Edición N° 01. Junio-agosto de 2012

# ACP hidrocarburos

Una publicación de la Asociación Colombiana del Petróleo



## Los grandes retos que enfrenta el sector para consolidar su crecimiento

**Entrevista con el presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Orlando Cabrales** p.18

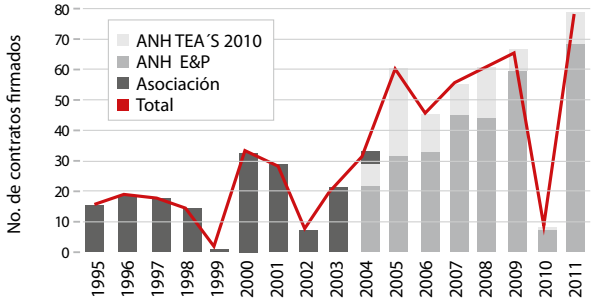
## El gas de La Guajira

**Una llama que no se apaga** p.28

# Reservas: el reto petrolero de la década p.4

# 1 Contratos, sísmica y perforación de pozos

**Número de contratos firmados**




Fuente: estadísticas anuales Ecopetrol y ANH.

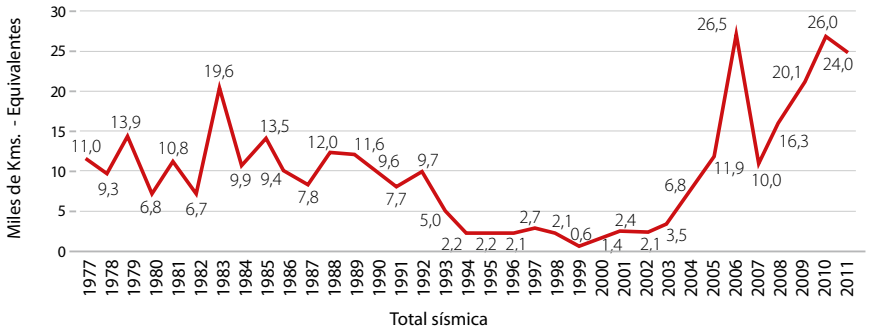
## Contratos

En 2011 se suscribieron 76 contratos, la mayoría de E&P. Esta es la cifra más alta desde 1970. Estos contratos corresponden en su mayoría a áreas asignadas en la Ronda Colombia 2010, 68 contratos[1]. Actualmente hay 445 áreas contratadas vigentes.

1 De los 78 bloques asignados en la Ronda Colombia 2010, 68 contratos se firmaron en 2011, 7 se encuentran pendientes por firmar debido a revisión de criterios de habilitación de empresas y 3 no se firmarán por incumplimiento de requisitos.

## Exploración sísmica

**(Miles de kilómetros equivalentes)**



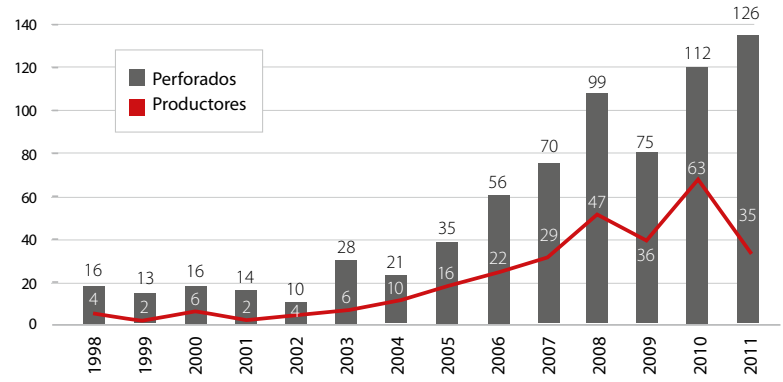

Fuente: 1977-1999: Estadísticas anuales Ecopetrol. 2000-2012: Indicadores de gestión y estadísticas de la industria ANH.



En 2011 se corrieron 23.960 kilómetros equivalentes de sísmica, cifra ligeramente inferior a la registrada en 2010 (25.960 kilómetros), pero la tercera más alta de los últimos 40 años. El 90 por ciento de la actividad sísmica fue realizada por empresas privadas, en su mayoría extranjeras, y el 10 por ciento restante la realizó directamente Ecopetrol.

## Perforación de pozos exploratorios

**Evolución perforación exploratoria (pozos A3)**




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

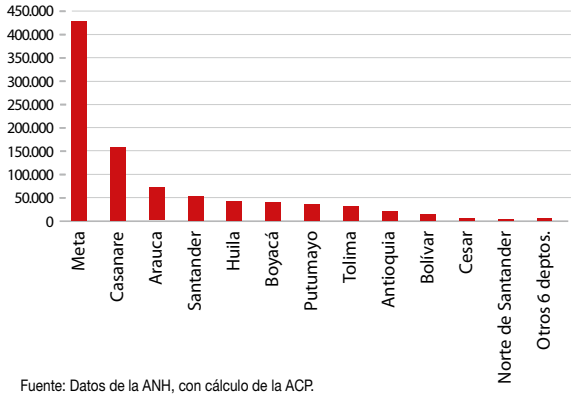
En el año 2011 se perforaron 126 pozos exploratorios. Esta es la cifra más alta registrada en la historia de Colombia. De acuerdo con la ANH, 35 pozos fueron productores.

Las 3 cuencas sedimentarias que registraron mayor perforación exploratoria fueron Llanos Orientales, con 95 pozos perforados (33 pozos productores); el Valle Superior del Magdalena, con 8 pozos, y la cuenca Caguán-Putumayo, con 6 pozos perforados. En las dos últimas cuencas no se registraron pozos productores, aunque algunos de ellos aún se encuentran en prueba.

# 2 Producción de crudo y de gas

## Producción de crudo

**Producción de crudo por departamento 2011 (BPDC)**

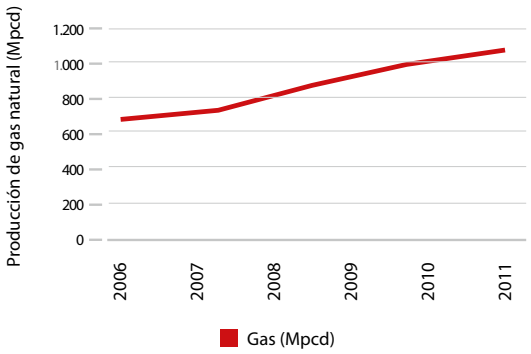



Fuente: Datos de la ANH, con cálculo de la ACP.

En diciembre de 2011 se alcanzó una producción de crudo de 929,569 BPD, y el promedio del año fue 915,263 BPD.

Los departamentos con mayor producción fueron: Meta (432,818 BPD), Casanare (159.913 BPD), y Arauca (72.477 BPD).

## Producción de gas



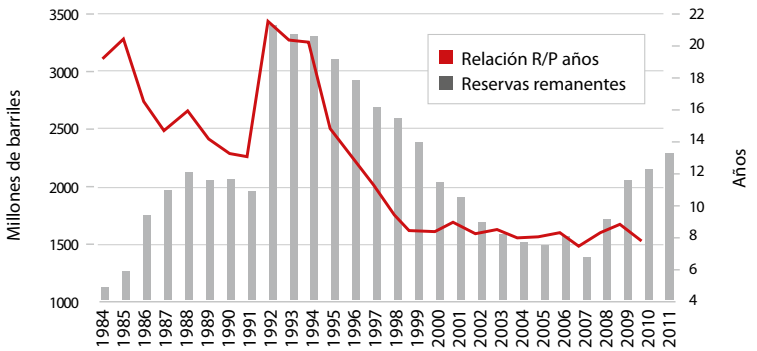

Fuente: Ministerio de Minas y Energía-Dirección de Hidrocarburos

En 2011 se registró, en promedio, una producción de gas natural de 1.036 millones de pies cúbicos por día (MPCD), entregados a gasoducto. Frente a 2010, se aprecia una disminución del 3 por ciento de gas producido y entregado a gasoducto.

# 3 Histórico de reservas

En 2011 las reservas remanentes de crudo totalizaron 2.259 millones de barriles. Con relación a 2010, se registró un incremento de 201 millones de barriles, es decir, un crecimiento del 9,8 por ciento.

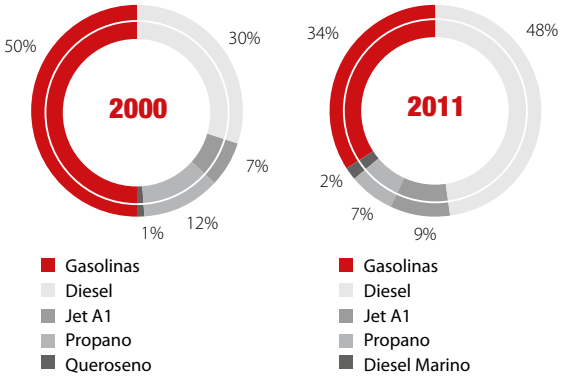
**Relación reservas / producción de crudo**




Fuente: Ecopetrol, Ministerio de Minas y Energía.

# 4 Canasta de combustibles

**Evolución canasta de combustibles**




Fuente: Asocaña, DIAN, Ecopetrol, Fedepalma. Cálculos ACP.

En 2000, la gasolina representaba el 50 por ciento del consumo total de combustibles. En 2011 se contrajo hasta llegar a un 34 por ciento. El diesel mostró una tendencia contraria, dado que aumentó su participación del 30 por ciento en el año 2000, al 48 por ciento en 2011.

**Revista ACP Hidrocarburos**
Edición N° 01. Junio-agosto de 2012

**Presidente Ejecutivo**
Alejandro Martínez Villegas

**Consejo Directivo**
María Victoria Riaño-EQUION ENERGÍA LIMITED
Alfredo Gruber-VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA
Camilo Durán-EXXONMOBIL DE COLOMBIA
Nicolás Foucart-REPSOL EXPLORACIÓN COLOMBIA
Steve Conner-CHEVRON PETROLEUM COMPANY
Germán Espinosa-CEPSA COLOMBIA S.A.
Eduardo Rodríguez-SHELL COLOMBIA
Lee Di Stefano-PAREX RESOURCES COLOMBIA
Alejandro Fernández-TECPETROL S.A.
Oscar Trujillo-OLEODUCTO CENTRAL S.A.
José Francisco Chalela-SECRETARIO

**Dirección y Edición**
Patricia Pinzón Ardila

**Comité Editorial**
María Victoria Riaño
Marcela Vaca
Ismael Arenas
Juan Carlos Ucrós
José Vicente Zapata
Jaime Frysz
Luis Fernando De Angulo
Luis Augusto Yepes
María Mercedes Palacio
Patricia Serrano
Ana Eloísa Zúñiga
Margarita García
Octavio Duque
Miguel Ángel Herrera
Miguel Ángel Santiago

**Asesor Editorial**
Mauricio Zuluaga

**Redacción**
Asociación Colombiana del Petróleo
Burson-Marsteller

**Fotografía**
Archivo Ecopetrol
Archivo Chevron
Fernando Valderrama
Thinkstock

**Corrección de Estilo**
María del Pilar Flórez

**Diseño e impresión**
Gatos Gemelos Comunicación

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.

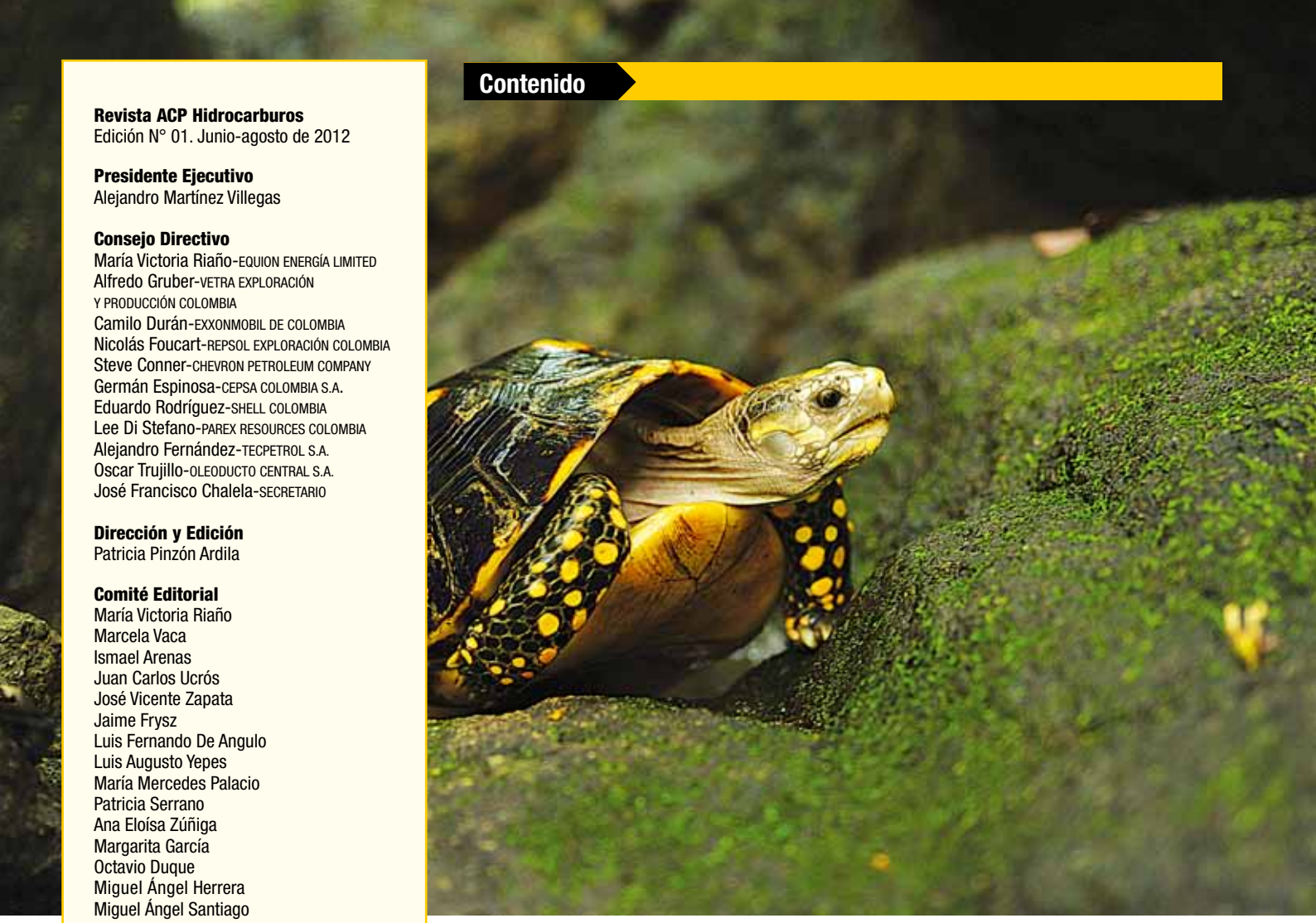
Para cualquier reproducción total o parcial de los artículos aquí contenidos debe darse el correspondiente crédito a la revista ACP HIDROCARBUROS de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).

ACP HIDROCARUROS 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
icanaveral@acp.com.co

ISSN 2256-3644
Distribución Gratuita

# Contenido



3 **EDITORIAL**
Una revista del sector

4 **IMPACTO ECONÓMICO**
Reservas, el reto petrolero de la década

10 **OPERACIONES**
Transporte: que no nos deje el tren

18 **ENTREVISTA**
Orlando Cabrales
Presidente de la ANH

22 **POLÍTICA REGULATORIA**
Hidrocarburos, el mejor socio del Estado colombiano

26 **OPINIÓN**
Sostenibilidad del modelo petrolero

**OPERACIONES**
28 El gas de La Guajira, una llama que no se apaga

33 La magia de La Guajira

36 **EXPERIENCIA INTERNACIONAL**
Yacimientos no convencionales, el nuevo *boom*

44 **COMPROMISO VERDE**
Licencias Ambientales, hacia una mayor eficiencia

52 **OPINIÓN**
Licencias Ambientales y metas nacionales de producción

**REGIONES**
54 Regalías: oportunidades y desafíos del nuevo sistema

62 Sector petrolero: con sello de responsabilidad

68 **EN BLANCO Y NEGRO**
El verdadero impacto de la sísmica sobre los recursos hídricos

73 **HECHOS**

# Una *revista* del sector



**Alejandro Martínez Villegas**
Presidente Ejecutivo de la Asociación Colombiana del Petróleo

Colombia vive un momento histórico. El sector de hidrocarburos se ha consolidado como la mejor oportunidad que tiene el país para impulsar su desarrollo económico y social.

En los últimos ocho años el sector ha crecido, no solamente con vigor, sino con una rapidez inesperada. Hemos multiplicado las inversiones en exploración, producción, transporte, refinación y distribución de petróleo y gas natural.

De igual forma, Colombia ha visto una importante transformación del mercado de combustibles líquidos, con una diversificada canasta de energéticos que no solamente incluyen las gasolinas y el diesel tradicionales; hoy el país cuenta también con gas natural vehicular y los biocombustibles, así como con una red amplia de plantas de abasto y de estaciones de servicio en toda la geografía nacional.

Todo ello le ha permitido al consumidor contar con un seguro y oportuno suministro de petróleo, gas natural, combustibles líquidos y lubricantes, y al país con un sector que está fortaleciendo en forma sustantiva las oportunidades de desarrollo social y económico de todos los colombianos.

En gran medida este crecimiento se debe al marco normativo y contractual, que el Gobierno y el Congreso de la República han estructurado para las inversiones y operaciones del sector en sus diferentes eslabones. Por supuesto, la mejora en las condiciones de seguridad en el país, la estabilidad política y de reglas del juego, han sido también factores de gran importancia.

Las proyecciones son halagüeñas: sobre la base de mantener estables estas condiciones favorables y de atender adecuadamente los retos que están afectando la viabilidad y sostenibilidad de las inversiones, para el mediano y largo plazo podríamos contar -y aún multiplicar- con las importantes inversiones y renta estatal que estas actividades están generando. Nos corresponde a todos aunar esfuerzos para que estos importantes aportes del sector de hidrocarburos permanezcan en el tiempo, que ello cada vez más represente bienestar para el común de los ciudadanos.

Esta revista que tiene en las manos fue concebida para que usted pueda contar con una fuente de información de calidad y de análisis serios sobre este sector. Se creó para el lector que busca tener una mejor comprensión sobre el sector hidrocarburos, así como de los grandes retos y oportunidades que surgen de esta actividad económica. Ésta es la esencia de la revista ACP Hidrocarburos.

**ACP Hidrocarburos es la mejor elección para conocer los aportes, retos, posiciones y desafíos de este sector. Con esta primera edición damos inicio a un espacio de debate y análisis de una industria que impulsa el desarrollo del país**

Con esta revista no solamente queremos presentar artículos y crónicas con información seria y rigurosa. También nos interesa informar a través de imágenes, gráficas e infografías que faciliten entender el panorama del sector de hidrocarburos.

El talante de la publicación será franco, directo y objetivo, se plantearán las posiciones y las ideas con claridad y firmeza, sin evadir los debates. Este será un medio de comunicación fundamental para que se conozca al sector y sus posiciones.

En esta primera edición usted encontrará temas relacionados con la infraestructura del transporte de hidrocarburos, los hidrocarburos no convencionales, las Licencias Ambientales, el nuevo régimen de regalías, entre otros. Al revisar su contenido, podrá valorar la excelente calidad de nuestros colaboradores en esta primera edición.

ACP Hidrocarburos es la mejor elección para conocer los aportes, retos, posiciones y desafíos de este sector. Con esta primera edición damos inicio a un espacio de debate y análisis de una industria que impulsa el desarrollo del país. ACP




# Reservas

## El *reto* petrolero de la década



La curva ascendente de producción proyectada para la presente década supone nuevas reservas probadas, que seguramente se conseguirán pero solo si se mantienen estables las reglas y el ambiente favorable y seguro para los inversionistas

El año 2012 será importante para el futuro petrolero del país. La Ronda Colombia 2012 que se concretará en el segundo semestre será la acción clave del Gobierno para buscar nuevas inversiones que permitan aumentar las reservas y la producción de hidrocarburos en el territorio nacional.

Según ha manifestado en diferentes ocasiones el ministro de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas Santa María, las reservas actuales de crudo en Colombia alcanzan para cerca de ocho años y medio, de acuerdo con el actual ritmo de producción y las reservas probadas existentes. El Gobierno espera que se llegue a un nivel sostenido de diez años en esta relación reservas-producción.

Las reservas remanentes de petróleo en 2011 alcanzaron 2.259 millones de barriles, mientras que las reservas probadas de gas totalizaron 5,5 TPC, según las cifras ofrecidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

En la Ronda 2012 serán ofrecidos 109 bloques que equivalen a 13,5 millones de hectáreas situadas en ocho regiones del territorio nacional. La ANH espera que con este proceso se mantengan los niveles de inversión extranjera directa (IED) que se presentaron en 2011, del orden de seis mil millones de dólares, y que continúe la alta participación de los hidrocarburos en el total de las exportaciones de Colombia, que fue del 49 por ciento en el mismo año.

