refinerías del Golfo de México, lo cual impactará los precios de crudo proveniente de nuestros países.

"Estamos en un momento crítico para entender que esta es una zona estratégica para el futuro desarrollo petrolero del país. Y también es estratégico por la salida al Pacífico y la diversificación de mercados", explica.

El destino más acorde para el petróleo del departamento es, según los directivos de Vetra, el mercado asiático y el uso de infraestructura existente en Ecuador. Ese país tiene una infraestructura de primer nivel para manejar crudos pesados, producido en el sur de Colombia, utilizando el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), que está subutilizado en un 85 por ciento y cuya capacidad es de 450.000 barriles por día, pero además el puerto de Esmeraldas está en la capacidad de manejar supertanqueros de 300.000 toneladas.

"Ahí se pueden embarcar 2 millones de barriles, lo cual nos dará un flete muy competitivo para acceder a los mercados asiáticos. Tenemos entre manos un área que va a tener una enorme actividad en el futuro en los próximos años", asegura Gruber.

Por ello, agregan que el desarrollo del Putumayo se dará cuando se logre una mayor integración económica con Ecuador, país que al ver que puede mover 200.000 barriles del lado colombiano obtendrá beneficios económicos resultantes de este negocio binacional.ACP

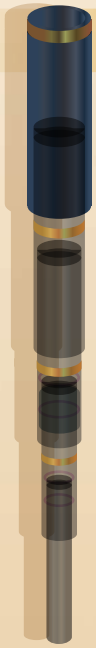
Cuestión de integridad



La integridad mecánica de un pozo petrolero es su capacidad de operar sin que se presente falla alguna en su sistema.