## Política exitosa

El presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), Alejandro Martínez Villegas, resalta que la política petrolera en Colombia de los últimos años ha sido exitosa. Ha generado unos crecimientos importantes en la inversión y en la actividad exploratoria, y el aumento de la producción del país. Destaca que la curva ascendente de producción proyectada para la presente década supone nuevas reservas probadas, que seguramente se conseguirán pero sólo si se mantienen estables las reglas y el ambiente favorable y seguro para los inversionistas.

“Además de estas Rondas de asignación de bloques, hay que mantener estable el marco normativo y de políticas petrolera dentro del cual se han logrado excelentes indicadores de crecimiento del sector. Esta estabilidad en las reglas es necesaria para la sostenibilidad a largo plazo y permite que siga habiendo inversión en exploración y producción de petróleo y gas natural”, asegura.

Las cifras del año pasado demuestran el éxito de la política de

atracción a la inversión privada: se perforaron 126 pozos exploratorios, que es la cifra más alta que se ha registrado en la historia de Colombia. El 86 por ciento (109 pozos) fueron perforados por empresas privadas; el 10 por ciento (12 pozos) perforado en asociación con Ecopetrol y el 4 por ciento restante, directamente por Ecopetrol. De estos pozos exploratorios perforados durante 2011, 36 fueron productores, según la ANH.

Para el año 2012, se tienen programados 18.200 kilómetros equivalentes de sísmica y 150 pozos exploratorios.

Respecto al marco normativo estable, el ministro Cárdenas Santa María comentó en una columna publicada en Portafolio en abril pasado: "Miremos a Canadá (...) No es gratuito que este país sea considerado como el mejor lugar del mundo para invertir: las compañías pueden proponer proyectos de gran envergadura y alto riesgo con la certeza de que en décadas no van a sufrir un trato arbitrario por los gobiernos de turno, solamente regulaciones ambientales exigentes y transparentes, igual a lo que estamos logrando en Colombia."

Por su parte, el Presidente de la ACP señala que hay iniciativas en el Congreso, tal como la que plantea duplicar las regalías para el sector, que serían perjudiciales para el ritmo de inversiones que este atrae. "En caso de que se llegaran a aprobar incrementos en las cargas económicas y se conviertan en ley, se generaría sin duda un obstáculo para que lleguen más inversiones al país, para que se mantenga el ritmo creciente de actividad de los últimos siete años."

## El reto de los hidrocarburos no convencionales

Una de las apuestas más importantes del actual Gobierno se enfoca hacia la exploración y producción (E&P) de hidrocarburos no convencionales, que representa cerca del 30 por ciento de las áreas que se ofrecerán este año, ya que los estudios geológicos han indicado que el potencial del país en este campo es bastante alto, al punto que se podría aumentar en 20 ó 30 veces el nivel de reservas probadas del país.

**Una de las apuestas más importantes del actual Gobierno se enfoca hacia la exploración y producción (E&P) de hidrocarburos no convencionales, que representa cerca del 30 por ciento de las áreas que se ofrecerán este año**

La actual administración se ha propuesto lograr la firma de 15 contratos de no convencionales que según el presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Orlando Cabrales, pudieran ser más de esa meta. "Me siento confiado con la oferta de no convencionales, pues ha sido uno de los aspectos de la subasta que mayor interés ha generado. Estas exploraciones implican inversiones mucho más fuertes y el Gobierno ha tenido que adoptar medidas especiales para hacerlas más atractivas".

"En nuestro nicho –asegura– todavía está muy inexplorado este campo, aunque en zonas como el Caribe ya se está trabajando por parte de algunas compañías. Claramente lo importante aquí es generar actividad, en la medida que vas aumentando movimiento crece también la probabilidad de contratos".

Según un estudio de la Universidad Nacional contratado por la ANH y publicado en diferentes medios de comunicación, el potencial del país es de 66.551 millones de

**E&P**

La producción proveniente de nuevos contratos (E&P) es aún incipiente. Esto se explica por dos razones principalmente: en primer lugar, la mayoría de estos contratos están en su fase exploratoria; y segundo, los descubrimientos realizados hasta la fecha, en materia de reservas, han sido inferiores a los cinco millones de barriles.



barriles, en un escenario conservador, de los cuales 41.272 millones de barriles corresponden a *shale gas*, un hidrocarburo descubierto en rocas profundas llamadas esquistos y de difícil extracción. El estudio señala que la mayoría de estos recursos están ubicados en la cordillera Oriental, el valle del Magdalena y el Catatumbo.

El Presidente de la ACP opina que son buenas noticias para el país que se estén abriendo estas nuevas oportunidades de inversión y que hayan generado el interés de diversas empresas. En la medida en la que más compañías hacen inversiones en exploración, el país se enriquece con la diversidad de visiones e interpretaciones sobre nuestra geología.

Al respecto asegura: "El país ha estado inexplorado. En los últimos seis años hemos pasado de tener presencia exploratoria en una sexta parte de las cuencas con potencial de hidrocarburos a prácticamente la mitad de las cuencas con posibilidad de hallazgos".

## Inversiones más seguras

Para el cierre de 2011, el Gobierno Nacional se había propuesto alcanzar la producción de un millón de barriles al día en Colombia, pero esa meta aún no se ha cumplido (al cierre de esta edición). Tanto las empresas privadas del sector como los organismos públicos confían en que este objetivo se logre pronto, pero todavía quedan inconvenientes por resolver.

Según Alejandro Martínez V., presidente de la ACP, los dos principales problemas que han impedido que la meta del millón de barriles diarios se cumpla son los ataques a la infraestructura petrolera y las demoras en la definición de solicitudes y modificaciones de Licencias Ambientales.

"Se ha atacado básicamente al oleoducto Caño Limón-Coveñas y eso ha impedido que mantengamos los niveles de producción. (...) Tenemos certeza de que las Fuerzas Militares continuarán con la tendencia en que venían de disminuir los ataques a la infraestructura y seguirán

# En cifras

En 2011 se registró una producción de 915.263 barriles diarios de crudo, en promedio, de los cuales el 88 por ciento provino de las inversiones realizadas en campos existentes.

La cuenca de mayor producción en 2011 fue la de los **Llanos Orientales**, con casi un **73 por ciento del total**, donde los departamentos que más aportaron fueron **Meta, Casanare y Arauca**. Las cuencas que le siguieron fueron Valle Medio del Magdalena, con 14 por ciento y Valle Superior del Magdalena, con 8 por ciento.



# Características de la Ronda 2012

**La Ronda Colombia 2012** divide los bloques en tres tipos. Los Tipo 1 o bloques de E&P para cuencas maduras, conformado por 29 bloques; los Tipo 2 o bloques E&P con nueva prospectividad, donde se ofertan 34 bloques; y los Tipo 3 o bloques TEA´s, con 46 bloques, que es el renglón con mayor cantidad de bloques ofrecidos.

Las cuencas ofrecidas en esta subasta son: Caguán, Caribe, Catatumbo, Cordillera Oriental, Guajira, Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Sinú-San Jacinto, Tumaco, Valle Superior del Magdalena, Urabá y Vaupés. La cuenca con mayor número de bloques presentados fue la de la Cordillera Oriental, con un total de 23 bloques.

En comparación con 2010, esta ronda presenta dos novedades importantes: En primer lugar, un alto porcentaje de las áreas cuentan con potencial para hidrocarburos no convencionales. Para este caso, en total, se presentaron 31 bloques (13 tipo 2 y 18 tipo 3), en su mayoría en la cuenca de la Cordillera Oriental. En segundo, se incluyeron 2 bloques offshore sobre el Pacífico, en la cuenca de Tumaco.




optimizando las condiciones de seguridad que se habían mejorado sustantivamente en los últimos diez años en Colombia", indica.

En cuanto al licenciamiento ambiental, el dirigente gremial señala: "Hemos visto que, a pesar de que el año pasado hubo menos solicitudes de licencias, los tiempos de otorgamiento y de definiciones de modificación de licencias son mayores, comparados con el 2010. A principio de año teníamos más de 100 mil barriles de petróleo pendientes de esas decisiones. La respuesta del Gobierno hasta ahora ha sido aumentar los recursos con la creación de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y la asignación de más presupuesto. Nos parece que eso es necesario pero no suficiente."

El gremio considera que se requieren cambios en procesos y procedimientos por parte de la autoridad ambiental para atender la creciente demanda de solicitudes y modificaciones de Licencias Ambientales, sin que exista deterioro en la calidad de las decisiones.



**Las reservas remanentes de crudo en 2011 alcanzaron 2.259 millones de barriles, lo que representa un crecimiento de 9,8 por ciento con respecto a 2010**

Por su parte, el presidente de la ANH, Orlando Cabrales, reitera que Colombia cuenta con un ambiente muy favorable para los negocios, con estabilidad en las reglas de juego; sin embargo, reconoce también estos retos dentro del desarrollo de la política de hidrocarburos. A propósito dice: "Ya contamos con mejorías importantes de desembotellamiento en cuanto a las Licencias Ambientales y el Gobierno ha manifestado toda su voluntad para controlar el ligero incremento de incidentes de seguridad."

En cuanto a acciones concretas sobre estos temas, Cabrales asegura: "Estamos apoyando la gestión y la consulta previa que hacen nuestras autoridades en los casos sociales o de comunidades. En materia ambiental, apoyamos constantemente la labor de la ANLA. También estamos estudiando y publicando documentos de referencia para las compañías."

Esta presencia gubernamental sólida y activa en las zonas petrolíferas del país precisamente es la que demandan las comunidades involucradas y la que facilita que las reglas claras y concretas se cumplan para permitir un mayor desarrollo de este motor energético de la economía.

Por ejemplo, en el diseño de los nuevos pliegos de la Ronda 2012, Cabrales asegura que pusieron mucho énfasis en la etapa de planeación con un ejercicio muy riguroso de socializar los bloques con distin-



tas entidades del gobierno y de la sociedad civil como lo son el Ministerio de Minas y Energía, la Cancillería, los gobiernos de otros países, el Ministerio de Defensa, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, e incluso las minorías étnicas, entre otros, para analizar y proteger los puntos sensibles de cada bloque.

Al respecto, el Presidente de la ANH menciona: "Trabajamos tanto en la planeación que llegamos a recrear unas fichas que hacen parte de los paquetes técnicos de cada bloque, en los cuales se esquematizaron los tipos de ecosistemas sensibles donde vamos a estar presentes o en lugares como parques y páramos que no se pueden perturbar."

Este tipo de delimitaciones es muy importante en casos como las exploraciones *offshore* a las que el Gobierno busca darles mayor impulso. Por ejemplo, en la Ronda 2012 se presentarán dos bloques en la cuenca de Tumaco, sobre el Pacífico, que se unen a los trabajos ya existentes en el Mar Caribe.

Al respecto, Alejandro Martínez V., presidente de la ACP señala: "Es necesario tener claridad sobre la definición de las zonas en donde se van a poder hacer o no las operaciones de exploración y producción, tanto en las operaciones en el mar como en las continentales. También lo es contar con un marco regulatorio de requerimientos ambientales para las operaciones *offshore*, sobre las cuales no lo hay. Se requiere para evitar inconvenientes y demoras en la toma de decisiones por parte de las autoridades ambientales y, por supuesto, en las actividades de las compañías petroleras."

Por estas razones, los compromisos tanto del Gobierno Nacional, como de los inversionistas privados van de la mano para que pueda llevarse a cabo un desarrollo promisorio de esta industria. ACP

"El país ha estado inexplorado. En los últimos seis años hemos pasado de tener presencia exploratoria en una sexta parte de las cuencas con potencial de hidrocarburos a prácticamente la mitad de las cuencas con posibilidad de hallazgos".
Alejandro Martínez, presidente de la ACP

# Transporte

## Que *no nos deje* el tren





La infraestructura de oleoductos del país se quedó corta para transportar la mayor producción de crudos. Por eso varios proyectos están en desarrollo, panorama que permite señalar que Colombia atraviesa por una fase de maduración de oleoductos, que responde al incremento de los campos de producción. Pero el camino apenas empieza a recorrerse.

Muchos de los retos y oportunidades del sector de hidrocarburos se encuentran presentes en el renglón del transporte. En la actualidad, el Oleoducto Bicentenario, el Oleoducto de San Fernando, la ampliación del Oleoducto Ocensa y el Oleoducto del Pacífico son los principales proyectos para aliviar las restricciones en la capacidad de transporte que experimentan los productores de crudo en el país.

La construcción del Oleoducto Bicentenario permitirá ampliar la capacidad de transporte de hidrocarburos en 450 mil barriles entre la región del Casanare y el puerto de Coveñas, y la ampliación al Oleoducto Central de Ocensa aumentará su capacidad en 100 mil barriles diarios de crudo (sin la ampliación, su capacidad de bombeo es de 560.000 barriles por día). Con una longitud aproximada de 830 km, el oleoducto de Ocensa se extiende a lo largo del país desde el piedemonte llanero (áreas de Cusiana y Cupiagua) hasta el Terminal Marítimo de Coveñas, en el límite de los departamentos de Sucre y Córdoba, atravesando los 45 municipios de los departamentos de Casanare, Boyacá, Santander, Antioquia, Córdoba y Sucre.

Su trazado lo convierte en uno de los activos más significativos para los planes de expansión del sector de hidrocarburos de Colombia, pues en él confluyen importantes oleoductos que transportan los crudos del Alto Magdalena, los Llanos Orientales y el departamento del Meta. Su gran potencial puede ser aprovechado por muchos de los actores del negocio de hidrocarburos, especialmente si se observa el desarrollo y la dinámica que se van dando en los Llanos Orientales y el Meta con los crudos pesados.

Por su parte, el Oleoducto del Pacífico se considera un proyecto estratégico para Colombia y Venezuela pues tendrá salida al Pacífico y podrá transportar, en promedio, 600 mil barriles de crudo por día. De acuerdo con el ministro de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas, en una entrevista concedida al diario colombiano El País (abril 2012) “este proyecto cumple un papel fundamental para brindarle más segu-



**“Por el Oleoducto del Pacífico exportaremos 600.000 barriles diarios y la idea es sacar por otros sitios el crudo hacia a los mercados internacionales”. Ministro de Minas y Energía**

ridad al sector, porque hoy tenemos toda nuestra actividad petrolera concentrada en el puerto de Coveñas, Sucre, a donde llega el crudo que sale de Caño Limón, Arauca. Por allí estaremos exportando 600.000 barriles diarios y la idea es diversificar, es decir, sacar por otros sitios el crudo hacia a los mercados internacionales”.

Es una obra que puede costar US$8.000 millones aproximadamente. Durante la visita de Estado que se realizó a China a inicios del mes de mayo de este año, el Presidente de la República se reunió con varios empresarios de petroleras chinas interesados en invertir en el sector de hidrocarburos colombiano. Un objetivo: lograr inversión en el oleoducto del Pacífico.

Estos proyectos son importantes para la rápida y segura evacuación de crudos de los Llanos Orientales, pues hoy en día su capacidad de transporte está limitada.

“Si se logran realizar todos estos proyectos, el país quedaría con la infraestructura necesaria para darle sostenibilidad a la política petrolera y a la producción de crudo. En cifras estaríamos hablando de una capacidad para movilizar hasta dos millones de barriles de crudo diarios”, explica Álvaro Castañeda, vicepresidente de Transporte y Logística de Ecopetrol.

Este escenario de inversión muestra el importante esfuerzo en materia de transporte para atender el incremento en la producción de nuestros campos.

Las actuales restricciones de la infraestructura del transporte de hidrocarburos no sólo se explican por el déficit de la cobertura sino porque los ductos con los que cuenta el país hoy en día, diseñados para conducir crudos livianos o mezclas intermedias, han visto reducida su capacidad por la necesidad de transportar los crudos pesados descubiertos con mayor frecuencia en los últimos años.

En este sentido y en repetidas ocasiones el ministro de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas Santa



María, ha manifestado su preocupación ante la limitada capacidad del sistema.

El Gobierno resalta la importancia de una inversión de más de 4.000 millones de dólares en el Oleoducto Bicentenario, la gran arteria de la industria; pero también tiene otras grandes apuestas: al megaproyecto del oleoducto del Pacífico, que se encuentra en estudio; el incremento de la capacidad de los puertos petroleros de Coveñas, Cartagena, Tumaco y Pozos Colorados en Santa Marta, y la modernización de la refinería de Cartagena que se espera esté lista en 2013. Estas son las principales iniciativas del Gobierno para afrontar las necesidades de infraestructura de la locomotora minero-energética, y que quedaron consignadas en el documento que presentó el ministro de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas Santa María, en el Congreso Nacional de Infraestructura, realizado en Santa Marta en noviembre de 2011.

"Si se logran realizar todos estos proyectos, el país quedaría con la infraestructura necesaria para darle **sostenibilidad a la política petrolera** y a la producción de crudo. En cifras estaríamos hablando de una capacidad para movilizar hasta dos millones de barriles de crudo diarios", explica Álvaro Castañeda, vicepresidente de Transporte y Logística de Ecopetrol.

De otra parte, el sector privado está adelantando proyectos como el de Puerto Bahía, desarrollado por Pacific Rubiales.

## Oleoducto Bicentenario: la máxima apuesta en transporte de crudo

Fernando Gutiérrez, gerente del Oleoducto Bicentenario, afirma que "este oleoducto que empezamos a construir está enfocado principalmente en crudos pesados. Estamos trabajando en una primera etapa entre Araguaney (Casanare) y Saravena (Arauca). Son casi 230 kilómetros en tubería. Por primera vez estamos construyendo un sistema de 42 pulgadas en Colombia y por ese tamaño estamos utilizando una soldadura automática que cuenta con las mejores especificaciones que hay de este tipo en el mundo."

El oleoducto en total va desde Araguaney hasta Coveñas donde se construirán cinco tanques de 600 mil barriles, para alcanzar una capacidad de almacenamiento de tres millones de barriles; la instalación de una nueva monoboya (TLU4) y una cuarta línea submarina, que permitirá el cargue de buque-tanques con capacidad de 500 mil a 2 millones de barriles.

Ya se están construyendo las facilidades de bombeo, tanques de almacenamiento y los sistemas de recibo del crudo para entregarlo al Oleoducto Caño Limón-Coveñas. El primer trazado del oleoducto atraviesa 8 municipios y 61 veredas de Casanare y Arauca.

El plan de inversiones es de US$1.100 millones para la primera etapa, aunque la obra en general

**El Oleoducto Bicentenario ampliará la capacidad de transporte de hidrocarburos en 450 mil barriles, y la ampliación al Oleoducto Central de Ocensa aumentará su capacidad en 100 mil barriles diarios de crudo**






"Hay pocas expectativas con respecto al transporte fluvial que está atrasado frente a las ventajas técnicas y de seguridad que ofrecen los oleoductos". Gerente del Oleoducto Bicentenario

supera los US$4.000 millones. Los socios son Ecopetrol, con 55 por ciento; Pacific Rubiales Energy, un 32.88 por ciento; Petrominerales, 9.65 por ciento; Hocol, C&C Energía, Vetra Exploración y Producción de Colombia S.A., y Rancho Hermoso S.A.–Canacol Energy, con menos del uno por ciento cada uno.

La capacidad total de transporte del oleoducto será de 450 mil barriles por día, lo cual es suficiente para el aumento de producción estimada. "Para lo que hoy tenemos como producción mas la futura con reservas probadas, puedo asegurar que el Oleducto Bicentenario es más que suficiente" enfatiza Fernando Gutiérrez.

Respecto a la inversión social en las comunidades del área de influencia de este primer trazado, Bicentenario ha dispuesto más de $17 mil millones, enfocados en mejorar la calidad de vida de la población y el desarrollo de la región.

Según el Oleoducto Bicentenario, hasta el momento se han firmado convenios para cofinanciar diez proyectos de inversión social, seis en Casanare y cuatro en Arauca. Los recursos comprometidos ya superan los $3.200 millones, los cuales fueron distribuidos en: infraestructura y restaurantes



## La comunidad

Pese a que estos proyectos contribuirían a resolver el problema del transporte de hidrocarburos, las fechas de terminación de los mismos son aún inciertas aunque ya están listos más de 120 kilómetros. Desde octubre de 2011 hasta hoy se han registrado 52 bloqueos en ese primer tramo del Oleoducto Bicentenario. "Hemos tenido protestas originadas por las comunidades, que solicitan una mayor inversión de la industria petrolera en Casanare y Arauca, normalmente con exigencias que se salen de la capacidad que tiene un proyecto de esta naturaleza y muchas veces con base en información errada", afirma Fernando Gutiérrez.

En el mismo tema coincide el Vicepresidente de Transporte y Logística de Ecopetrol cuando señala la interacción con las comunidades como una de las principales debilidades que afronta el sector de transporte de hidrocarburos. "La aceptación de los proyectos por parte de la comunidad en la que se encuentran es quizás el reto más importante. Ella puede convertirse en una herramienta dinamizadora del proyecto, o ser un obstáculo", reitera Álvaro Castañeda. Agrega además que "en este momento el Oleoducto Bicentenario está pasando por una situación social muy complicada en Arauca, desde Tame hacia Saravena. (Al cierre de esta edición). Si esa situación no se resuelve, en poco tiempo la construcción podría presentar un retraso de seis meses en sus operaciones".



escolares; infraestructura básica (agua, luz, alcantarillado, gas); estudios, diseños y cofinanciación de los proyectos; jornadas de vacunación, jornadas de atención básica médica y odontológica y dotación de centros de salud; fortalecimiento de infraestructura para recreación, cultura y deporte (ludotecas, casa de la cultura, polideportivos, parques infantiles).