Múltiples capas de tubería y cementación



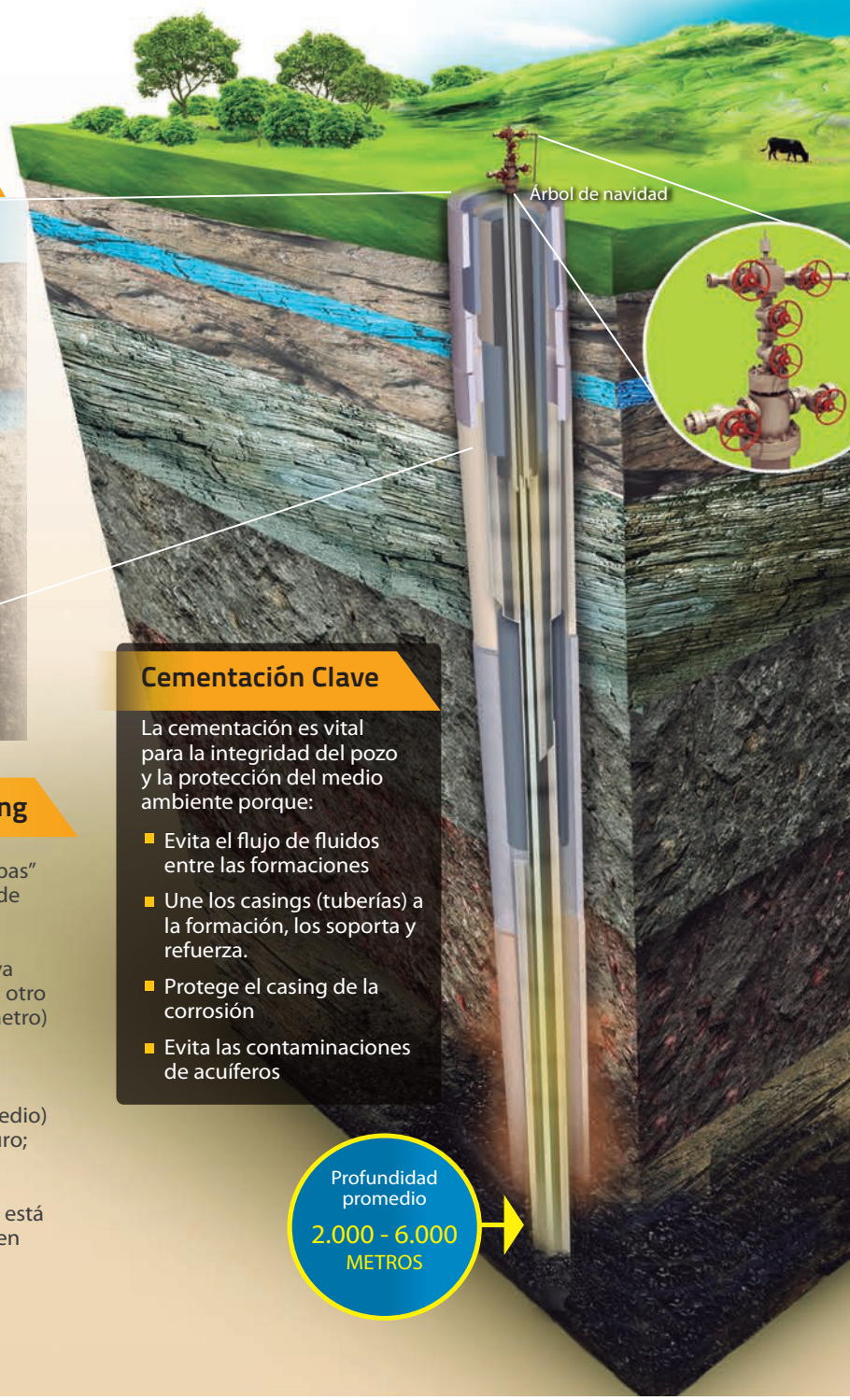


Revestimiento de pozos - Casing

Los pozos se construyen con varias "capas" de revestimiento, formadas por tubos de acero y de cemento, llamados casing.

El primer tubo, el de mayor diámetro, va cementado a la pared del hoyo. Luego, otro tubo de revestimiento (de menor diámetro) se introduce adentro del primero y se cementa el espacio entre tubo y tubo. Finalmente se introduce el tubo más delgado (de unas 3 pulgadas, en promedio) que será por donde fluya el hidrocarburo; es decir, la tubería de producción.

Similar a un telescopio (o catalejo) que está construido con base en tubos que caben uno dentro del otro.



Cementación Clave

La cementación es vital para la integridad del pozo y la protección del medio ambiente porque:

- Evita el flujo de fluidos entre las formaciones
- Une los casings (tuberías) a la formación, los soporta y refuerza.
- Protege el casing de la corrosión
- Evita las contaminaciones de acuíferos

Profundidad promedio
2.000 - 6.000
METROS

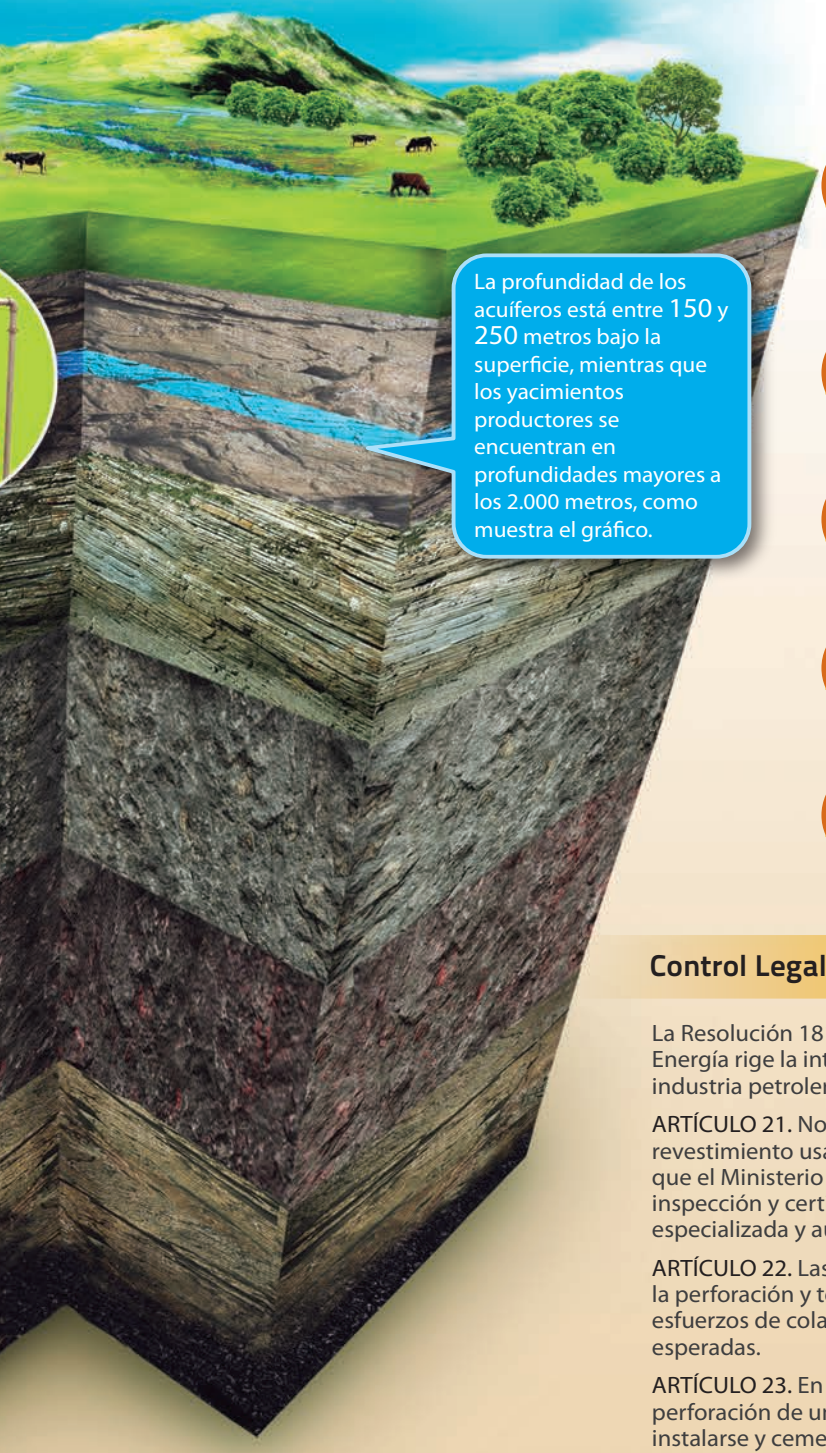
La integridad debe ser garantizada en todas las etapas del Ciclo de Vida de un Pozo Petrolero:

1 Diseño → 2 Construcción → 3 Operación (Producción)

3 Operación (Producción) → 4 Mantenimiento

4 Mantenimiento → 5 Inactividad

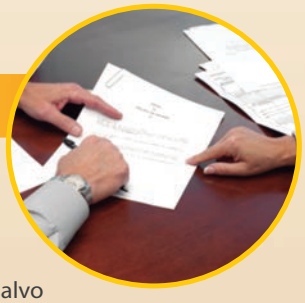
5 Inactividad → 6 Abandono



¿Qué garantiza la integridad de un pozo?

1. Diseño adecuado. Cubrir los requerimientos de la industria y de las regulaciones durante el ciclo de vida del pozo.
2. El casing del pozo. La tubería de producción va "encapsulada" entre varias tuberías de revestimiento de mayor diámetro, además de sólidas cementaciones entre tubo y tubo. Al final, unas 5 "paredes" de revestimiento separan al tubo por donde fluye el hidrocarburo, de la tierra y de los acuíferos, garantizando un aislamiento totalmente hermético.
3. El sistema de válvulas preventoras, que en caso de falla, pueden cerrar el paso de hidrocarburos en varios puntos del sistema: desde el fondo del yacimiento hasta la boca del pozo en la superficie.
4. Las herramientas para corroborar la integridad del pozo en forma periódica, como los registros eléctricos o las pruebas de presión.
5. Un personal técnico entrenado específicamente en integridad de pozos.
6. La calidad de los materiales empleados para su construcción que deben cumplir estándares mundiales (normas API).
7. Un control permanente durante la operación del pozo para verificar su integridad a través de mantenimiento y pruebas..

Control Legal



La Resolución 181495 del Ministerio de Minas y Energía rige la integridad de pozos en la industria petrolera.

ARTÍCULO 21. No se podrá utilizar tubería de revestimiento usada en la perforación de pozos, salvo que el Ministerio de Minas y Energía lo autorice previa inspección y certificación de prueba de integridad por una compañía especializada y autorizada para tal efecto.

ARTÍCULO 22. Las tuberías de revestimiento y producción que se utilicen en la perforación y terminación de pozos deben estar diseñadas para resistir esfuerzos de colapso, tensiones y presión interna según las condiciones esperadas.

ARTÍCULO 23. En caso de atravesar algún cuerpo de agua dulce durante la perforación de un pozo, la tubería de revestimiento de superficie debe instalarse y cementarse por lo menos cincuenta (50) pies debajo del límite inferior del acuífero.



CRECIENDO JUNTOS EN EL CASANARE

Por Ana María Duque O.

La petrolera Parex desarrolla proyectos transversales y de inversión social en Casanare que van desde la siembra de casi seis mil árboles frutales y sombríos, hasta la construcción de 52 molinos de viento para abastecimiento de agua usando energía eólica. Durante los primeros nueve meses del 2014, la inversión ascendió a 6.300 millones de pesos.