El proyecto también incluye el beneficio laboral para las comunidades del área de influencia del Oleoducto, y el pago de impuesto de transporte a las regiones que atraviesa, una vez empiece a funcionar.

## Otras opciones de transporte de hidrocarburos

La industria petrolera ha comprobado que los oleoductos son la mejor opción para agilizar el proceso de transporte de crudo. Sin embargo, en la actualidad existe un volumen importante de este líquido que se traslada en carrotanques, alternativa mucho más costosa y con fuerte impacto en la infraestructura vial colombiana.

En cuanto al transporte vía fluvial, se da en menor escala. Hay una flota que va desde Barrancabermeja hasta Cartagena, que mueve principalmente productos intermedios

El Oleoducto Bicentenario ha dispuesto más de **$17 mil millones para inversión social** en las comunidades del área de influencia, enfocados en mejorar la calidad de vida de la población y el desarrollo de la región.

y refinados. En el tema de puertos marítimos, el panorama es distinto. La industria cuenta con presencia tanto en la Costa Atlántica como en la Pacífica. Las exportaciones se están haciendo desde el puerto de Tumaco, en Nariño, y desde Coveñas, en Sucre, y en Cartagena se cuenta con dos puertos de refinería. Además, no se descarta la posibilidad de construir un nuevo oleoducto entre los llanos orientales y un puerto sobre el Pacífico para exportar petróleo hacia los países asiáticos.

**"La administración pública debe contar con una clara regulación para el transporte, que incluya brindar una seguridad jurídica a los inversionistas extranjeros". Vicepresidente de Transporte y Logística de Ecopetrol**

**"La aceptación de los proyectos por parte de la comunidad en la que se encuentran es quizás el reto más importante". Vicepresidente de Transporte y Logística de Ecopetrol**

"Hay pocas expectativas con respecto al tema fluvial que está muy atrasado frente a las ventajas técnicas y de seguridad que ofrecen los oleoductos. El transporte dentro del país debe ser por tuberías con dos fines específicos, la refinación interna o la exportación", aclara Fernando Gutiérrez, gerente del Oleoducto Bicentenario.





## Responsabilidades compartidas

En Colombia es tradicional que las responsabilidades de desarrollar y sostener a largo plazo cualquiera de los sectores económicos, son compartidas entre gobierno e industria. El sector de hidrocarburos no es la excepción.

Para Álvaro Castañeda, de Ecopetrol, la administración pública debe contar con una clara regulación para el transporte, de acuerdo con los modelos de negocio que se vienen desarrollando. Esto incluye brindar una seguridad jurídica a los inversionistas extranjeros y "trabajar en el tema de seguridad física para permitir que esos proyectos avancen. Por último, entregar elementos regulatorios que permitan hacer un trabajo con las comunidades para la socialización del proyecto."

Sobre la responsabilidad de las empresas privadas en este mismo renglón, Castañeda afirma que es su deber hacer las inversiones pertinentes para el desarrollo de la infraestructura, capacitar al personal para lograr los altos estándares de mantenimiento y, por último, garantizar que las operaciones eviten daños al medio ambiente e impacten drásticamente a la comunidad.

Por su parte, el Gerente del Oleoducto Bicentenario considera que el Gobierno debe trabajar en dos aspectos: "uno de carácter social que sugiere mayor presencia del Estado a través de más y mejores carreteras, más líneas eléctricas y obras de interés general; y otro frente relacionado con el tema de máxima presencia y resultados de las Fuerzas Militares".

En cuanto al papel de la industria privada, Gutiérrez indica que debe




estar orientada en un enfoque social, y este incluye dos estrategias: "una vinculación amistosa con la comunidad y decisiones voluntarias de inversión en temas sociales".

## Impulsando la locomotora

No hay duda de que la locomotora minero-energética necesita una robusta infraestructura para el transporte de crudo. Por eso el Gobierno anunció una inversión de más de 7.000 millones de dólares en este cuatrenio para oleoductos, gasoductos, puertos, centros de almacenamiento, obras de dragado para navegabilidad marítima y fluvial, subestaciones y expansión de energía.

Según el grupo empresarial Mineros, uno de las empresas con mayor trayectoria en la actividad minería en Colombia, la propuesta del Gobierno contempla la construcción de las obras para el cumplimiento de las metas en producción petrolera, pasando de 830.000 barriles diarios a 1'150.000 barriles por día; abastecimiento de gas natural con producción nacional que pasaría de 1.100 millones de pies cúbicos diarios a 1.350 millones; elevar la capacidad de refinación de combustibles en la refinería de Cartagena a 85.000 barriles por día; incrementar la capacidad de almacenamiento estratégico de combustibles líquidos (gasolina y acpm) de 1,4 millones a 2,4 millones de barriles; además de construir el gasoducto para la importación de Venezuela, el cual entraría en operación en el 2015.

La locomotora minero-energética alienta a la consolidación eficiente y segura de una infraestructura para el transporte de hidrocarburos, de cara al incremento en la producción de crudo. En la medida en que aumenta el número de campos de producción se necesita fortalecer la infraestructura que garantice la eficiencia en transporte. ACP

> El Gobierno debe trabajar en dos aspectos: "uno de carácter social que sugiera mayor presencia del Estado a través de más y mejores carreteras, más líneas eléctricas y obras de interés general; y otro frente relacionado con el tema de máxima presencia y resultados de las Fuerzas Militares".
> Gerente del Oleoducto Bicentenario

# “Debemos continuar generando condiciones para que haya mayor inversión en el sector”

# ORLANDO CABRALES

## Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos

El Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos se refiere a los grandes retos que enfrenta el sector petrolero para consolidar su crecimiento

En el país se tienen grandes expectativas sobre la industria petrolera, también hay importantes retos para que esta industria siga creciendo y este crecimiento se mantenga en el tiempo. En entrevista con el presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Orlando Cabrales, se refirió a los retos y desafíos que enfrenta el sector.

***Hay muchos retos para llegar al millón de barriles. ¿Cómo sostener y superar esta meta?***

Lo que ha hecho Colombia en estos últimos 7 años es impresionante. Hemos logrado un incremento en la producción cercano al 50 por ciento que muy pocos países del mundo pueden mostrar. En el año 2005 estábamos produciendo un poco más de 500.000 barriles por día y hoy esa cifra asciende a los 955.000 barriles.

Cumplir la meta del millón de barriles depende de varios factores, uno de ellos tiene que ver con que algunos proyectos tienen pendientes sus trámites de licenciamiento ambiental, pero creo que cuando se superen estos desafíos vamos a incrementar nuestra producción con toda seguridad. Actualmente el país tiene la capacidad para cumplir con esta expectativa.

***¿Y para superar la meta?***

Eso depende de que continuemos incentivando la actividad exploratoria en el país y de que se sigan generando condiciones adecuadas para incrementar la inversión en el sector.

Creo que si enviamos las señales correctas, si mantenemos esas buenas condiciones para que Colombia continúe siendo un sitio privilegiado para la inversión, podremos superar la meta del millón de barriles.

***Durante la gira para promocionar la Ronda 2012, ¿qué preocupaciones le manifestaron las empresas que quieren llegar a invertir en el sector hidrocarburos en el país?***

Lo que vi en esta visita a 8 países y 10 ciudades en el mundo, es un interés creciente hacia Colombia.

El país se perfila como el más atractivo para invertir en América Latina. Obviamente tenemos dificultades, pero las empresas identifican las bondades de Colombia en lo que tiene que ver con la estabilidad en las reglas de juego, un régimen atractivo para la inversión y un gobierno serio y amigable.

***¿Cuáles son los retos que tenemos?***

Son fáciles de identificar. Tienen que ver principalmente con los asuntos sociales y ambientales.

En materia social debemos tener mayor legitimidad en aquellas zonas donde operan las compañías, para que las comunidades acepten la actividad y sientan que también las beneficia. En ese sentido tenemos un reto muy grande.





**“Esta actividad requiere un especial cuidado ambiental, y el país debe estar preparado. Es por eso que dentro del Gobierno hemos iniciado unos programas de entrenamiento que involucran a los funcionarios del sector ambiental y del sector de minas y energía, así lograremos trámites y seguimientos más ágiles y efectivos”.**

En la parte ambiental hemos visto que la actividad ha crecido de forma tal, que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) han tenido dificultades en la capacidad de expedir todas las Licencias solicitadas por las empresas. Sin embargo, estoy seguro que ambas entidades están comprometidas en hacer más eficientes estos procesos. Otro reto grande que tenemos es el de lograr que las operaciones sean cada vez más sostenibles y que se sigan haciendo bajo los más altos estándares ambientales.

***La Ronda 2012 está ofreciendo bloques con buen potencial en materia de nuevas reservas de hidrocarburos (convencionales y no convencionales). ¿Qué otras estrategias se implementarán para aumentar la relación reservas/producción hacia el largo plazo?***

Colombia todavía tiene un nivel modesto de reservas pero hemos trabajado bien en los últimos años para aumentarlo. Del período comprendido entre el año 2004 y el 2010 se incorporaron 2.500 millones de barriles equivalentes en reservas y, tan solo el año pasado, añadimos 535 millones más. Estas cifras no son para nada despreciables.

Sin embargo, tenemos que continuar generando buenas condiciones para lograr mayor inversión, aumentar la actividad exploratoria y, por ende, la probabilidad de encontrar campos más grandes. De esta forma podremos incrementar cada año nuestros niveles de reservas.

***¿Cómo describe usted la importancia de las economías emergentes para el futuro de los hidrocarburos en Colombia?***

Países como China, India, Corea y Japón tienen una necesidad cada vez mayor por adquirir materias primas y asegurar el suministro de energía. En esa medida, Colombia va a poder jugar un papel muy importante porque cuenta con las condiciones y tiene un gran potencial en hidrocarburos.

***Asia es uno de los destinos destacados para promocionar la Ronda 2012. ¿Cuáles son las expectativas que se tienen respecto a la llegada de inversionistas de este continente a Colombia?***

Espero que vengan muchos inversionistas. Lo que pude ver en los países que visité es que hay interés hacia Colombia, así que la expectativa es que tengamos una concurrencia importante dentro de la Ronda; obviamente en este momento sería prematuro anticipar cuáles compañías van a participar porque hasta ahora estamos en el proceso de finalizar los términos de referencia y la licitación comenzará hasta dentro de un mes. Es ahí cuando sabremos con más certeza quiénes serán los nuevos inversores.

***¿De qué manera se están coordinando las diferentes instituciones del Estado para que los bloques que se van a entregar no tengan problemas de licenciamientos ambientales futuros o de zonas vedadas a nivel de seguridad?***

Dentro del Gobierno hicimos un ejercicio de planeación muy riguroso que involucró la socialización entre distintas entidades del Estado con el fin de identificar condiciones especiales, como ecosistemas sensibles y la presencia de comunidades indígenas, en cada una de las áreas para dejarlas plenamente delimitadas. Posteriormente se le asignó a cada bloque una ficha que involucra toda la información social y ambiental disponible. Con este conocimiento previo, las empresas podrán prepararse mucho mejor para surtir los procesos de consulta previa y de licenciamiento ambiental para el desarrollo de sus actividades.

“En la medida en que vayamos generando esas señales, que vayamos manteniendo esas buenas condiciones (...) vamos a aumentar ese nivel de millón de barriles”

Desde el punto de vista de orden público, hablamos con el Ministerio de Defensa, le mostramos las áreas y recibimos su retroalimentación. No puedo garantizar que no vayamos a tener inconvenientes en los trámites o en los temas de seguridad, pero sí es un gran avance tener identificados y delimitados los retos en los bloques que vamos a asignar.

***Un tema que ha despertado gran expectativa es el de la asignación de bloques a mar abierto para exploración, ¿cuáles son los retos a nivel de licenciamiento ambiental para que estas inversiones se desarrollen óptimamente?***

Eso hace parte de los retos ambientales que mencioné. Esta actividad requiere un especial cuidado y el país debe estar preparado. Es por eso que dentro del Gobierno hemos iniciado unos programas de entrenamiento que involucran a los funcionarios del sector ambiental y del sector de minas y energía, así lograremos trámites y seguimientos más ágiles y efectivos.

***Una gran preocupación del sector petrolero tiene que ver con los tiempos de trámite de las Licencias Ambientales que inexplicablemente se duplicaron en el año 2011. ¿Qué se ha pensado para recobrar la eficiencia perdida en estos procesos?***

La razón por la cual han aumentado esos tiempos es por el incremento sustancial de la actividad petrolera en el país. Obviamente las solicitudes se duplicaron pero la ANLA está comprometida en disminuir esos tiempos y en sacar el mayor número de licencias posibles en los próximos meses.

***Ahora que finalmente entró en vigencia el TLC con Estados Unidos, ¿qué puede comentar sobre lo que se espera en materia de importación de bienes para el sector petrolero?***

La información que tengo no es oficial. Entiendo que alrededor del 50 por ciento de los equipos y bienes que importa el sector petrolero provienen de Estados Unidos y de ese porcentaje, más o menos el 75 por ciento son bienes y equipos que con el TLC van a sufrir algún tipo de desgravación arancelaria, ya sea en el corto o mediano plazo.

Hay un beneficio importante al bajar los costos asociados a la industria en el desarrollo de sus actividades. El TLC establece unas salvaguardias que demuestran que Colombia tiene una estabilidad jurídica y unas reglas del juego claras respecto a la protección de los inversionistas.

***El cambio del Sistema General de Regalías produjo gran preocupación en las regiones petroleras y creó un clima poco favorable para el desarrollo de las operaciones petroleras. ¿Cuál será el apoyo de la ANH para garantizar la viabilidad de las actividades frente a los problemas de gobernabilidad en dichas regiones?***

Sí, sabemos que hay inconformidad por parte de algunos gobiernos locales en las regiones donde existe producción petrolera. En ese sentido apoyamos con recursos importantes la labor del Ministerio del Interior en una iniciativa llamada Alianzas para la Prosperidad, porque nos parece muy importante articular los esfuerzos del Gobierno Central con los alcaldes, las comunidades y las empresas.

Adicionalmente, pensamos que pueden mejorarse los programas en beneficio de las comunidades. Para esta Ronda, estamos proponiendo un nuevo anexo en el contrato que contiene los términos y las condiciones para darle mayor efectividad a la inversión social que hacen las empresas. Creo que eso nos va ayudar a generar un mejor clima en las regiones frente al desarrollo de las actividades petroleras. ACP



**“Claramente Colombia se perfila como el país más atractivo para invertir en América Latina”**

“(...) todavía tenemos niveles muy modestos de reservas y tenemos que seguir generando esas condiciones para que haya mayor inversión en el sector”





**No tiene presentación para quien invierte a largo plazo el cambio brusco o constante en las reglas del juego**

# HIDROCARBUROS
## El *mejor socio* del Estado colombiano

En Colombia, la contribución petrolera está conformada por las regalías de ley, las participaciones contractuales y los impuestos. Es un sistema sencillo de contribución pero muy eficiente, que fundamentalmente captura de manera progresiva una parte importante de la mayor producción que puedan obtener los inversionistas privados, de los mayores precios a los que logren acceder y de la utilidad residual que puedan obtener. Es un todo que en conjunto acopia en la actualidad para el Estado, dependiendo del tamaño de las explotaciones, hasta un poco más del 70 por ciento[1], aproximadamente, del excedente de ingresos sobre costos que genera el negocio petrolero. En números grandes, la contribución real directa del sector, causada en el 2011 a favor del Estado, se aproxima a los 26 billones de pesos[2], sin incluir las contribuciones que pudieran estar haciendo las actividades de refinación, transporte, gas, distribución de combustibles y derivados, y servicios petroleros. Todo sumado podría representar, en el 2011, alrededor de la tercera parte de los ingresos que el Estado colombiano percibe por cualquier concepto. En estos términos, el sector de exploración y explotación de petróleo resulta ser en estos momentos el mejor viejo amigo del Estado colombiano, la locomotora que le va a permitir desarrollar otros sectores económicos y llevar bienestar a la población.

Ahora bien, la locomotora requiere de abastecimiento de crudo, pero este será cada vez más escaso y más cara su extracción. En efecto, la cantidad de crudo extraído por unidad de esfuerzo realizado declinará (presión, corte de agua, etc.), y los descubrimientos que se realizarán en cuencas cada vez más saturadas serán de menor tamaño. Y en cada ocasión será más necesario acudir a los crudos pesados, que antes mirábamos por encima del hombro, y a los denominados no convencionales, que no mirábamos. Entonces, se requerirán esfuerzos e inversiones cada vez más importantes para lograr extraer nuevas cantidades de crudo de los yacimientos existentes

**Ramón J. Salgado Herrera**
Consultor internacional. Experto en asuntos tributarios de la industria petrolera

y para descubrir nuevos yacimientos, que mantengan un nivel al menos semejante al actual. Estas inversiones van a depender no solo del nivel de precios y costos esperados, sino de la bondad del marco regulatorio existente y de la confianza del inversionista en su permanencia inalterada en el tiempo.

Dado que la actividad de E&P es intensiva en capital –más que casi todas las demás industrias–, cuya recuperación se logra a largo plazo, el inversionista petrolero necesita señas constantes en cuanto a que su inversión va a ser tratada en el tiempo dentro de límites razonables. No tiene presentación para quien invierte a largo plazo el cambio brusco o constante en las reglas del juego. El asunto no es solo de expropiación, y no basta con decir "acá no expropiamos empresas" para dar confianza al inversionista. El continuo asalto menor a las utilidades residuales del mismo también erosiona la confianza en el país. Ojalá no tengamos de esto en las próximas sesiones legislativas.



**Cualquier acción fiscalista que pudiera poner en peligro tales inversiones deberá ser descartada de la agenda política actual**

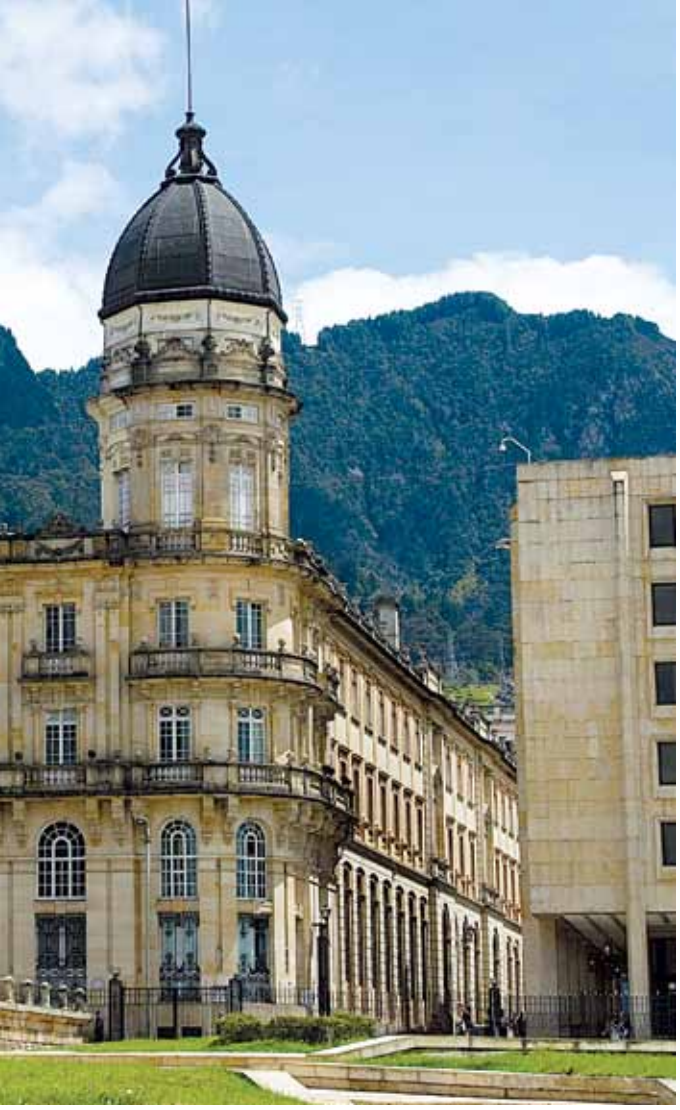
La estructura fundamental de la contribución del sector (participaciones en volúmenes, precios y utilidades) cubre los aspectos clave de la generación de excedentes distribuibles, es progresiva y logra un nivel de aportes semejante al de países con mejor prospectividad geológica que Colombia. Debe permanecer como está, dándole, por supuesto, cabida al manejo de los crudos no convencionales, cuyo desarrollo exigirá grandes esfuerzos y la asunción de riesgos adicionales a los actuales por parte de los inversionistas. Aumentar cualquiera de los elementos de la contribución del sector podría dar al traste con la obtención de las inversiones futuras necesarias para mantener su nivel actual. No alcanzar el nivel necesario de inversiones en exploración y desarrollo despertaría la posibilidad de que los demás sectores de la economía puedan ver atrofiado su crecimiento y se reduzcan los fondos disponibles para llevar bienestar a la población.