Con la generación de beneficios compartidos en los que la comunidad de las zonas de influencia de operación y la industria petrolera trabajan de la mano, Parex Resources Colombia LTD. Sucursal, aporta gestión para el mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades de Casanare. Programas para fortalecer la conciencia ambiental y el cuidado de los recursos naturales, jornadas de salud, mejoramiento de infraestructura escolar e iniciativas para el fortalecimiento de las condiciones y la calidad de vida de la comunidad, así lo demuestran.

La empresa con sus iniciativas y su firme compromiso por la conservación del medio ambiente y el desarrollo sostenible de las zonas donde opera, trabaja conjuntamente con las instituciones y la comunidad con el propósito de generar beneficios y responsabilidades compartidas.



Familia Carrasco, beneficiaria del programa Plan Padrino 2014 Parex, vereda San Rafael, municipio de Pore, Casanare

Mejoramiento de vivienda, infraestructura agrícola, ganadería sostenible, mejoramiento de praderas, fondos de crédito comunitario, entre otros, hacen parte de las actividades y proyectos que adelanta PAREX para mejorar las condiciones de vida de los casanareños.

De esta premisa nació el proyecto transversal denominado Día del Oxígeno, creado por Parex, petrolera canadiense que opera en 22 bloques en el Casanare, ubicados en 12 municipios. La iniciativa consiste en fortalecer la conciencia ambiental de los habitantes del departamento aportando árboles para su plantación, adopción y cuidado. A octubre de 2014 en el departamento de Casanare se sembraron 5.825 especies de árboles frutales y sombríos apoyando así, la preservación del medio ambiente para las presentes y futuras generaciones.

José Néstor Pérez, presidente de la Junta de Acción Comunal del barrio Santo Domingo del municipio de Trinidad, manifiesta que "se escogió el árbol de Oití por ser una especie que alcanza una buena altura; es frondoso, para que genere buena sombra, se puede mantener podado y las raíces no dañan el cemento de los suelos de los barrios". Otras especies han sido guanábanos, naranjos y mandarinos, entre los frutales, y algarrobo, samán, tulipán africano, crotos y cayenas, entre los que dan sombra y embellecen las zonas de plantación.

El día en que se inauguró oficialmente esta iniciativa, la alcaldesa de Pore, Lady Patricia Bohórquez, expresó:

"Todo el municipio debe unirse a este tipo de campañas, no es fácil porque se piensa que la responsabilidad es de la institución, hagámoslo porque nos nace embellecer nuestro municipio y oxigenar cada día más nuestro planeta".

Así como este proyecto, la compañía ha materializado otras ideas que se alienan en un solo propósito: la responsabilidad que tiene la industria de hidrocarburos con el medio ambiente y con las comunidades de las áreas de influencia donde se opera. Ejemplo de ello son también los molinos de viento del municipio de Paz de Ariporo, que significaron una inversión de 250 millones de pesos en la construcción de 52 de ellos, los cuales fueron aportados para satisfacer la necesidad presentada por la comunidad para el abastecimiento de agua usando energía eólica.

Esta iniciativa supuso también el mejoramiento de las estructuras mecánicas, con el fin de que el suministro de agua utilizada tuviera condiciones favorables para emplearla en riego de cultivos y ganado.

Así mismo, se construyeron 21 abrevaderos para que los finqueros pudieran almacenar agua estratégicamente, pensando en el consumo del ganado y la fauna silvestre como medida preventiva frente a posibles temporadas de verano. El proyecto tuvo una inversión de 220 millones de pesos.

Mejorando la calidad de vida

Si bien es cierto que la industria petrolera realiza inversión social en las zonas donde tiene operación, también es su compromiso trascender dicho requerimiento para trabajar de manera conjunta en el desarrollo de las comunidades que están en su entorno. Por eso, para el caso de Casanare, Parex institucionalizó unos proyectos transversales que se ejecutan a lo largo de su operación y que tienen como objetivo mejorar la calidad de vida de las comunidades vecinas a los proyectos.

"Nuestra gestión en las zonas de operación no es exclusivamente para el acompañamiento operativo y de socialización de los proyectos. Nuestro equipo humano en campo hace parte integral de la comunidad y realiza la identificación de necesidades para desarrollar proyectos que generen progreso y bienestar para la comunidad", explicó Sandra Patricia Rodríguez, Gerente de Responsabilidad Social y Comunicaciones de Parex.