Históricamente, Colombia ha manejado con prudencia el nivel de esta contribución. Las veces que ha cometido excesos (instauración del impuesto de remesas, contrato de participación escalonada, impuesto de guerra), los resultados no han sido favorables en materia de exploración. Por el contrario, cuando ha provisto de incentivos interesantes (deducción especial por inversiones en activos fijos productivos), la reacción positiva en las inversiones no se ha hecho esperar.

En concordancia con lo anterior, el debate en torno a regalías debe ser orientado a la discusión de los mecanismos de acceso de las regiones a los diferentes fondos creados en el 2011, a fin de lograr su simplificación y racionalización, y no debe haber espacio para discutir aumentos en los niveles de regalías que pudieran distraer al legislativo y atraer desconfianza al inversionista, dilatando innecesariamente decisiones clave para aprovechar el momento que atraviesa la actividad de E&P.

La reforma tributaria anunciada por el Gobierno no debería, en palabras del señor presidente Santos, atemorizar a nadie, ya que lo que se pretende es poner la casa en orden.

El debate en torno a regalías debe ser orientado a la discusión de los mecanismos de **acceso de las regiones** a los diferentes fondos creados en el 2011, a fin de lograr su simplificación y racionalización



Ojalá no aparezcan francotiradores que mezquinamente, agazapados en los pasillos del Congreso y de los edificios gubernamentales, contradigan al Presidente. La eliminación de beneficios (no constitutivos, rentas exentas, tratamientos especiales) no debería preocupar a la industria, ya que no tiene beneficios propios y son muy pocos los generales a los que accede. Siendo la industria controlada en sus elementos fundamentales (precio fiscal de ventas fijado por la ANH, inventario de crudo fiscalizado, etc.), tampoco deberían esperarse controles y condiciones adicionales a los existentes para acceder a las deducciones disponibles.

La coyuntura de una reforma podría servir para corregir detalles específicos del sector. Por ejemplo, la amortización de los costos de exploración y desarrollo capitalizados podría revisarse, para ponerla más a tono con la de países como Canadá, España, Estados Unidos y el Reino Unido, de donde proceden la mayoría de las inversiones en el sector. En estos países la tendencia es amortizar o depreciar (es lo mismo) rápidamente estas inversiones, por lo que permiten la deducción inmediata de los desembolsos en exploración o una amortización en dos años de los costos intangibles de perforación, o permiten no solo el método de línea recta, sino también el de saldos decrecientes, etc.

**La reforma tributaria anunciada por el Gobierno no debería, en palabras del señor presidente Santos, atemorizar a nadie, ya que lo que se pretende es poner la casa en orden. Ojalá no aparezcan francotiradores que mezquinamente, agazapados en los pasillos del Congreso y de los edificios gubernamentales, contradigan al Presidente.**

Podría también establecerse claramente la posibilidad de capitalizar los estudios actuariales correspondientes a las obligaciones de abandono y restauración ambiental, para ser luego amortizados y asegurar la deducción mientras el inversionista cuenta aún con ingresos suficientes. Igualmente, debería encararse la conveniencia de enmendar la incongruencia inequitativa generada por el esquema del IVA en las ventas de gas y de crudo para refinación interna. De

Aumentar cualquiera de los elementos de la contribución del sector podría dar al traste con la obtención de las inversiones futuras necesarias para mantener su nivel actual

otro costal, pero con consecuencias tributarias, los reguladores cambiarios deberían considerar la opción de permitir el registro de endeudamiento externo a las empresas del sector para financiar las inversiones de desarrollo, endeudamiento que podría ser repagado, conjuntamente con intereses y demás gastos, no a través de los intermediarios convencionales del mercado cambiario, sino con las divisas producto de las ventas, que es retenido en el exterior por los inversionistas del sector, lo cual permitiría deducir este gasto en Colombia.

En fin, los inversionistas petroleros son los mayores contribuyentes del país, y su aporte al Gobierno colombiano, semejante o superior al hecho por ellos mismos o por sus pares en otros países, es fundamental para alcanzar las metas de desarrollo y bienestar. Para sostener el nivel actual de contribución deberán realizar cuantiosas inversiones en exploración y desarrollo. En tal sentido, cualquier acción fiscalista que pudiera poner en peligro tales inversiones deberá ser descartada de la agenda política actual. ACP

1 Cálculos del autor.

2 Cálculos del autor.



**Luis Ernesto Mejía Castro**
Ex Ministro de Minas y Energía

# *Sostenibilidad* del modelo petrolero

**Debemos tener condiciones diferentes y, por supuesto, mejores en términos fiscales que aquellos países contra los que competimos en la atracción de esos recursos**

Colombia ha logrado dar un salto importante al encontrar un equilibrio racional en la ecuación riesgo/recompensa, que ha permitido atraer un importante volumen de inversión, tecnología, empresas, conocimiento y toda suerte de variables y elementos que componen la gran masa del sector de hidrocarburos.

La mejora sustancial del ambiente de seguridad física, conseguida gracias a la política de la seguridad democrática, el cambio de la estructura institucional del sector, el mejor ambiente de negocios, la mayor información básica del territorio, junto con los mejores precios internacionales del petróleo, la definición clara de Ecopetrol como empresa de petróleo y gas y el mejor destino local para la técnica y el capital petrolero generado por el deterioro de las condiciones de negocios sectoriales en los países vecinos, han permitido ese éxito parcial y prematuro de la nueva política petrolera.

El éxito está demostrado por cifras irrebatibles: el cambio en los números de exploración, comparando los cinco últimos años del siglo anterior con las cifras actuales muestra que pasamos de 12 contratos de asociación promedio año a 65 contratos de concesión promedio año; 11 pozos exploratorios a 120, y 1.400 kilómetros de sísmica equivalente en dos dimensiones a 24.000 kilómetros de sísmica equivalente en dos dimensiones. En producción pasamos de valores cercanos a 520.000 barriles por día en el año 2003, a valores actuales cercanos al millón de barriles por día y en inversión, basta decir que la totalidad de la inversión extranjera directa del año 2001 estuvo por los lados de los 1.500 millones de dólares, cifra que duplicó en solo media hora la Agencia Nacional de Hidrocarburos en su ronda de 2010. Las reservas, por su parte, pasaron de un número cercano a los 1.800 millones de barriles de petróleo equivalente a una cifra superior a los 2.000 millones de barriles de petróleo equivalente, no obstante haber duplicado la producción. Ni qué decir de los recursos generados para el Estado; en solo regalías se han multiplicado por tres, tanto que ya podemos aspirar a repartir la mermelada en toda la tostada, lo cual no solo se logra por el cambio de la forma de distribuir las regalías, sino, y fundamentalmente, porque hay regalías para distribuir.

Ahora bien, ¿será tiempo de cambiar?, ¿será que ese indudable éxito, corroborado por las cifras, es suficiente y nos da una indicación de "prosperidad" permanente? En las vacas gordas todos nos volvemos sabios y creativos, pero en las vacas flacas desaparecen muchos sabios, y de creativos pasan a ser feroces opositores; claro, sin propuestas viables y sin aceptar responsabilidad alguna.

La relación RP (Reservas/Producción) permanece estática en alrededor de siete años, algunos podrán decir que ese es un indicador de fracaso, pero se equivocan de manera grave, comoquiera que esta es una medición estática para calificar un comportamiento eminentemente



dinámico; en esta ecuación, ambos, numerador y denominador cambian cada segundo, cada minuto, cada hora, pues aparecen nuevos recursos, se mejoran los porcentajes de recobro, se aplican nuevas tecnologías, por una parte, y se aumentan los consumos, por otra.

Este indicador sólo muestra la bondad de un sector que está reemplazando sus reservas consumidas a un ritmo equivalente al que ha incrementado su producción, compensando de igual manera el aumento de la demanda, y eso también es un triunfo irrebatible.

No obstante, es claro que ese factor (R/P) es bajo para un país que quiere tener una seguridad energética más importante, más sólida, más tranquilizadora.

Mejorar ese factor no tiene secretos, se requiere no bajar la guardia en el principal elemento de valor en la industria petrolera: agregar barriles, y esto tampoco tiene misterios, se encuentran nuevos barriles o se compran nuevos barriles; para ambas posibilidades se tiene un común denominador: inversión; solamente buscando nuevos yacimientos, mejorando los factores de recobro de los existentes o comprando barriles en otras latitudes somos capaces de aumentar nuestros inventarios, y eso solo se logra invirtiendo recursos en un negocio que es de inmensos riesgos.

Esos riesgos los debe asumir el especialista, el que mejor los enfrenta, los conoce y los maneja, y sobre todo el que está dispuesto a perderlos; se debe evitar incorporar patrimonio público a esta actividad, toda vez que el mismo debe invertirse en proporcionar bienes públicos, en actividades que lejos de representar riesgos generan enormes utilidades sociales, como la educación, la salud, la justicia, la seguridad nacional, etc.; por eso, la gestión petrolera debe hacerse a partir del patrimonio privado, y por eso se requiere un ambiente de inversión que lo permita.

**En los últimos años, las regalías se han multiplicado por tres, tanto que ya podemos aspirar a repartir la mermelada en toda la tostada**

Ahora bien, como no somos los únicos que tenemos recursos petroleros, pero además como no somos los que más fácil los podemos explotar (prospectividad, infraestructura, seguridad, etc.) pues nos tenemos que diferenciar de quienes sí los tienen en abundancia y con facilidad de explotación, y eso significa que debemos tener condiciones diferentes y, por supuesto, mejores en términos fiscales que aquellos países contra los que competimos en la atracción de esos recursos.

Vuelvo a las cifras para indicar que lo que hemos hecho ha dado resultados concretos y positivos, por tanto, lo racional es cuidar la estabilidad de las reglas incorporadas y continuar dando las señales correctas para mantener el ritmo de inversión que nos permita incorporar las reservas necesarias para aumentar nuestro factor de reservas sobre producción y lograr de esa manera la seguridad energética de largo plazo.

Pensemos en lo que hacen algunos países en estos momentos; llevados por un entusiasmo nacionalista a corto plazo cambian las condiciones, y generan una señal equivocada en la inversión; hoy, los adultos de esos países que desconocen estos simples principios disfrutan de las promesas incumplibles de sus líderes y al mismo tiempo les dan motivos a sus niños para seguir llorando, por varias generaciones. ACP

# El gas de La Guajira

## *Una llama* que no se apaga

Con el hallazgo hace 35 años de Riohacha, Chuchupa y Ballenas, en La Guajira, floreció la industria del gas natural en Colombia.





La industria del gas en Colombia es joven, y por su creciente dinamismo le permitió al país diversificar su canasta energética y en tiempos críticos de abastecimiento atender en su totalidad la demanda local colombiana, incluso durante el evento más complejo, como fue el fenómeno del niño del año 1998.

El país cuenta con una capacidad instalada para producir alrededor de 1.200 millones de pies cúbicos por día (MPCD). A 2010 se reportaban reservas totales que ascendían los 7,1 Tera Pies Cúbicos (TPC)[1], y se estima que pueda atender la creciente demanda nacional hasta 2018. Desde La Guajira, donde se encuentran los campos de Chuchupa y Ballena, se produce más de la mitad del gas que se consume en Colombia.

"Desde las tuberías de Ballenas, el gas viaja a lo largo y ancho del país para llegar a seis millones de hogares usuarios de gas natural. Es un proceso de masificación que ha cambiado la vida de los colombianos, puesto que permitió aliviar el bolsillo de las familias, mejorar las condiciones de vida y reemplazar el cocinol, responsable de miles de accidentes y calamidades domésticas" explica Stephen Conner, Country Manager de Chevron Colombia.

Los inicios de esta industria se remontan a la década del 70, cuando arrancó la búsqueda de un gran yacimiento de hidrocarburos en La Guajira. Con el descubrimiento de los campos Chuchupa, Riohacha y Ballena, hace 35 años, comenzó en firme el desarrollo de esta industria del gas natural en el país.

## La búsqueda de hidrocarburos en La Guajira

Desde 1887 se tenía conocimiento de que La Guajira albergaba un inmenso potencial de hidrocarburos y otros minerales. En ese año el novelista de espíritu aventurero, Jorge Isaac, fue enviado por el presidente Rafael Núñez para calcular las riquezas de hidrocarburos del Mar Caribe. En su expedición, Isaac se adentró en La Guajira y concluyó que en este árido territorio yacían grandes reservas de petróleo.

Casi un siglo después, en 1967, diferentes compañías petroleras, incluyendo a Texaco que hoy es Chevron, presentaron a las autoridades solicitudes de concesión para explorar en ese departamento. "Las negociaciones con el Estado tardaron varios años, ya que durante la década del sesenta y del setenta, el Gobierno colombiano apenas estaba definiendo las bases del actual esquema petrolero de contratación", explica Miguel Ángel Santiago, director de Responsabilidad Social de la Asociación Colombiana de Petróleo.

Fue necesario esperar la expedición de la Ley 20 de 1969 para que los tratos con el Gobierno tomaran un rumbo favorable a las necesidades de exploración de la época. La ley reiteró el derecho del Estado colombiano sobre el subsuelo, pero además delegó en Ecopetrol la función de celebrar contratos de asociación para la exploración y producción de hidrocarburos.

Texaco y Ecopetrol firmaron un contrato de asociación para buscar



petróleo en La Guajira. En 1972 Texaco llegó a Riohacha, capital del departamento. Enfrentando un terreno agreste, desconocido y rodeado de mar, inició los primeros trabajos de exploración muy cerca del corregimiento de El Pájaro, pueblo de pescadores unido a Uribía y Manaure.

## Las primeras exploraciones

Los arduos trabajos de adquisición sísmica en esta árida geografía terminaron en diciembre de 1972. Después de la interpretación de los resultados, hecho a través de registros eléctricos, el primer pozo fue perforado en abril de 1973. El pozo, bautizado Ballena 1, alcanzó una profundidad de 6.950 pies, aproximadamente, pero sus primeras pruebas arrojaron resultados negativos para hidrocarburos.

Texaco, que siempre se caracterizó por su personalidad arriesgada en el campo de la exploración, optó por continuar en la búsqueda del gran yacimiento de hidrocarburos.

Finalmente, los intentos posteriores le permitieron a la compañía

**Chevron exporta gas al oeste de Venezuela a través del Gasoducto Antonio Ricaurte, el cual tiene una longitud de 225 kilómetros**

confirmar la presencia de hidrocarburos, pero no el tipo que la empresa estaba buscando. Texaco iba tras un yacimiento de petróleo, pero se encontró con 9 millones de pies cúbicos diarios de gas. El campo, denominado Ballena, fue pionero de la explotación gasífera del país y marcó un hito en la historia energética de Colombia.

## El descubrimiento más importante

La magnitud del descubrimiento obligó a la empresa a tomar decisiones estratégicas. Fue así que dispuso explorar mar adentro, actividad única en aquella época en Colombia. La exploración condujo al campo Chuchupa A, localizado a 11 kilómetros de la Estación Ballena y a 26 kilómetros de las playas de Riohacha.

La construcción de la plataforma fue descrita como una operación titánica por Plinio Apuleyo Mendoza en su libro *Historia de una epopeya:* "Requirió una gigantesca operación de remolque durante más de 30 días, desde el Golfo de México hasta su punto de instalación final. Esta estructura metálica, con un peso superior a cuatro mil toneladas, se yergue sobre tres pilotes clavados a una profundidad de 50 metros desde la superficie del mar".

Desde Chuchupa se extrae el gas que luego pasa a la Estación Ballena, en tierra firme, donde es deshidratado. Desde allí sale directamente a los hogares de millones de colombianos.

"En la década del 70, el gas no contaba con la importancia comercial que tiene en la actualidad. Sin embargo, el Estado colombiano que era consciente de la relevancia estratégica que representaba en la canasta energética, incentivó a las compañías para explotar este recurso en convenio con Ecopetrol", explica Stephen Conner de Chevron.

"En 1974 se concretaron los contratos de asociación entre Ecopetrol y Texaco, empresas que comparten la explotación de Ballena, Chuchupa y Riohacha", añade Stephen Conner.

La inauguración oficial de Chuchupa A y Campo Ballenas, se realizó en agosto de 1977, hace 35 años. En ese entonces, Alfonso López



Michelsen pronunció emocionado estas palabras: "Yo creo que ha sido una bendición para Colombia haber encontrado estos pozos de gas".

Desde 1979 Chuchupa A está conectado por un gasoducto de 11 kilómetros de longitud con la Estación Ballena, suministrando una parte significativa de la producción total de gas generada por Chevron para Colombia.

## El crecimiento del campo Chuchupa

"Fue tan grande el éxito de Chuchupa A que solamente hasta 1996 fue necesario construir la segunda plataforma, Chuchupa B, frente a la península de La Guajira, consolidando así el programa de masificación de gas natural, y permitiendo modernizar la tecnología de producción en el país", manifiesta Stephen Conner.

La estructura se fabricó en los Estados Unidos y se montó sobre cuatro pilotes que se encuentran enterrados a 88 metros del lecho marino. Desde allí parte un gasoducto de 11 kilómetros que llega a la Estación Ballena, sobre la costa, epicentro de la recolección y despacho del gas que se produce en La Guajira; en la actualidad, las facilidades de producción de hidrocarburos en altamar que Chevron opera en La Guajira son las únicas de su tipo en el país[3].

"Han pasado 35 años y hoy, gracias a Chevron, el gas natural ha tenido un gran y positivo impacto en la economía regional y nacional", afirma Patricia Serrano, gerente de Asuntos Corporativos de Chevron Colombia.

Adicionalmente, Chevron exporta gas al oeste de Venezuela a través del Gasoducto Antonio Ricaurte, el cual tiene una longitud de 225 kilómetros desde la Estación Ballena en el departamento de La Guajira hasta Maracaibo.

Desde el inicio de sus operaciones en este departamento, Chevron ha pagado miles de millones de pesos en regalías e impuestos a La Guajira y a Colombia, beneficiando a los gobiernos regionales y nacionales.

El desarrollo de la industria del gas natural ha significado un positivo impacto, promoviendo el uso de alternativas energéticas eficientes para la movilización de aproximadamente trescientos mil vehículos, generando electricidad, proveyendo energía para millones de familias colombianas e impulsando a un gran sector de la industria nacional, generando así desarrollo y progreso para el país. ACP

# 35 AÑOS

"Han pasado 35 años y hoy, gracias a Chevron, el gas natural ha tenido un gran y positivo impacto en la economía regional y nacional", afirma Patricia Serrano, gerente de Asuntos Corporativos de Chevron Colombia.

1 Las reservas totales incluyen reservas probadas, probables y posibles, de acuerdo con la clasificación de reservas adoptadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en la reglamentación vigente sobre el tema.

2 Texaco (1991). *Historia de una epopeya*. Bogotá: Texaco. Pág. 95.

3 Información suministrada por Chevron Colombia.





# LA MAGIA DE LA GUAJIRA

A mediados de los 70 Colombia se convirtió en importador de petróleo, después de casi medio siglo de exportaciones continuas bajo el antiguo sistema de concesión. De cómo fue el tránsito a través de ese difícil proceso y la importancia que desempeñó el gas de La Guajira en el mismo, es el tema de este artículo.



## Algunos antecedentes

En el año de 1970, la producción petrolera de Colombia llegó al máximo nivel hasta esa fecha, y alcanzó la cifra de 218.000 barriles por día. De ahí en adelante la producción comenzó a desplomarse con celeridad, hasta que en 1979 alcanzó el mínimo histórico de 123.000 barriles por día .

El país tuvo que enfrentarse a una situación muy grave, no sólo desde el ámbito estrictamente petrolero, al no contar con crudo suficiente para operar sus dos refinerías principales, sino también desde el punto de vista macroeconómico por cuanto era necesario prescindir de los recursos que generaban las exportaciones petroleras y además asumir la muy pesada carga de importar petróleo desde la mitad de los 70, en un entorno nacional e internacional complejo y difícil.

Se debe recordar que la economía colombiana avanzaba lentamente en su proceso de industrialización, enmarcado en el concepto del "crecimiento hacia adentro", muy de moda por esos años e inspirado en los postulados de la CEPAL. Nos encontrábamos lejos de los esquemas de apertura económica y no teníamos una industria tan diversificada e internacionalizada como ocurre ahora, por lo que los principales recursos en moneda externa con que contaba el país eran los reintegros de las exportaciones cafeteras y de petróleo. Además, así la producción petrolera nacional estuviera en caída libre, era necesario mantener las exportaciones, ya que tal condición estaba pactada en los antiguos contratos de concesión.

## El entorno mundial

A nivel internacional el mundo petrolero había cambiado sustancialmente, en particular en las relaciones entre los países dueños del recurso y las grandes compañías internacionales. Al terminar la Segunda Guerra Mundial, el petróleo ya había adquirido un valor geopolítico y estratégico que no se reflejaba, al decir de los países productores, en el precio que las grandes compañías reconocían por este recurso. En septiembre de 1960, se creó la OPEP con el propósito de generar una capacidad de respuesta que les permitiera a los países productores las herramientas para adelantar negociaciones de precios con mejor soporte y lograr superiores resultados. Por esos años, mediados de los 60, el precio del barril de petróleo estaba entre los 2 y 3 dólares por barril.

Años después ocurrieron dos hechos que cambiaron de manera importante las relaciones entre productores y grandes compradores de crudo. Por el mes de septiembre de 1969, el Coronel Gadaffi asumió el poder en Libia y de inmediato inició negociaciones con las grandes compañías a fin de mejorar el precio del crudo libio; y por otra parte, en el año de 1973, ocurrió la denominada Crisis Energética con el embargo petrolero a los países occidentales, lo que disparó los precios internacionales a 14 USD/Bl en 1975 y por encima de USD 30 por barril al finalizar la década de los 70. Colombia pasó de exportar crudo barato a importarlo a altos precios, lo que constituyó un desafío de enormes proporciones para las finanzas públicas nacionales y el entorno macroeconómico del país.

**Lo cierto era que el país estaba frente al descubrimiento de gas natural más importante en toda su historia**

## El gas de La Guajira

La mayor prioridad de las autoridades energéticas nacionales era, por obvias razones, la de incrementar la actividad exploratoria con el fin de propiciar nuevos hallazgos y de esa manera reducir o eliminar los costos de la factura petrolera que todos los colombianos habíamos comenzado a pagar desde el inicio de las importaciones de petróleo. Como un paso crucial en esa dirección, en el año de 1969, el Congreso de la República aprobó la Ley 20 mediante la cual se institucionalizó la figura de la Asociación Petrolera.

Las nuevas exploraciones que se emprendieron en esa época eran seguidas con gran expectativa y ciertamente el inicio de la exploración en el Campo Guajira no fue la excepción. Por eso, cuando a mediados de 1973, los técnicos de la TEXACO confirmaron el descubrimiento de un gran campo de gas natural en el marco del contrato de Asociación Guajira, no fue posible ocultar la frustración que produjo la noticia, considerando que el objetivo de la exploración era encontrar hidrocar-

**Luis Augusto Yepes**
Consultor en Petróleo y Gas



buros líquidos y no gas natural. Según el Vicepresidente de TEXACO de la época, la noticia era peor que si el pozo hubiera resultado seco.

Lo cierto era que el país estaba frente al descubrimiento de gas natural más importante en toda su historia. Era necesario, por consiguiente, aprovechar al máximo esa nueva riqueza y encontrar mecanismos comerciales que permitieran el desarrollo del campo y así ayudar a pagar los costos crecientes de la factura de importación petrolera. Y para esos propósitos, el gas natural de La Guajira se convirtió en la tabla de salvación. Hasta ese entonces, las industrias de la Costa Atlántica consumían fuel oil, un producto pesado de la refinación petrolera. A mediados de los años 60, el gas natural había comenzado a entrar en los mercados de la Costa Atlántica, desde los campos de Cicuco y El Difícil, los cuales atendían la ciudad de Barranquilla. Lo mismo ocurría con el gas de los campos de Jobo-Tablón, en los límites entre Córdoba y Sucre, que comenzó a fluir hacia Cartagena a través del gasoducto de San Andrés Development Company, para atender los consumos de las instalaciones de Amocar y la Refinería de Intercol. Sin embargo, el agotamiento de dichas reservas, no permitía abrir nuevos mercados y ponía en duda el abastecimiento de los ya existentes. Con el descubrimiento del gas de La Guajira se planteó la utilización masiva del gas natural en las industrias y plantas termoeléctricas en lugar del fuel oil, para destinar este recurso a la exportación de tal manera que los ingresos así generados, permitieran pagar parcialmente los costos del crudo importado. Como se decía en la época, "no tenemos naranjas, pero sí tenemos limones".

**Cuando, a mediados de 1973, los técnicos de la TEXACO confirmaron el descubrimiento de un gran campo de gas natural en el marco del contrato de Asociación Guajira, no fue posible ocultar la frustración que produjo la noticia**

A fin de asegurar que el gas natural producido dentro del contrato de Asociación Guajira llegara a los mercados de la Costa Atlántica, se puso en marcha la más ambiciosa estrategia de participación público-privada, con varias acciones fundamentales. En primer lugar, era necesaria la construcción del gran gasoducto entre Ballena y Cartagena, para lo cual se constituyó la sociedad PROMIGAS, en la cual, además de ECOPETROL, participaron como socios iniciales compañías como COFINORTE, PROTEXA –constructora del gasoducto–, LA CORPORACIÓN FINANCIERA COLOMBIANA y LA CORPORACIÓN FINANCIERA INTERNACIONAL - IFC, entre otros.

Para completar la cadena del gas natural fue necesario el apoyo de un esquema de distribución, para lo cual se aprovechó la experiencia de Gases del Caribe y Surtigas, empresas creadas por COLGAS en los años 60 con la misión de comercializar gas propano o GLP. La cultura del uso del propano permitió que estas dos empresas se convirtieran, con el tiempo, en las grandes pioneras de la comercialización del gas natural en la Costa Caribe.

De paso, con esta estrategia se logró que un energético de escasa transabilidad en el mercado internacional en esa época, como el gas natural, se volviera transable de manera indirecta, gracias a las exportaciones de fuel oil.

## Conclusiones

Gracias al esfuerzo coordinado Gobierno-socios del campo Guajira (ECOPETROL-TEXACO) - sector privado - consumidores, en el año



**Muy diferente hubiera sido la vida y la historia del país, tanto petrolera como económica, de no haber contado con una riqueza, inesperada en cierta forma pero a buena hora descubierta, como el gas de La Guajira**

de 1977 se inició la producción del gas de La Guajira y la operación del gasoducto de PROMIGAS. Al mismo tiempo, comenzó la distribución y comercialización del gas natural a los usuarios de la Costa Atlántica.

Como resultado de los desarrollos anteriores se incrementaron las exportaciones de fuel oil, con grandes beneficios para el país. En efecto, en el periodo 1978-1985 las ventas de combustóleo al exterior llegaron a USD 2.287 millones, mientras que las importaciones de petróleo crudo sólo ascendieron a USD 1.886 millones en ese mismo periodo. Hay que resaltar que los aportes de las exportaciones de fuel oil fueron particularmente significativos en la primera mitad de los 80 cuando en general la situación cambiaria no sólo de Colombia sino a nivel regional, era bastante precaria. En esos años, por una situación afortunada que se originó con la huelga de los mineros de carbón en el Reino Unido, se incrementaron los precios de su sustituto más directo, es decir, el fuel oil, al punto de que, por ejemplo, en los años de 1984 y 1985 la balanza comercial de ECOPETROL (exportaciones-importaciones de crudo y productos combustibles) alcanzó a ser positiva. Un año después, hacia 1986, cesó la horrible noche de las importaciones de petróleo crudo, al iniciarse las exportaciones de Caño Limón por parte de ECOPETROL y la OXY, pero ese es tema de otra historia.

No es posible terminar este artículo sin reconocer, además, el enorme aporte del gas de La Guajira al Plan de Masificación de Gas del país, lo que de hecho amerita una crónica completa. Hoy en día este campo continúa suministrando el 60% de la oferta de gas nacional. Sin estos volúmenes, el Plan de Gas de Colombia no hubiera logrado el desarrollo que hoy tiene y que constituye un buen ejemplo a nivel mundial.

En conclusión, muy diferente hubiera sido la vida y la historia del país, tanto petrolera como económica, de no haber contado con una riqueza inesperada en cierta forma, pero a buena hora descubierta, como el gas de La Guajira. ACP

A fin de asegurar que el gas natural producido llegara a los mercados de la Costa Atlántica, se puso en marcha la más ambiciosa estrategia de participación público-privada.





# Yacimientos no convencionales

## El nuevo *boom*



La Agencia Internacional de Energía prevé que Canadá será el país con mayores reservas del mundo en producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales y superará a Arabia Saudita.

Ante las previsiones sobre la escasez de los hidrocarburos convencionales en menos de 40 años, los reservorios no convencionales cobran mayor importancia. Diferentes instituciones y analistas internacionales, tales como el National Intelligence Council plantean que estos se presentan como un factor clave para mantener y aumentar las reservas de hidrocarburos del mundo y preservar el mercado energético[1].

Colombia, Venezuela, Estados Unidos, Canadá, China e India, entre otros, son parte de los 32 países que cuentan con un alto potencial de reservas no convencionales de gas, según un informe publicado por el Departamento de Estado de Energía de Estados Unidos en 2011[2]. Los resultados exponen un potencial de más de 5.760 TPC (Tera Pies Cúbicos), asociados a hidrocarburos de *shale gas*, lo cual representaría un 40 por ciento del incremento en las reservas de gas mundial.

Se estima que el descubrimiento de nuevos yacimientos convencionales empiece a declinar en las siguientes décadas, y si bien es cierto que la exploración *offshore* agrega nuevas reservas, el índice de reemplazo de las mismas a nivel mundial no es equiparable. Esto representa un motivo de preocupación permanente entre los conocedores de la industria[3]. Para complicar el panorama, los conflictos actuales en Medio Oriente han generado un alza en los precios del petróleo, hasta sobrepasar los 119 dólares por barril.

Por estas razones, se considera favorable la aparición de nuevas tecnologías y el interés sobre los Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales (HYNC). En palabras de Alberto García, vicepresidente de la División de Hidrocarburos de Drummond Ltd., "los HYNC están comenzando a ser vistos como la solución a futuro del desabastecimiento de petróleo y gas; y de esta manera se han convertido en el foco de la estrategia de muchos países y compañías operadoras".

Este es el caso de Canadá, que desde el año 2000 viene impulsando una estrategia para promover este tipo de recursos, especialmente en extracción y producción de hidrocarburos como el *tight gas* y *shale gas*, que ofrece a Colombia lecciones importantes para adentrarse en este camino.

## Canadá: potencia en HYNC

Según el Vicepresidente de Hidrocarburos de Drummond, "los Estados Unidos fueron los primeros en promover la exploración y producción de este tipo de hidrocarburos". Por esto, desde la década de los 80 han ejercido una fuerte política exterior en esta materia, que en la actualidad se canaliza a través del Departamento de Estado, la Oficina de Registro Geológico y la Iniciativa Global de Gas de Esquisto (o *Global Shale Gas* Iniciative)[4]. Además, debido a estos esfuerzos, es considerado el mayor productor de gas en todo el mundo y pionero en la extracción de *shale gas*.

Aunque este tipo de hidrocarburos no es nuevo, hasta hace poco no se había podido explotar porque la tecnología requerida para su extracción era muy costosa, lo que encarecía los precios

Aunque este tipo de hidrocarburos no es nuevo, hasta hace poco no se había podido explotar porque la tecnología requerida para su extracción era muy costosa, lo que encarecía los precios. Los adelantos tecnológicos actuales posibilitaron la producción a través de mecanismos como la perforación horizontal y la fracturación hidráulica.

Canadá no se ha quedado atrás y desde 2000 ha dado pasos en el tema de investigación y producción de recursos no convencionales, esencialmente en *tight gas* y *shale gas*. Algo más importante aún, la Agencia Internacional de Energía prevé que con este tipo de hidrocarburos será el país con mayores reservas del mundo y superará a Arabia Saudita.

De acuerdo con el Gobierno de Canadá, la baja densidad de perforación y la gran actividad en materia de recursos no convencionales durante 2010 y 2011, ofrecen un escenario favorable para la exploración y desarrollo del sector[5].

**Los resultados exponen un potencial de más de 5.760 TPC (Tera Pies Cúbicos), asociados a hidrocarburos de *shale gas*, lo cual representaría un 40 por ciento del incremento en las reservas de gas mundial**

La cuenca canadiense clave en el desarrollo de este tipo de recursos es la Western Canada Sedimentary, ubicada al noroeste del territorio. En esta región se han descubierto importantes hallazgos, que incluyen las áreas de Upper Devonian Jean Marie, Middle Devonian Slave Point y Lower Cretaceous Cadomin.

Canadá es considerado como un país pionero en la producción de HYNC, pues se caracteriza por presentar una de las industrias más maduras en esta materia. Según Alexandra Hernández, Vicepresidente de asuntos económicos de la ACP, "las razonas principales son tres: en primer lugar, se ha logrado un trabajo mancomunado entre la industria y el Estado, las reglas de juego establecidas han sido claras y constantes, se ha generado un diálogo abierto entre las partes; segundo, el Estado estuvo comprometido desde un principio en desarrollar estudios que le permitieran entender los impactos que este tipo de proyectos generarían en materia ambiental, contractual, económico y técnico, para la posterior



## GAS NO CONVENCIONAL EN EL MUNDO

Colombia, Venezuela, Estados Unidos, Canadá, China e India, entre otros, son parte de los 32 países que cuentan con un alto potencial de reservas no convencionales de gas, según un informe publicado por el Departamento de Estado de Energía de Estados Unidos en 2011

Depósitos estimados de gas no convencional (billones de $m^3$)

Yacimientos

Fuente: Wood Mackenzie Group (www.woodmacresearch.com)

creación de las reglas de juego; y en tercer lugar, el Estado logró planear adecuadamente la zonificación ambiental de las cuencas, lo que permitió identificar los impactos ambientales y potenciar la efectividad de las autoridades ambientales en el otorgamiento de permisos".

## Escenario favorable para Colombia

Alrededor de los HYNC se han generado diferentes inquietudes, que van desde el tipo de hidrocarburos que va a encontrarse en el proceso de extracción, los retos que ellos conllevan, las acciones que se requieren para vencer la complejidad del yacimiento, hasta aquello que se necesita para lograr un pozo con producciones rentables.

Es verdad que existe una menor rentabilidad en los HYNC debido a varias dificultades. Por ejemplo, este tipo de recursos no pueden extraerse sin ayuda técnica más avanzada; no se tiene certeza sobre cuánto puede sacarse; existe un bajo recobro por pozo y la inversión es alta y constante.

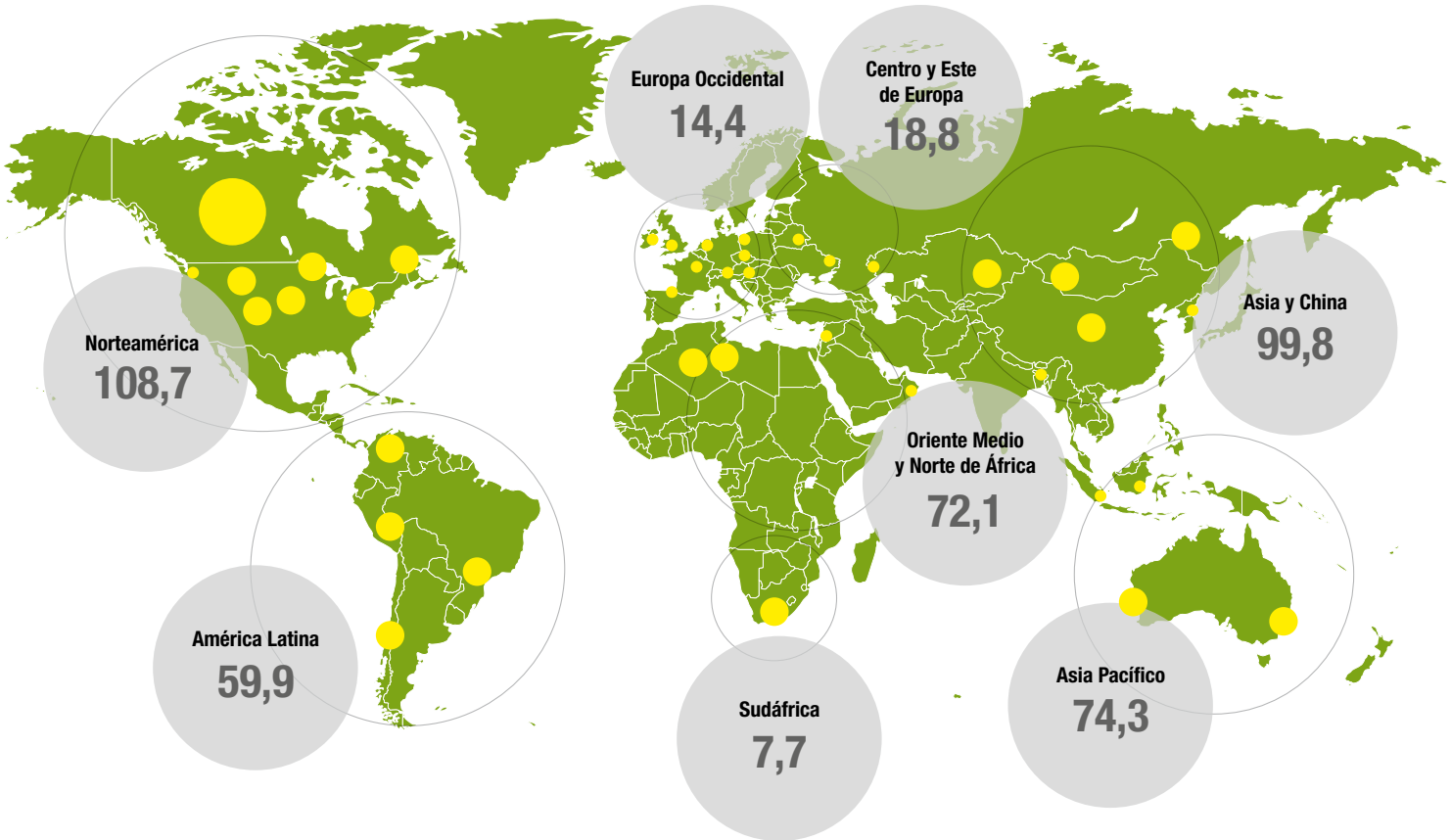
No obstante, ante la declinación de la producción de los recursos convencionales, se hace necesaria la expansión de la frontera petrolera, y más aún hacia recursos que representan un fuerte potencial para las reservas mundiales. Aunque los grandes promotores en esta materia son Estados Unidos y Canadá, Colombia presenta un escenario favorable para los inversionistas interesados en estos hidrocarburos.

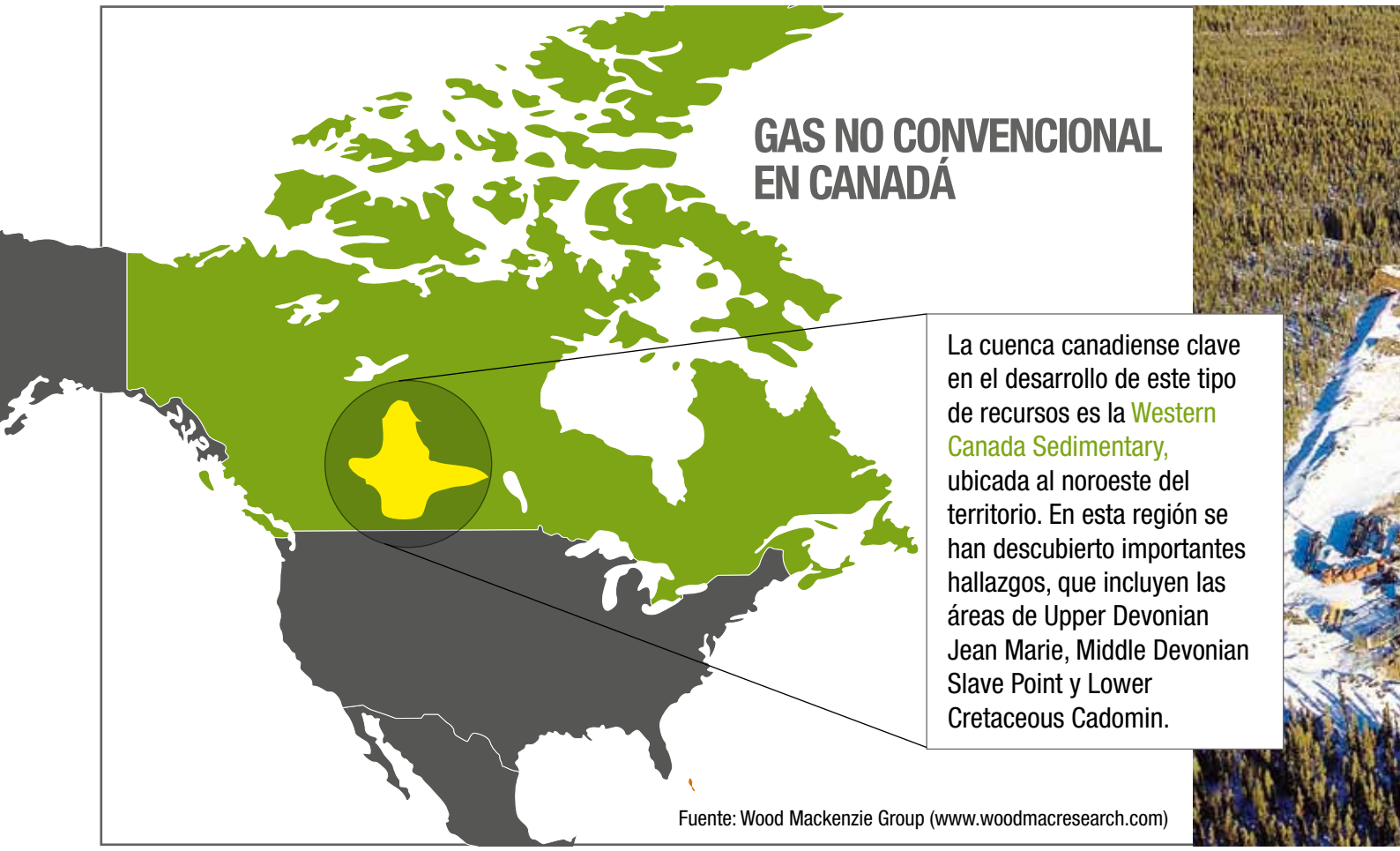
Uno de los factores positivos con que cuenta el país es que el Congreso de la República aprobó la reducción de regalías hasta en un 60 por ciento de la tarifa de los convencionales para la producción de hidrocarburos no convencionales[6].