Ángel Tarache Macario, beneficiario proyecto Molinos de Viento. Vereda Caño Chiquito, municipio de Paz de Ariporo, Casanare



El presidente de Parex en Colombia, Lee Distefano durante la inauguración de una manga de coleo y el Día del Oxígeno. Vereda Curimina, municipio de Pore, Casanare.

Con esta directriz y atendiendo la necesidad de apoyar la labor académica de algunas instituciones, se creó el programa 'Aprender es crecer' con el cual se suministran textos para las bibliotecas escolares, material de consulta, implementos deportivos, material didáctico, lúdico y pedagógico, con el fin de facilitar la enseñanza por parte de los docentes y al mismo tiempo motivar el aprendizaje de los estudiantes.

La construcción de parques a través del proyecto 'Niños al parque', que ha permitido el aprovechamiento del tiempo libre de los menores de una forma recreativa, y el programa 'Mi escuela y yo' hacen parte de estas iniciativas que buscan mejorar la infraestructura escolar y las condiciones de los planteles educativos de las zonas de influencia de las operaciones de la Compañía.

"Construimos de la mano con las comunidades los proyectos de gran impacto para que los recursos no sean invertidos en casos particulares, sino que generamos proyectos articulados con el plan de desarrollo del municipio generando un valor adicional en este público de interés", puntualizó Sandra Patricia Rodríguez.

De igual manera, la empresa está vinculada al programa 'Salud para todos', una estrategia de gobierno e industria, donde en alianza con Red Unidos de la Presidencia de la República, hospitales, centros de salud locales, alcaldías municipales, la Brigada 16 del Ejército Nacional y el Grupo de Guías de Casanare, se llevan a cabo brigadas de salud para atender a la comunidad más vulnerable del departamento.

Entre todas estas iniciativas la inversión social de Parex durante los primeros nueve meses de 2014 ascendió a 6.300 millones de pesos.

Mejoramiento de vivienda, infraestructura agrícola, ganadería sostenible, mejoramiento de praderas, fondos de crédito comunitario, entre otros, hacen parte de las actividades y proyectos que adelanta la Compañía para mejorar las condiciones de vida de los casanareños.

Parex entiende la responsabilidad social como un compromiso corporativo fundamentado de manera integral en valores, principios y buenas prácticas sociales, ambientales y económicas.

Plan Padrino

Parex entiende la responsabilidad social como un compromiso corporativo fundamentado de manera integral en valores, principios y buenas prácticas sociales, ambientales y económicas. Pero sumado a esta visión de negocio, se encuentra la responsabilidad social individual y voluntaria de los empleados y contratistas que participan activamente en diferentes programas e iniciativas. Una de estas es el Plan Padrino, creado con el objetivo de contribuir a mejorar la calidad de vida y habitabilidad de familias en extrema pobreza de las áreas de influencia de operaciones de la Compañía.

"Durante nuestras actividades en campo, el equipo social identificó la necesidad de apoyar algunas familias cercanas a la operación que presentaban condiciones de vivienda y de salubridad deficientes por el hacinamiento, incomodidad y riesgos para las familias. Promoviendo la concientización del sentido de responsabilidad social individual y partiendo de la base de que todo miembro de la sociedad tiene una responsabilidad con ella y sus semejantes, la Compañía nos invitó a participar en un voluntariado donde nosotros, como colaboradores, contribuyéramos con el sueño de una vivienda digna para una familia vecina de la operación", afirmó Sandra Tarazona, asistente de Responsabilidad Social Empresarial de Parex.

Los recursos aportados fueron donados por empleados de las sucursales en Colombia y en Canadá. Así mismo, empresas contratistas se han unido generando mayores recursos y por ende, un impacto más alto en los casos que se han identificado. En palabras de la Gerente de Responsabilidad Social "el programa ha venido adquiriendo mayor participación y compromiso por parte de nuestros empleados y contratistas. Con esto se fortalece el vínculo entre la empresa, sus colaboradores y la comunidad".

Desde que inició el programa en 2011, se han apoyado a cuatro familias, una por año, gracias a los aportes voluntarios y a la solidaridad de empleados y empresas contratistas de la Compañía.

Este tipo de programas e iniciativas demuestran que la industria petrolera puede mantener un relacionamiento armónico con el medio ambiente y con las comunidades, aportando en su desarrollo económico y social. ACP



COLOMBIA
Calle 94 Nº 11-30
Pisos 8 · 9 · 10
Bogotá D.C.
Tel.: (571) 743 2337
www.geo-park.com


LLANOPETROL
EMPRESA DE PETROLEOS DEL LLANO
Refinería del Meta,
UN SUEÑO HECHO
REALIDAD