El país presenta reglas de juego estables en materia de inversión, además del interés que ha manifestado la administración actual para potenciar este sector. Se le suma que son una fuente generadora de empleo y de incremento de los ingresos fiscales.

Canadá es considerado como un país pionero en la producción de HYNC, pues se caracteriza por presentar una de las industrias más maduras en esta materia.

Son recursos económicamente explotables que responden a los incrementos de la demanda energética, con condiciones contractuales y fiscales apropiadas, y con precios económicamente viables. Además, presentan la posibilidad de incrementar las reservas mundiales. Solo en el caso del gas no convencional, *shale gas*, puede subir las reservas en por lo menos un 20 por ciento (Consejo Mundial de Energía en Colombia: 2011).






Por otro lado, el país se encuentra en el momento adecuado para pensar en las ventajas de la extracción de este tipo de recursos, que en gran medida podrían representar el autoabastecimiento en el largo plazo.

También es ventajoso empezar a desarrollar estos proyectos en una coyuntura donde es visible el compromiso del Gobierno. Por ejemplo, el Ministerio de Minas y Energía tiene la responsabilidad de expandir y fortalecer la reglamentación técnica en esta materia y la ANH busca adoptar un reglamento para la contratación de áreas de este tipo, así como un modelo de convención específico (Consejo Mundial de Energía en Colombia: 2011).

**El país se encuentra en el momento adecuado para pensar en las ventajas de la extracción de este tipo de recursos, que en gran medida podrían representar el autoabastecimiento en el largo plazo.**

La ACP ha apoyado activamente en el proceso de definición de las reglas de juego para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Frente al Ministerio de Minas y Energía, ha expresado sus posiciones con respecto a los contratos de exploración y producción y al proyecto de reglamento técnico para la exploracion y producción de yacimientos no convencionales.

Para ello la agremiación organizó más de 10 talleres con sus afiliadas y el Gobierno Nacional (Ministerio de Minas y Energía, ANH y sus consultores), en los cuales identificó y presentó sus recomendaciones para el desarrollo de los yacimientos no convencionales.

De igual forma, desarrolló un modelo de evaluación económica para los yacimientos de este tipo que permita analizar las oportunidades e impactos de la regulación económica requerida para impulsar y desarrollar este sector.

El volumen de estos recursos es tan importante que va a justificar enfocarse en su desarrollo. Sin embargo, si la estrategia del Gobierno y de la industria probada es promover los HYNC para contrarrestar el desabastecimiento de los recursos



convencionales debe tener en cuenta que la exploración y extracción de este tipo de recursos toma tiempo y los resultados económicos se dan en el largo plazo.

## ¿Qué puede aprender Colombia de la experiencia canadiense?

Hay que aprovechar el interés de la industria petrolera, dado el ambiente favorable que el país ofrece para la inversión en el sector. El Gobierno Nacional está trabajando en impulsar el desarrollo de los no convencionales flexibilizando las normas para su comercialización y ajustando los términos contractuales y fiscales para su promoción. Para potenciar los HYNC en Colombia se debe tomar en cuenta la experiencia canadiense, y específicamente seis temas:

Primero, identificar cuáles son las reglas de juego en materia contractual y fiscal que permitirá potenciar este tipo de yacimientos. Un buen comienzo ha sido la aplicación de un 60 por ciento de la tarifa de regalías por la exploración y producción de HYNC.

Segundo, generar estudios y planificación ambiental que le permita al Estado entender qué tipo de suelo se presenta en Colombia y que quieren de éste, para que una vez adjudicados los proyectos de exploración y producción en HYNC pueda tener una capacidad de respuesta efectiva, en los trámites y otorgamientos de permisos y licencias, si se tiene en cuenta que las áreas de exploración y producción son tres veces mayores a la áreas de recursos convencionales.

Tercero, se deben agilizar los trámites y adecuación de procesos de expedición de Licencias Ambientales, consultas con minorías y control operacional; de igual forma, se deberán desarrollar los procedimientos y reglas de juego para el impulso de estos recursos en áreas mineras y petroleras ya asignadas, tema de particular importancia dado el alto nivel de contratación existente en las áreas con mayor potencial de recursos no convencionales.

> El volumen de estos recursos es tan importante que va a justificar enfocarse en su desarrollo.

1 National Intelligence Council (2008). *Global Trends 2025: a transformed world*. Washington DC: US Government Printing Office.

2 U.S. Energy Information Administration (2011, abril). *World Shale Gas: An Initial Assesment of 14 Regions Outside the United States*. Consulta realizada el 01 de mayo de 2012, en http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf

3 Barreiro, E. Masarik, G. (2011, abril). Los reservorios no convencionales, un fenómeno global. En: *Portecnia*. Argentina.

4 U.S. Energy Information Administration, *op. cit*.

5 British Columbia (2010). *British Columbia Natural Gas and Petroleum, Yours to Explore*. Canada: Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, Oil and Gas Division. Consulta realizada el 01 de mayo de 2012 en http://www.empr.gov.bc.ca/OG/oilandgas/royalties/infdevcredit/Documents/YourstoExplore18Mar2010web.pdf

6 En el Proyecto de Ley del Senado 153 de 2011, por el cual se describe el funcionamiento general de regalías, se explica que "con el fin de incentivar la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) del porcentaje de participación de regalías equivalentes a la explotación de crudo convencional." http://www.camara.gov.co/portal2011/proceso-y-tramite-legislativo/proyectos-en-curso?option=com_proyectosdeley&view=ver_proyectodeley&idpry=644

# ¿Qué son los Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales?

**Los HYNC son hidrocarburos** que presentan características similares a los convencionales por ser recursos no renovables. Sin embargo, su acumulación no responde a un sistema petrolero tradicional, pues necesitan de una estimulación adicional para su extracción, y por la manera como están distribuidos en el subsuelo.

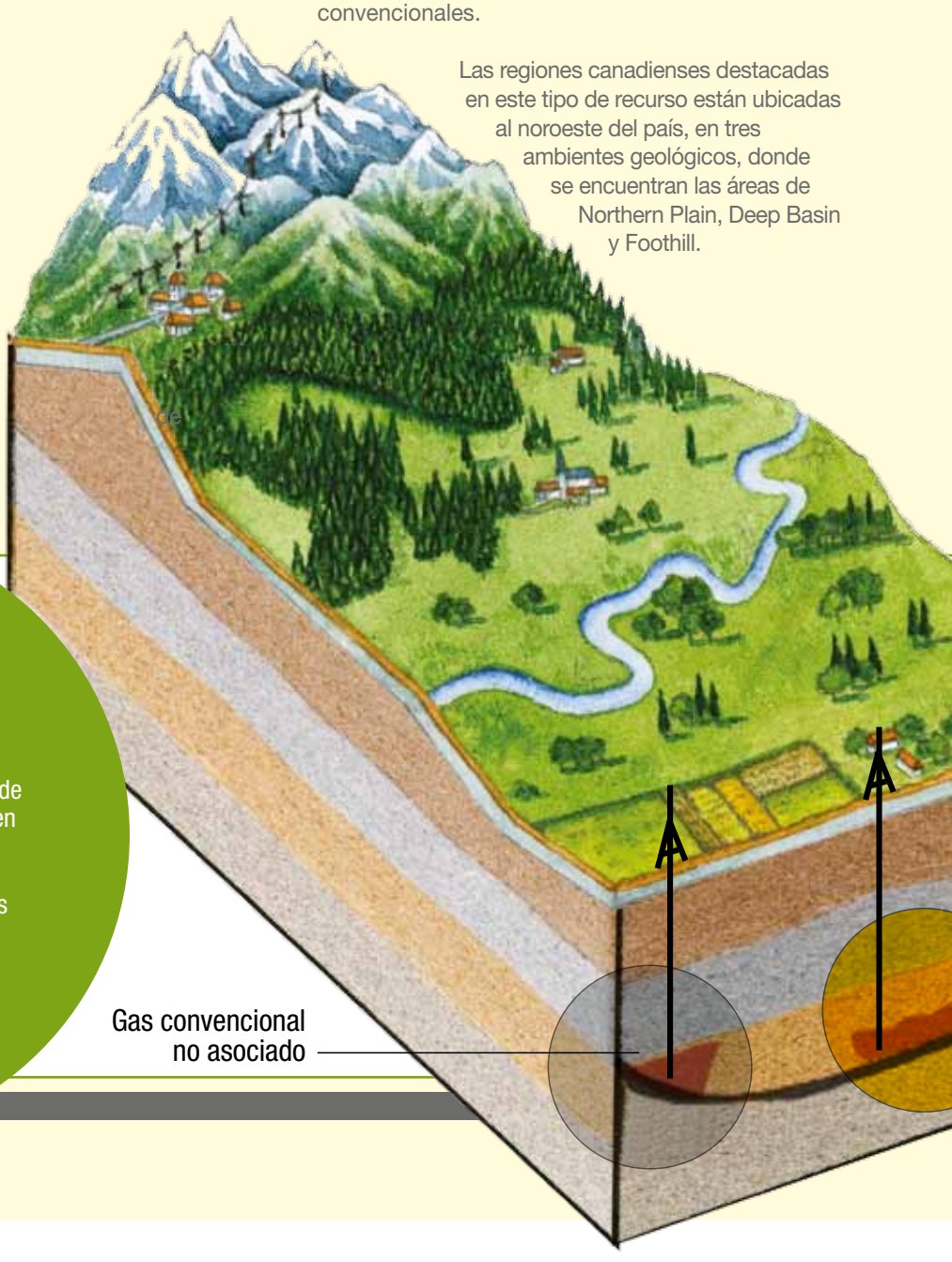
La Canadian Society for Unconventional Resources explica que este tipo de hidrocarburos no presentan un movimiento fluido, pues la mayoría de veces se encuentran en rocas poco permeables, lo que significa que requieren de una tecnología mucho más avanzada en los procesos de extracción. Se encuentran en grandes cantidades, incluso más que los de tipo convencional, y su explotación es difícil.

Los HYNC se dividen en dos categorías: petróleo no convencional y gas no convencional. Los primeros están conformados por arenas bituminosas, *oil shale* y *shale oil*; los segundos se subdividen en gas metano, *tight gas*, *shale gas* y *gas hydrates*.

Estos recursos se encuentran incrustados en una roca madre, a la que se debe inyectar gas o agua en grandes cantidades para su extracción. Con relación al petróleo no convencional, existen varios métodos de extracción, entre los que se destaca la minería a cielo abierto, los pozos verticales e inyección de polímeros y los pozos horizontales. Para el caso del gas no convencional, la manera de extracción más tradicional se hace con perforación de tipo horizontal.

A diferencia de los convencionales que requieren una fuerte inversión inicial y una menor durante el resto de la vida útil del yacimiento, los HYNC requieren de una inversión constante durante todo su proceso de producción. El hecho de que estos yacimientos tengan baja permeabilidad implica mayor incertidumbre en el recobro, bajo recobro por pozo, mayor complejidad en el manejo del yacimiento, mayores inversiones de capital y tecnologías de última generación, pozos más costosos (perforación horizontal y direccional, y estimulación), con lo cual, este tipo de proyectos presentan menor rentabilidad y mayor periodo de repago de la inversión que los proyectos de exploración y producción en yacimientos convencionales.

Las regiones canadienses destacadas en este tipo de recurso están ubicadas al noroeste del país, en tres ambientes geológicos, donde se encuentran las áreas de Northern Plain, Deep Basin y Foothill.




***TIGHT GAS:*** Es un tipo de gas que se encuentra en arenas de baja permeabilidad, en rocas antiguas y de buen espesor. Para presentarse como económicamente rentable, se necesita de tratamientos masivos de estimulación en los procesos de explotación.

El *tight gas* encierra grandes volúmenes de gas natural y se considera como un desafío a las técnicas de exploración, perforación, terminación y producción.

En Canadá los proyectos activos en este tipo de recursos se encuentran en: Horn River Basin, Cordova Embayment, Liard Basin y Upper Montey.

Según el Gobierno de Canadá, el avance de la tecnología que se requiere para este tipo perforación ha permitido la recuperación rentable de los recursos de *shale gas*, a tal punto que se están viendo estos hidrocarburos como gran fuente de suministro de energía para el mundo. Este tipo de HYNC se encuentra en abundancia a lo largo de varios continentes, es un combustible económico, de combustión limpia que genera menos emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con otros combustibles fósiles.

Existen altos beneficios en la producción de *tight gas* y *shale gas*. Por un lado, estos recursos pueden desarrollarse en etapas pequeñas, lo que significa que puede controlarse el ritmo de desarrollo según la producción y condiciones económicas que demande el mercado. Por otro, el hecho de que se caracterice por tener ciclos cortos entre la primera producción y la inversión inicial, lo que le posibilita llegar al mercado con mayor rapidez. Y finalmente, el gran avance en las tecnologías de perforación para este tipo de hidrocarburos ha hecho posible que se tenga en cuenta en la toma de decisiones gubernamentales dirigidas al establecimiento de un futuro energético seguro.

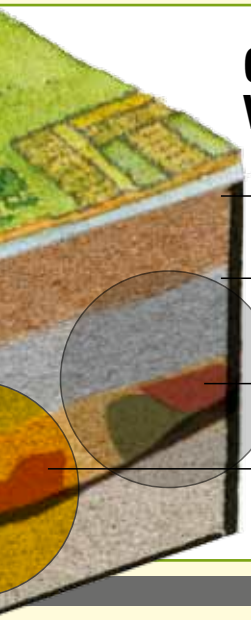



Cuarto, los recursos convencionales como no convencionales, al ser inversiones de riesgo, necesitan estar aseguradas bajo unas reglas de juego estables y claras.

Quinto, es necesario que la industria privada logre encontrar una receta técnica que permita producir económicamente este tipo de recurso de una manera viable. Para esto, se necesita potenciar el mercado de los servicios especializados en HYNC en Colombia, si se desarrolla una oferta de servicios locales se tendrán impactos positivos como la generación de empleo.

Sexto, se debe tener en cuenta el gran reto que presenta el desarrollo de este tipo de hidrocarburos en grandes volúmenes. Por un lado, se encuentra el reto del desarrollo de infraestructura para el petróleo no convencional; por el otro, se encuentra el reto de adecuar la oferta y demanda del gas no convencional en el ámbito nacional. En el proceso de exploración y producción de HYNC se requiere la implementación de muchos más equipos y de grandes cantidades de agua, esto representa un gran reto en términos de logística y medio ambiente. ACP

## GAS CONVENCIONAL VS. NO CONVENCIONAL




***SHALE GAS:*** Este HYNC puede describirse como un gas natural que se encuentra alojado en depósitos de esquistos, que son rocas sedimentarias de grano fino que están repartidas en diferentes cuencas del mundo. Se forman a partir de la deposición de sedimentos orgánicos y posterior compactación con partículas muy pequeñas de otros sedimentos. La producción de este tipo de gas en volúmenes comerciales requiere de tecnología moderna y tratamientos de estimulación que incrementen su permeabilidad.



# Licencias ambientales

## Clave en la *sostenibilidad* del sector de hidrocarburos

Estudios de la ACP estiman que mientras en 2009 el proceso para obtener una Licencia Ambiental demoraba 164 días (5 a 6 meses), en 2011 el proceso se incrementó a 371 días (más de 1 año).



Desde el siglo XX el medio ambiente ha cobrado gran importancia para la humanidad. En Colombia ha formado parte importante del debate público y concitado el interés nacional, pues se ha incorporado como un factor clave en su desarrollo económico. El país ha sido pionero mundial no solo en asumir estándares y metas en materia de desarrollo sostenible, sino que han sido muy bien ponderados sus marcos normativos y la conformación de las instituciones ambientales encargadas de velar por los principios constitucionales y legales relativos a la protección del medio ambiente.

Dentro de este entorno, en un país que valora y está comprometido con el equilibrio entre desarrollo y medio ambiente, el sector petrolero ha ganado gran importancia por su capacidad para acelerar el desarrollo económico y social del país, al punto en que se le definió como una de las locomotoras generadoras de prosperidad. También es de especial interés ambiental dadas las dimensiones de sus operaciones, el consumo de recursos naturales, sus potenciales impactos y las condiciones de entorno donde se desarrolla.

Por todo ello el Estado ha generado regulaciones especiales y mecanismos de evaluación, control y seguimiento ambientales para sus operaciones.

Dentro de este contexto debe resaltarse que la Licencia Ambiental se ha estructurado como el principal instrumento estatal para la evaluación y control ambientales de las operaciones del sector productivo en el país, incluido el petrolero, y se ha determinado que sea el Gobierno Central la autoridad competente en forma privativa, para tomar las decisiones ambientales relacionadas con este último sector, que se ha calificado como de utilidad pública.

Desde la perspectiva empresarial también es de gran importancia la Licencia Ambiental, ya que sin duda es la herramienta primordial para hacer la planeación de los proyectos petroleros así como para canalizar en forma estructurada y eficaz la

Es importante que la ANLA haga una revisión de las diferentes etapas del proceso de licenciamiento ambiental con el objetivo de identificar los problemas que implican demoras y reprocesos en la evaluación, para darles soluciones estructurales



## TIEMPOS PROMEDIO DE LICENCIAMIENTO AMBIENTAL
**(DATOS ACP)**

**SOLICITUDES DE LICENCIAS AMBIENTALES**

- **Decreto:** 140 días
- **2006:** 160 días
- **2009:** 160 días
- **2011 (Sin recurso de reposición):** 295 días
- **2011 (Con recurso de reposición):** 371 días

**MODIFICACIÓN DE LICENCIAS AMBIENTALES**

- **Decreto:** 95 días
- **2006:** 120 días
- **2009:** 130 días
- **2011 (Sin recurso de reposición):** 240 días
- **2011 (Con recurso de reposición):** 290 días

participación ciudadana en sus procesos de planeación ambiental.

Este artículo, que versa sobre tan importante instrumento de evaluación, control, participación ciudadana y planeación, está divido en tres partes. Una primera parte, donde se analiza qué es una Licencia Ambiental y su evolución normativa. La segunda parte, muestra los tramites para otenerla, los tiempos previstos en las normas y lo que realmente tarda el trámite en la práctica; para, finalmente llegar a la última parte, que ilustra las posibles soluciones a estas demoras.

### La Licencia Ambiental: evolución normativa en Colombia.

Lo que hoy se conoce como Licencia Ambiental tuvo sus inicios en la década del setenta, con el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables (CNRNR) y de Protección al Medio Ambiente (Decreto Ley 2811 de 1974); aunque en este Código no se nomina, ni tipifica a la Licencia Ambiental como tal, sí establece los primeros antecedentes del concepto en el país, a través de los artículos 27 y 28, pues es allí donde se establecen la Declaración de Efecto Ambiental (DEA)[1] y el Estudio Ecológico Ambiental (EEA)[2] como referentes principales para la autorización ambiental como condición necesaria para el inicio de los proyectos, obras o actividades, tal como lo establece hoy la Licencia Ambiental.

Sin embargo, el Código que fue pionero a nivel mundial, tenía una visión distinta a la que origina el actual concepto del Sistema Nacional Ambiental y de la Licencia Ambiental como instrumento de gestión. En efecto, aunque sí establecía la autorización previa, el CNRNR se enfocaba en la exigencia de permisos para el uso y aprovechamiento de los recursos naturales; no se planteaba en estricto sentido la revisión integral de los impactos ambientales agregados de los proyecto, obras o actividades.

Luego del CNRNR, con la Constitución Política de 1991, se hizo explícito el derecho de todas las personas a gozar de un ambiente sano y a la protección del patrimonio natural. Como desarrollo de los mandatos constitucionales, el concepto y obligatoriedad de la Licencia



**Es evidente la necesidad de que haya una calidad óptima de la evaluación y que esta influirá decisivamente en la protección y calidad de la gestión ambiental, pero ello no implica demoras injustificadas**

Ambiental surgió con la expedición de la Ley 99 de 1993. El artículo 50 de la referida Ley la define como:

*Artículo 50. De la Licencia Ambiental. Se entiende por Licencia Ambiental la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de una obra o actividad, sujeta al cumplimiento por el beneficiario de la licencia de los requisitos que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales de la obra o actividad autorizada*[3].

Por lo que se entiende, entonces, que el otorgamiento de una Licencia Ambiental tendrá como requisito la evaluación de los efectos ambientales de la obra o actividad, para la toma de decisiones y las medidas de manejo ambiental para su control.

Esta ley ha tenido diferentes desarrollos reglamentarios, que se han sucedido en el tiempo en la medida en que el país ha sentido la necesidad de perfeccionar el marco normativo y avanzar hacia la meta de lograr una mayor calidad de la gestión ambiental de empresas y autoridades: Decreto 1753 de 1994, Decreto 1728 de 2002, Decreto 1180 de 2003, Decreto 1220 de 2005 y Decreto 2820 de 2010.

**Con la Constitución Política de 1991, se hizo explícito el derecho de todas las personas a gozar de un ambiente sano y a la protección del patrimonio natural como una función tanto del Estado como de los ciudadanos**

Este último Decreto, vigente hoy en día, establece que:

*Artículo 3. Concepto y alcance de la Licencia Ambiental. La Licencia Ambiental es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o actividad, que de acuerdo con la Ley y los reglamentos pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje; la cual sujeta al beneficiario de ésta, al cumplimiento de los requisitos, términos, condiciones y obligaciones que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada.*

*La Licencia Ambiental llevará implícitos todos los permisos, autorizaciones y/o concesiones para el uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, que sean necesarios por el tiempo de vida util del proyecto, obra o actividad.*

*El uso aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, deberan ser clareamente identificados en el respectivo Estudio de Impacto Ambiental.*

*La Licencia Ambiental deberá obtenerse previamente a la iniciación del proyecto, obra o actividad. Ningún proyecto, obra o actividad requerirá más de una Licencia Ambiental*[4].





# POSIBLES SOLUCIONES AL PROBLEMA

**En primer lugar, el problema** a resolver se encuentra en los tiempos y dedicación utilizados en el proceso de evaluación y seguimiento de Licencias Ambientales. Aunque es reconocido que la calidad de la evaluación influirá decisivamente en la protección ambiental, se debe lograr un acuerdo que beneficie a las partes; es decir, que aporte al desarrollo sostenible de Colombia sin infringir la legislación ambiental. Por eso, se recomienda evaluar los procesos de licenciamiento ambiental y la estandarización de los procedimientos de evaluación de proyectos petroleros.

Es evidente que los nuevos mandatos constitucionales, legales y reglamentarios, generaron en el país una nueva visión y acercamiento a la gestión ambiental pública y privada. Se crea un verdadero sistema de normas e instituciones (Sistema Nacional Ambiental SINA) que tienen por objeto impulsar el desarrollo sostenible, dentro del cual la Licencia Ambiental es un instrumento primordial.

En efecto, la Licencia Ambiental no solo atiende la necesidad de autorizar o no el uso y aprovechamiento de los recursos naturales: se constituye en el espacio institucional mediante el cual la autoridad y el interesado identifican las condiciones y requisitos de manejo ambiental que los proyectos deben cumplir, que conlleva al establecimiento de las obligaciones que impone la autoridad en la resolución de otorgamiento de la respectiva licencia. Se trata de una mirada integral, que incluye impactos agregados, que es previa al inicio de las actividades y que está vigente por toda la vida del proyecto, obra o actividad.



Dentro de las alternativas de solución para optimizar los procesos de licenciamiento éstan:

**1. Recursos.** Se debe garantizar la disponibilidad de los recursos técnicos, humanos y logísticos necesarios para que la ANLA cumpla su función de evaluación y seguimiento a los proyectos, más aún cuando en el proceso de licenciamiento a las empresas se les cobra por los servicios de evaluación y seguimiento de sus proyectos.

**2. Optimización de procesos y procedimientos.** Es importante que la ANLA haga una revisión de las diferentes etapas del proceso de licenciamiento ambiental con el objetivo de identificar los problemas que implican demoras y reprocesos en la evaluación, para darles soluciones estructurales, que pueden ser de tipo procedimental, reducción de información que no aporta en la toma de decisiones, implementación de sistemas tecnológicos para la gestión de la información, entre otros.

**3. Estandarización de la evaluación.** Buena parte de las demoras se encuentra en la evaluación de los EIA. Es evidente la necesidad de que haya una calidad óptima de la evaluación y que esta influirá decisivamente en la protección y calidad de la gestión ambiental, pero ello no implica demoras injustificadas. Para lograr una mejora sustantiva en esta etapa, se requiere la estandarización del procedimiento de evaluación de los EIA y la definición de criterios más claros; esto último –además- disminuiría la natural subjetividad de los evaluadores haciendo más predecible el proceso para el sector productivo.

**4. Formación.** Es fundamental perfeccionar el conocimiento específico de los funcionarios de la ANLA sobre las operaciones del sector, especialmente frente a nuevas oportunidad del país en materia de hidrocarburos, tales como las operaciones en zonas sensibles, los hidrocarburos no convencionales y los proyectos costa afuera. Se debe incentivar que las universidades generen programas de formación permanente que estén dirigidos a los profesionales encargados de la evaluación y seguimiento de las Licencias Ambientales, así como a consultores y responsables de la gestión ambiental empresarial.

**5. Calidad de los estudios ambientales.** Se debe tener en cuenta que en ocasiones los estudios ambientales que presentan las compañías presentan debilidades que implican la solicitud de información adicional, lo que conlleva a un desgaste administrativo por cuanto requiere de una nueva evaluación de la información aportada por las compañías; por lo que se debe trabajar en modelos de control de calidad de los EIA por parte de las empresas previa a la radicación de la solicitud ante la ANLA.

**Las demoras en la gestión de la Licencia Ambiental son una situación que no solo perjudica a los inversionistas, sino que también afecta las metas proyectadas del Gobierno en materia de exploración y producción**



## Trámites y demoras

Para obtener una Licencia Ambiental el interesado deberá iniciar el proceso radicando el EIA y los demás documentos, certificaciones y recibos de pago, indicados por la Autoridad Ambiental. El primer paso es determinar si la solicitud se presentó correctamente, con los anexos necesarios, mediante un auto de incio del trámite. Con base en ello, se inicia la evaluación con el estudio de impacto ambiental y se realiza una visita al área del proyecto, obra o actividad.

El estudio de impacto ambiental -EIA, presentado por el interesado en obtener una Licencia Ambiental, se constituye en eje principal de la evaluación que hace la autoridad ambiental para definir si otorga o no, y bajo qué condiciones, la respectiva licencia. A su vez, los Planes de Manejo Ambiental incluidos en los EIA y que forman parte integral de las Licencias Ambientales de proyectos que inicien actividades después de expedida la Ley 99 de 1993 o que se exigen para los que lo hayan hecho antes, establecen de manera detallada las acciones que se van a implementar para prevenir, mitigar o compensar los impactos o efectos ambientales negativos que se causen por el desarrollo de un proyecto.

Pero dado que no solamente se evalúan los impactos sobre los recursos naturales renovables, sino también los efectos en los derechos culturales establecidos a favor las minorías étnicas éstas deben ser consultadas y con la solicitud de licencia es requerido un certificado sobre presencia o no de comunidades y territorios étnicos legalmente constituidos en el área de influencia del proyecto (Ministerio del Interior e INCODER), así como otros documentos tales como el permiso de investigación científica, copia del radicado del programa de arqueología preventiva al Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH) para casos en los que se está áreas de interes arqueológico, entre otros.

**Cuando una empresa requiere una modificación a su licencia previamente tramitada, el Decreto 2820 de 2010 indica que el proceso debería tardar 84 días calendario si no requiere información adicional y 105 días calendario si la autoridad la solicita**

Una vez se realiza la visita al área de interés, la autoridad puede pedir al proponente información adicional para emitir el concepto técnico, que permite a la autoridad otorgar o no la licencia.

Son 98 días calendario lo previsto en las normas reglamentarias vigentes para el trámite para la solicitud de una Licencia Ambiental cuando no se le pide información adicional. Se sube a 140 días calendario, cuando la autoridad ambiental solicita ésta información.

Sin embargo, actualmente las solicitudes están tardando mas tiempo del máximo previsto en las normas vigentes: en promedio el proceso de licenciamiento ambiental tarda 245 días a partir de la fecha de radicación del EIA, hasta la expedición de resolución de la licencia, si ésta no requirió de información adicional. Si se solicita información adicional (30 por ciento de las solicitudes) el proceso tarda en promedio 345 días calendario, para concluir en un promedio general de 295 días. Adicionalmente, si la empresa requiere interponer recurso de reposión, el proceso de licenciamiento ambiental supera en promedio los 370 días.

Por otro lado, cuando una empresa requiere una modificación a su licencia previamente tramitada, el Decreto 2820 de 2010 indica que el proceso debería tardar 84 días calendario si no requiere información adicional y 105 días calendario si la autoridad la solicita. Sin embargo, el tiempo que hoy tarda es de 187 días cuando no se requiere información adicional y 290 días si se llega a requerir, para concluir en un promedio general de 238 días[5]. En el caso de que la modificación requiera de recurso de reposición, el proceso supera los 290 días.

Si bien la industria considera necesarios los controles gubernamentales sobre el desarrollo de proyectos en este sector, debe recobrase la eficiencia perdida en el procedimiento para la expedición de las Licencias Ambientales. Marco Vinicio Cárdenas, gerente Ambiental de la



empresa operadora Equion, expresa la necesidad de evitar la confusión y frustración de los inversionistas causadas por las demoras innecesarias en los proyectos; esto genera altos sobrecostos, pues no solo se pierden tiempos para hacer la inversión o se genera altos costos de espera de equipos y contratistas, sino que también resalta la frustración que conlleva la imposibilidad de hacer una adecuada planeación de los proyectos, la inseguridad a la que se ven sometidos los operadores.

Las demoras en la gestión de la Licencia Ambiental es una situación que no solo perjudica a los inversionistas, sino que también afecta las metas proyectadas del Gobierno en materia de exploración y producción: la ACP encontró que más de 3.193 millones de dólares de inversión y un potencial de producción de petróleo de 65.000 BPD, dependen de que la ANLA expida resoluciones para los 103 trámites de Licencias Ambientales (corte al 20 de abril de 2012) que están pendientes de resolución. De estos 103 expedientes represados, 12 corresponden a PMA y 1 a DAA; los demás son solicitudes de licencia o de modificación de licencia.

Por otro lado, Julián Carvajal, gerente HSE de la empresa operadora Vetra Group, señala que hay trámites innecesarios y demasiadas solicitudes de información adicional para los Estudios de Impacto Ambiental. Añadió que no existe un proceso de evaluación estandarizado que permita anticiparse a la profundidad y el alcance de las solicitudes de información adicional que las autoridades están requiriendo.

Las demoras en las Licencias Ambientales han implicado un retroceso injustificado en la eficiencia lograda hasta el 2010, ya que en ese año se tramitaban en menor tiempo a pesar de ser mayor el número de expedientes en trámite en el 2011. Estas demoras también generan un impacto restrictivo del nivel de inversión anual que puede efectuar la industria de los hidrocarburos.

Para el Gobierno también es una situación preocupante, no solo por los impactos referidos en materia de las inversiones en busqueda de nuevos yacimientos, sino porque ha impactado las metas exploratorias y ha retrasado el inicio de obras y proyectos importantes en materia de producción de petróleo y gas natural, con el respectivo impacto en la renta estatal que reciben la Nación y las entidades territoriales; renta que hoy día es la mejor oportunidad que tiene el país para acelerar su desarrollo económico y social. **ACP**

1 El artículo 27 establece que "toda persona natural o jurídica, pública o privada que proyecte realizar o realice cualquier obra o actividad susceptible de producir deterioro ambiental, está obligada a declarar el peligro presumible que sea consecuencia de la obra o actividad". Este artículo fue derogado por el art. 118 de la Ley 99 de 1993. Tomado de: Garmendia, A. (2005). *Evaluación del impacto ambiental*. Madrid: Pearson-Prentice Hall. P. 13.

2 Por su parte, el artículo 28 menciona que "para la ejecución de obras, el establecimiento de obras, el establecimiento de industrias o el desarrollo de cualquier otra actividad que, por sus características, pueda producir deterioro grave a los recursos renovables o al ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje, será necesario el estudio ecológico previo y, además, obtener licencia". Este artículo hacía necesario presentar el Estudio Ecológico Ambiental (EEA). Tomado de: *Ibid*.

3 Rodríguez, G. (2011). *Las Licencias Ambientales y su proceso de reglamentación en Colombia*. Bogotá: Foro Nacional Ambiental.

4 Decreto 2820 de 2010, Presidencia de la República de Colombia, 2011. Consulta realizada el 2 de mayo de 2012 en http://web.presidencia.gov.co/decretoslinea/2010/agosto/05/dec282005082010.pdf

5 Las empresas se tardaban en promedio en el 2011 alrededor de 58 días para recolectar y radicar la información adicional solicitada por la autoridad ambiental, bien sea para pedir por primera vez una Licencia Ambiental o para modificar una que ya se ha adquirido.



**Eduardo Verano de la Rosa**
Ex Ministro de Medio Ambiente

# Licencias Ambientales y *metas nacionales* de producción

**El trámite de la Licencia Ambiental en condiciones normales puede demorar cerca de ocho meses, pero se convierte en un procedimiento que puede oscilar entre uno y tres años**

El tema de la Licencia Ambiental vuelve a colocarse en el ojo del huracán, por cuenta del represamiento de expedientes que existe en la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), el nuevo órgano escindido del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y creado para atender estos trámites, que se exigen a los grandes proyectos nacionales, dentro de los cuales se cuentan, principalmente, proyectos de hidrocarburos, minero-energéticos y de infraestructura.

Hace unos días Ecopetrol anunció que ha destinado más de 5.500 millones de dólares para realizar actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el país durante el 2012, con lo cual se proyecta la perforación de 36 nuevos pozos en el país y una meta de producción de al menos 800.000 barriles por día.

La ACP, por su parte, se queja de que existen 22 proyectos de producción que están a la espera de aprobación de la Licencia Ambiental o modificación de ella, diez de ellos radicados desde 2010 y que le aportarían cerca de 120.000 barriles diarios de petróleo, con lo cual se podría llegar a la meta mensual del millón de barriles, que se ha trazado el sector.

Para nadie es un secreto que para el cumplimiento de los cometidos de producción del sector de hidrocarburos es preciso adelantar arduas labores de exploración en el territorio nacional y en áreas marinas dentro del mar territorial.

En el cumplimiento de estos propósitos el papel que cumpla la ANLA va a ser preponderante, por cuanto a esta entidad, le compete expedir la Licencia Ambiental para la exploración y explotación de todos los proyectos del sector de hidrocarburos.

Aun cuando los cambios normativos en esta materia son excesivamente frecuentes, hay claridad que en materia de exploración petrolera y de gas, es necesario tramitar y obtener Licencia Ambiental para las siguientes actividades: exploración sísmica territorial que requiera vías de acceso; exploración sísmica marina en profundidades inferiores a 200 metros; y perforación exploratoria por fuera de campos de producción existentes.

La Licencia Ambiental, que debe ser previa al desarrollo de los proyectos, tiene en general de serios problemas estructurales y procedimentales.

El trámite de la Licencia Ambiental es un proceso administrativo, que en condiciones normales puede demorar cerca de 250 días hábiles, más de ocho meses, pero si requiere el desarrollo de una audiencia pública, una consulta previa con comunidades indígenas o negras, o presenta algún tipo de oposición de parte de la ciudadanía, se convierte en un procedimiento que puede oscilar entre uno y tres años.

Después de surtir este trámite y en la medida en que el proyecto avanza, la licencia debe ser sometida a constantes trámites de modificación,

pues así lo exige el reglamento cuandoquiera que haya ajustes en el proyecto licenciado, que implican cambios en el EIA o el PMA, o cuando se requiere el uso de un recurso natural renovable que no quedó contemplado en la licencia o en condiciones distintas a ella.

Lo más preocupante de todo es que modificar una Licencia Ambiental, así sea por un asunto menor, puede demorar tanto como obtenerla por primera vez, porque los pasos que se siguen para ello son prácticamente los mismos que para darle viabilidad al proyecto, lo cual resulta un contrasentido. Es más, hasta el proceso de consulta previa hay que repetirlo, como si se tratara de un proyecto nuevo en su totalidad.

Además de ello, a pesar de que el Ministerio de Ambiente, desde su creación, ha hecho ingentes esfuerzos por lograr estandarizar el proceso de evaluación de estudios de impacto ambiental, la valoración por parte de los funcionarios sigue siendo altamente subjetiva y discrecional.

Ahora bien, no siempre la responsabilidad en las demoras está en cabeza de la autoridad ambiental. También hay que tener en cuenta que en ocasiones la debilidad de los estudios ambientales que presentan las compañías es tal que a base de requerimientos es que la entidad logra tener la información mínima para resolver.

Los reparos frente al esquema de licenciamiento ambiental se escuchan por todas partes. Sumándose a ello, el pasado 20 de abril la Contralora General envió una función de advertencia al Ministro de Ambiente y a la Directora de la ANLA solicitando endurecer las exigencias de la Licencia Ambiental y ampliar su espectro de aplicación, argumentando deficiencias y vacíos del esquema actual y riesgos para el medio ambiente y los recursos naturales, derivados de la disminución de proyectos sujetos a ella y de no tener en cuenta como criterio para su exigencia la ubicación de la actividad, lo que, a su juicio, pone en riesgo las áreas de conservación.

**El Ministro de Ambiente manifestó que ha contratado una consultoría internacional, con el fin de revisar los procedimientos y hacer más eficientes los trámites**

En respuesta, el Ministro de Ambiente manifestó que ha contratado una consultoría internacional, con el fin de revisar los procedimientos y hacer más eficientes los trámites.

A diferencia de lo que afirma el señor Ministro, pienso que los colombianos estamos bastante capacitados en materia ambiental y tenemos habilidades suficientes para hacer el ajuste estructural que requiere este importante instrumento.

Mientras los extranjeros nos dicen cómo hacer eficiente el mecanismo, invito a la señora Directora de la ANLA a que erradique de esta nueva institución ese espíritu paternal que por años se ha venido cultivando y que pretende controlarlo todo, sometiendo a los administrados al vejamen de las autorizaciones previas, lo cual impide volcar el esfuerzo institucional hacia el seguimiento y control, y hace inocuo el ejercicio de autocontrol y autorregulación al interior de las compañías. ACP

# REGALÍAS

## Oportunidades y *desafíos* del nuevo sistema

Entre 2011 y 2020, las regalías giradas por el Estado ascenderán a 87 billones de pesos. Con el nuevo sistema establecido, el Gobierno busca superar un viejo desafío: sacar a las regiones de la pobreza.



Cuando el presidente Juan Manuel Santos anunció que presentaría una reforma al sistema de distribución de regalías, las reacciones de las entidades territoriales no se hicieron esperar. El mensaje del Primer Mandatario explicando que la intención sería cerrar las brechas sociales, fue recibido por algunos municipios como una gran oportunidad para apalancar su desarrollo local y regional, mientras que otros lo entendieron como una gran pérdida de los recursos pertenecientes a las regiones productoras.

Para el director de la Federación Colombiana de Municipios, Gilberto Toro, el Gobierno generó falsas expectativas a los municipios del país cuando afirmó que con el nuevo sistema la distribución de las regalías sería más equitativa. En su criterio, los municipios productores son los más afectados, pues se reducirán en más de 50 por ciento sus recursos por este concepto, lo que debilita dramáticamente la inversión en planes de desarrollo municipal. “Se dijo que las regalías iban a llegar a todas las municipalidades y sobre todo a aquellas que nunca habían recibido este beneficio, pero lo que terminó aprobándose no lo hace posible” afirma Toro.

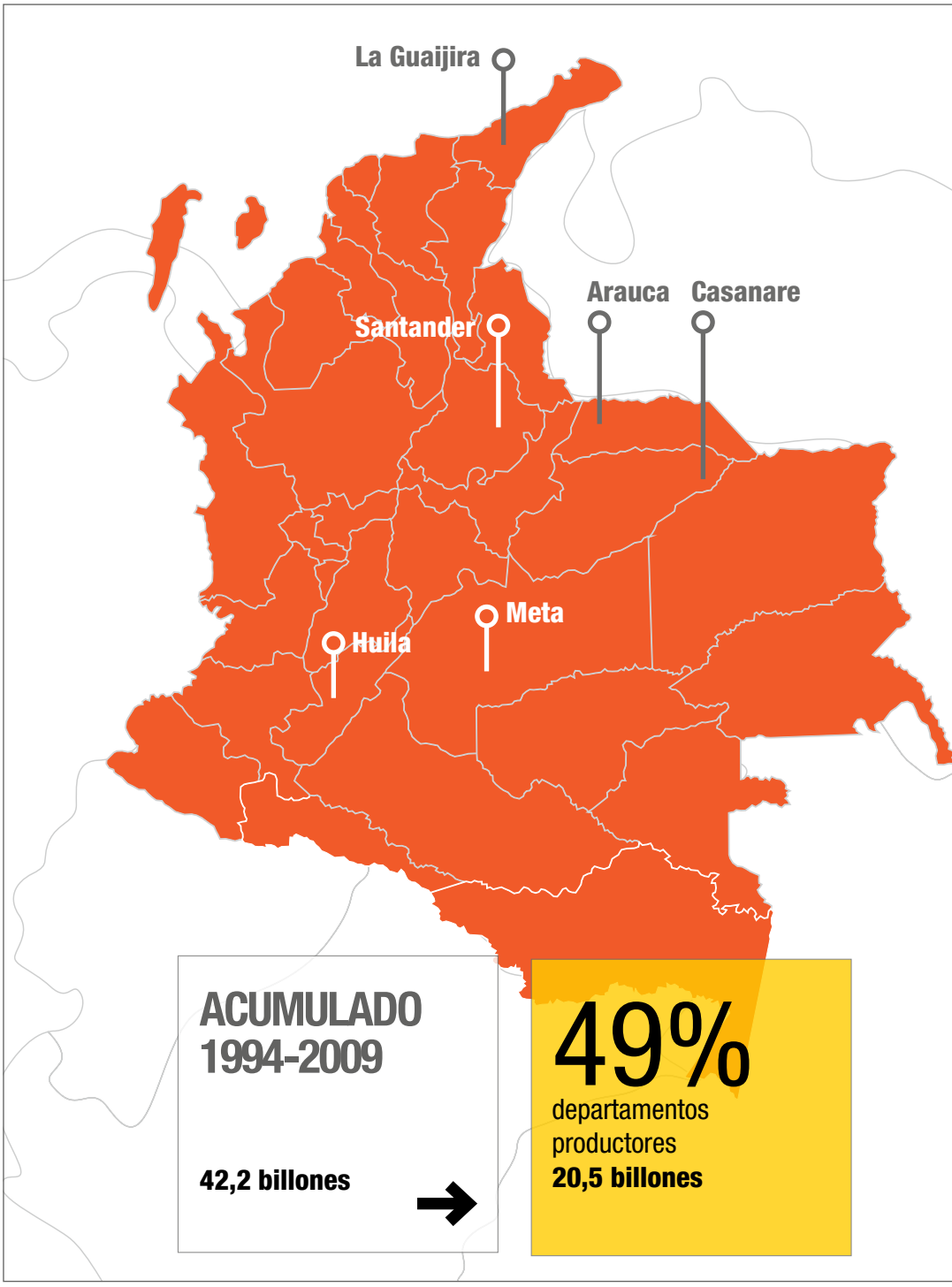
El ministro de Hacienda, Juan Carlos Echeverry, en varias ocasiones ha asegurado que “todos los municipios recibirán una parte de las regalías”. Sin embargo, la reforma al Sistema General de Regalías, sumado a la coyuntura de la llegada de nuevos gobernadores, alcaldes y concejales, desató un debate en todos los niveles gubernamentales, que será definitivo para impulsar el desarrollo local y regional, y asegurar la sostenibilidad de las operaciones petroleras en las regiones productoras.

### ¿Una distribución más equitativa?

La antigua legislación de distribución de regalías determinaba que los mayores ingresos en este rubro debían ser girados a los departamentos, representando el 49 por ciento; a los municipios productores de hidrocarburos y minerales, 23 por ciento; así como a los puertos por donde se transportan los productos, con un 7 por ciento.



Los hidrocarburos representan el mayor porcentaje de las regalías que gira el Estado. Con el actual auge en la producción y exploración de esta industria, el Gobierno confía en que estos recursos sirvan para sacar a las regiones de la pobreza.




Con este esquema, los entes territoriales recibieron 33 billones de pesos entre 1994 y 2009, lo cual significa que en la última década ocho departamentos y sus respectivos municipios, donde se concentra el 17 por ciento de la población del país, recibieron cerca del 80 por ciento del total de regalías.

Para el Gobierno, esta distribución va en contradicción con el principio constitucional que indica que los recursos naturales no renovables, y por consiguiente los beneficios que generan, le pertenecen al Estado. La actual administración sostiene que es necesario cambiar el esquema de esa distribución, dado que todos los colombianos deben favorecerse con las regalías que produce la explotación de estos recursos.

Pero esta posición gubernamental ha provocado un descontento social en los departamentos y municipios productores, argumentando que no es equitativo que en su territorio se exploten estos recursos no renovables sin que haya una justa compensación económica, ya que estas actividades acarrean algunas consecuencias sociales y ambientales.

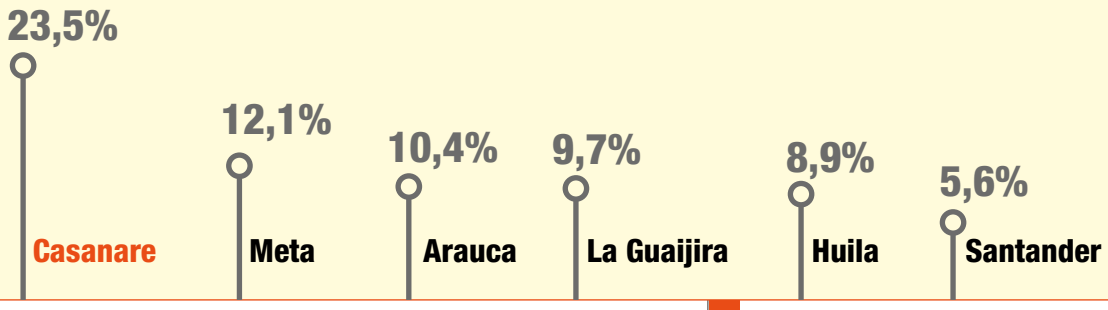
Con el cambio tan brusco en las reglas de juego para la participación en las regalías de los municipios productores, muchos alcaldes y comunidades consideran que lo mejor es que no haya explotación de este tipo de recursos en sus jurisdicciones. Antes, de alguna manera era compensado con las regalías el impacto negativo de la explotación de esos recursos no renovables en un municipio o en las zonas productoras, sobre todo en el tema social. "Ahora la percepción de las comunidades locales es que tienen que prestar sus municipios para que exploten estos recursos, con el daño ambiental y social que eso genera", explica el Director de la Federación Colombiana de Municipios.

La situación creó un clima de malestar en las regiones productoras del país, que ven con preocupación los efectos del nuevo sistema de regalías en estos municipios y departamentos. Mientras en el Congreso de la República se conciliaba el texto definitivo de esta ley, en las regiones petroleras se ha incrementado el número de manifestaciones y bloqueos en los

# REGALÍAS EN COLOMBIA

La antigua legislación de distribución de regalías determinaba que los mayores ingresos en este rubro debían ser girados a los departamentos, representando el 49 por ciento; a los municipios productores de hidrocarburos y minerales, 23 por ciento; así como a los puertos por donde se transportan los productos, con un 7 por ciento.

## LOS QUE MÁS RECIBEN REGALÍAS (ACUMULADO 1994-2009)




**23%**
municipios productores
**9,8 billones**

**21%**
Fondo Nacional de Regalías
**8,9 billones**

Fuente: DANE

campos petroleros, con la intención de ejercer presión a las compañías y llamar la atención del Gobierno ccentral sobre el desacuerdo con este nuevo sistema.

Los hidrocarburos representan el mayor porcentaje de las regalías que gira el Estado. Con el actual auge en la producción y exploración de esta industria, el Gobierno confía en que estos recursos sirvan para sacar a las regiones de la pobreza, lo cual no sucedió durante la última década con el anterior sistema de distribución de recursos.

**Algunos sectores ven imperioso rectificar los problemas de mala gestión que pueden afectar que estos recursos sean utilizados eficientemente**

Casanare, Meta, Arauca, Huila, La Guajira, Santander, Córdoba y Cesar, departamentos donde se concentraba el 80 por ciento de las regalías, son territorios donde los niveles de bienestar no son mejores que el promedio nacional, como se esperaría.

De este grupo, sólo Meta y Santander poseen Índices de Necesidades Básicas Insatisfechas (INBI) por debajo del promedio nacional, que es de 27 por ciento. En el caso de cobertura de acueducto y alcantarillado, ninguno está por encima del promedio nacional, ubicándose en 85 por ciento el primero y 73 por ciento, el segundo. Aun cuando la cobertura en salud alcanzó el 100 por ciento, las tasas de mortalidad infantil se encuentran muy por encima del total nacional (20 por ciento)[1].

Este panorama se constituye en la principal crítica al antiguo sistema de regalías, dado que no logró que esta fuente de recursos se convirtiera en un generador de riqueza y bienestar para las poblaciones directamente involucradas.

Por lo anterior, analistas afirman que en condiciones de precariedad

**"En 750 entidades regionales y municipales, funcionarios corruptos saquearon cuatro billones por concepto de regalías"[2]: Informe Procuraduría General de la Nación**



social y económica, la gobernabilidad puede verse afectada profundamente. El politólogo norteamericano Robert Putnam, en su trabajo titulado *Haciendo que la democracia funcione*, planteó que cuando las instituciones no son sensibles a las demandas de los ciudadanos y efectivas utilizando los recursos con que cuentan para satisfacer las necesidades de la población, no solamente presentan un bajo desempeño, sino que la sociedad no se ve motivada a cooperar con éstas para asegurar su funcionamiento[3].

Estos escenarios no favorecen un mejoramiento del desempeño de las instituciones gubernamentales, requisito imprescindible para generar desarrollo social y económico. Al respecto, Putnam explica: "la economía no predice el civismo, pero el civismo predice la economía, incluso mejor que la economía misma (...) Las tradiciones cívicas pueden tener poderosas consecuencias para el desarrollo económico y el bienestar social, tanto como para el desempeño institucional"[4]. Lo cual significa que mayores recursos financieros, en este caso provistos por el Gobierno Central, no son garantía de mejor desempeño institucional.

**Una de las promesas del Gobierno con el nuevo esquema es que los recursos serán mejor invertidos con mayor transparencia y probidad.**

Con el Fondo de Compensación Regional, el de Desarrollo Regional y las asignaciones directas el gobierno busca, por un lado, favorecer a los municipios con más altos niveles de INBI, y por el otro, mantener la proporción de recursos destinados a los departamentos y municipios productores.

## Proyectos con impacto regional para impulsar el desarrollo

La investigación que la Procuraduría General de la Nación divulgó en 2009, mostró que "en 750 entidades regionales y municipales, funcionarios corruptos saquearon cuatro billones por concepto de regalías"[5]. Irregularidades que causaron que entre 2005 y 2011 se suspendiera el giro de dineros hacia 694 entidades territoriales. Por esto, una de las críticas más frecuentes al antiguo sistema de regalías se refería a la utilización inadecuada de los recursos.

Hoy, cuando el país atraviesa un auge minero-energético, algunos sectores ven imperioso rectificar los problemas de mala gestión que pueden afectar que estos recursos sean utilizados eficientemente.

Para el presente año, el presupuesto asciende a 9.1 billones de pesos y para el periodo de 2012 a 2020, la Nación espera recaudar cerca de 87 billones de pesos por concepto de regalías, cuantía que representa una verdadera oportunidad para que el país dé el salto hacia el desarrollo y alcance el crecimiento que hasta hace poco era inimaginable.

Una de las promesas del Gobierno con el nuevo esquema es que los recursos serán mejor invertidos con mayor transparencia y probidad. Natalia Arias, gerente del Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo (Fonade), sostiene que "en el nuevo sistema, las determinaciones no son tomadas por una sola persona, sino por los OCAD, que son triángulos de decisión donde participan actores locales, departamentales y nacionales. Este mecanismo garantiza que los proyectos respondan a necesidades con objetivos comunes. Esto debe asegurar que los recursos sean bien utilizados, pero que además el proceso sea transparente y visible".

Los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD) son instancias colegiadas para decidir la relevancia, pertinencia e importancia de los proyectos a financiar con regalías. Estos órganos están conformados por actores gubernamentales del orden municipal, departamental y nacional. En términos prácticos significa que ningún funcionario local es autónomo en el manejo de los recursos.

Las autoridades municipales y departamentales, especialmente donde



se encuentran los recursos minero-energéticos, han manifestado que los OCAD son percibidos como un perjuicio a la autonomía local y, en consecuencia, a la descentralización, como explica el Director de la Federación Colombiana de Municipios.

Al respecto asegura: "Existe un menoscabo a la autonomía local cuando el alcalde, que es el servidor democráticamente elegido y que construye su plan de desarrollo con la participación de la ciudadanía, debe someter la voluntad manifestada por el electorado y la ciudadanía a la decisión de dos representantes externos a la dinámica municipal". Añade, además, que resulta inadecuado que los alcaldes deban someter los proyectos que requiere su comunidad a consideración de funcionarios con poco o ningún conocimiento del municipio evaluado.

El congresista liberal Simón Gaviria comentó en una entrevista publicada por El País en abril de 2012: "se está desarrollando un sistema tan engorroso, tan complejo, tan difícil, un triángulo que no tiene presencia institucional permanente y unos requerimientos de tan alta complejidad

**REGALÍAS TOTALES 2000-2020**

**133,3 billones**

¿Deben estos recursos concentrarse en pocas regiones o en todo el país?

**$46,6**
**billones**
**2000-2011**

**$86,7**
**billones**
**2012-2020**



que nuestro gran temor es que los recursos de regalías no se ejecuten".

Los factores enumerados anteriormente están provocando fuertes reacciones en las regiones productoras. Un número grande de alcaldes y otros actores sociales han protestado porque sus planes de desarrollo están estancados, porque los OCAD no se conformaron en abril, como se había anunciado.

No obstante las críticas a estas células del sistema, en la reunión de concertación sobre el Sistema General de Regalías, el 18 de abril de 2012, la Federación Colombiana de Municipios le solicitó al Gobierno "que no desaparezcan los OCAD para los municipios beneficiarios de los recursos para proyectos de impacto local provenientes del Fondo de Compensación".

## De un sistema directo a un Sistema Nacional de Regalías

Una de las particularidades del nuevo sistema es que los recursos no son destinados directamente a los departamentos, sino que primero ingresan a unos fondos y luego se distribuyen hacia todo el país.

**"En el nuevo sistema, las determinaciones no son tomadas por una sola persona, sino por los OCAD, donde participan actores locales, departamentales y nacionales. Este mecanismo garantiza que los proyectos respondan a necesidades con objetivos comunes": Gerente del Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo (Fonade)**

Estos fondos deben servir para estabilizar la volatilidad natural en los precios de las materias primas y reducir la incertidumbre en la duración de la producción de los mismos. Se propone racionalizar en época de auge para conservar unos ahorros en momentos de escasez. Además, es función de los fondos ser motor del desarrollo regional, de tal manera que los dineros sean asignados a proyectos de esa magnitud.

La reforma, entonces, creó un esquema de distribución de las regalías entre seis destinaciones diferentes:

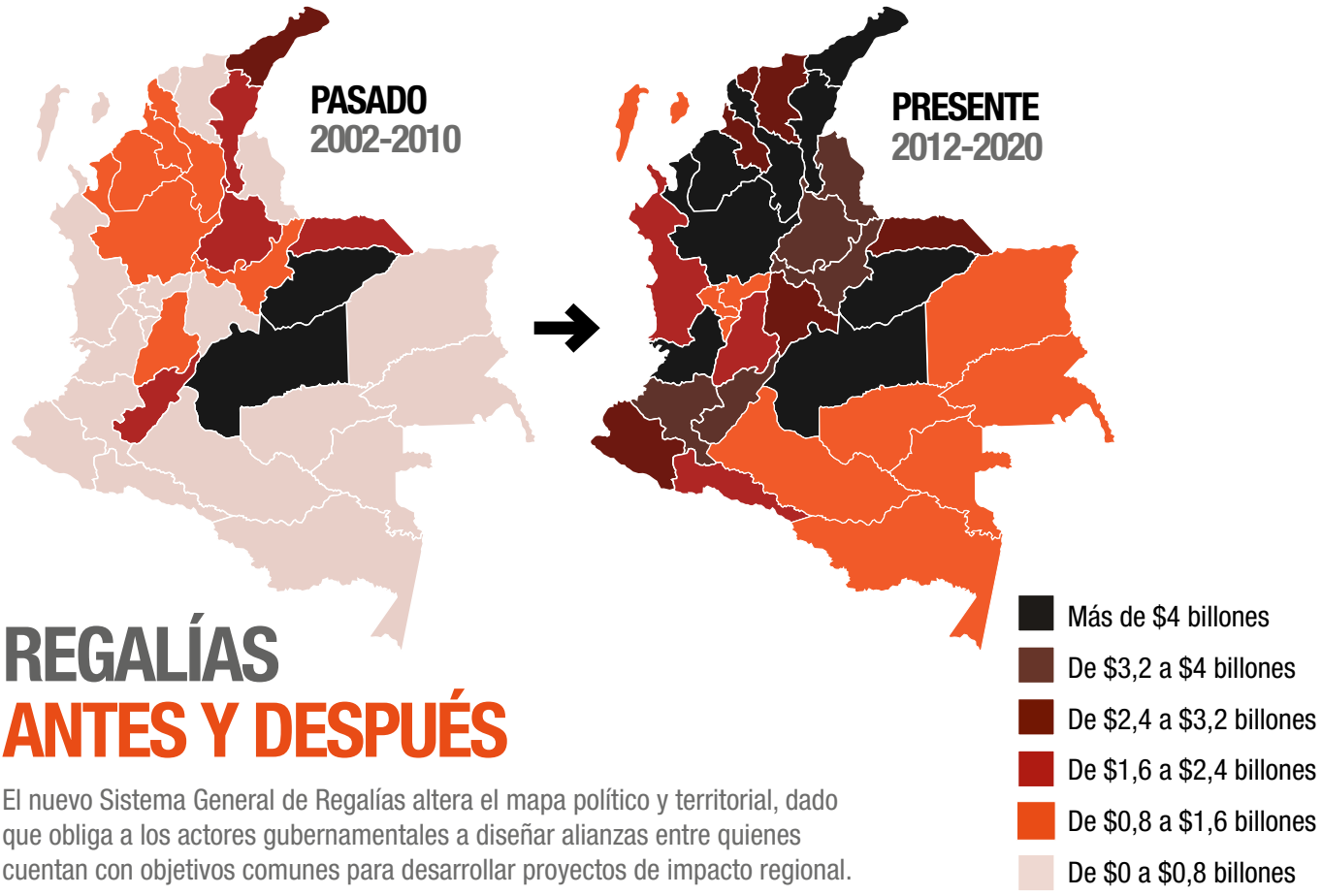
- Fondo de Ahorro Pensional y Territorial
- Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación
- Fondo de Ahorro y Estabilización
- Fondo de Compensación Regional
- Fondo de Desarrollo Regional
- Asignaciones directas a departamentos y municipios productores

En los tres primeros fondos, donde están concentrados el 50 por ciento de los recursos, se busca transferir aportes del presente hacia el futuro, para que las generaciones venideras se beneficien del auge actual.

Con el Fondo de Compensación Regional, el de Desarrollo Regional y las asignaciones directas el Gobierno busca, por un lado, favorecer a los municipios con más altos niveles de INBI, y por el otro, mantener la proporción de recursos destinados a los departamentos y municipios productores. La diferencia actual es que una parte debe ser destinada hacia ahorro y otra ejecutada mediante proyectos.

Sin embargo, el Fondo de Compensación Regional recibió una crítica por parte de la Federación de Municipios, con el argumento de que 400 municipios quedarían por fuera de la distribución de regalías destinadas a proyectos de impacto local. Luego de varias reuniones entre los representes de los municipios, el Ministerio de Hacienda y el Departamento Nacional de Planeación, lograron acordar que 343 municipios de categoría cuatro, cinco y seis, y con INBI por debajo del 35 por ciento, recibirán mínimo 300 mil millones de pesos de regalías para apoyar sus planes de desarrollo e infraestructura.

Los proyectos de impacto local, que representan 40 por ciento, deben ir a los municipios con este índice por en-




# REGALÍAS ANTES Y DESPUÉS

El nuevo Sistema General de Regalías altera el mapa político y territorial, dado que obliga a los actores gubernamentales a diseñar alianzas entre quienes cuentan con objetivos comunes para desarrollar proyectos de impacto regional.

Fuente: DANE 2011

cima de 35 por ciento, es decir 702 municipios. Son 300 mil millones de pesos al año destinados para este propósito. Solamente podrán invertir con cargo a proyecto y avalados por un OCAD.

## Viejos desafíos

Por todo lo anterior, el nuevo Sistema General de Regalías altera el mapa político y territorial, dado que obliga a los actores gubernamentales a diseñar alianzas entre quienes cuentan con objetivos comunes para desarrollar proyectos de impacto regional que se traduzcan en mayor bienestar, crecimiento, empleo y reducción de la pobreza.

Dos consecuencias positivas derivan de esta dinámica. Primero, se convierte en un objetivo común generar bienestar. Segundo, propende a mejorar las condiciones para que las empresas dedicadas a las actividades extractivas puedan desarrollar sus operaciones. Así, las demandas sociales que las comunidades presenten, estarían dirigidas hacia el Estado y sus estamentos y no hacia los actores no gubernamentales.

Los proyectos financiables con regalías deben contar con un sólido sistema de información, de tal manera que cualquier persona pueda conocer en qué estado se encuentran. Vincular a la comunidad cívica en los procesos de veeduría y fiscalización del sistema es un factor determinante para su éxito o fracaso.

Finalmente, el nuevo sistema debe demostrar que no es un complejo laberinto donde se pierden las iniciativas regionales y se traba la ejecución de los recursos. Es importante identificar y priorizar proyectos que sean de impacto regional para evitar la inadecuada utilización de los recursos, y que la plata se distribuya por todas partes sin provocar cambios positivos. En esta tarea, la industria petrolera puede jugar un papel protagónico en las zonas donde tiene presencia.

Aunque los cambios de reglas institucionales suelen provocar transformaciones en las prácticas políticas, este resultado no siempre ocurre. El proceso apenas inicia y el tiempo demostrará si el nuevo Sistema General de Regalías es capaz de cumplir con los desafíos. ACP

Los proyectos financiables con regalías deben contar con un sólido sistema de información, de tal manera que cualquier persona pueda conocer en qué estado se encuentran. Vincular a la comunidad cívica en los procesos de veeduría y fiscalización del sistema es un factor determinante para su éxito o fracaso.

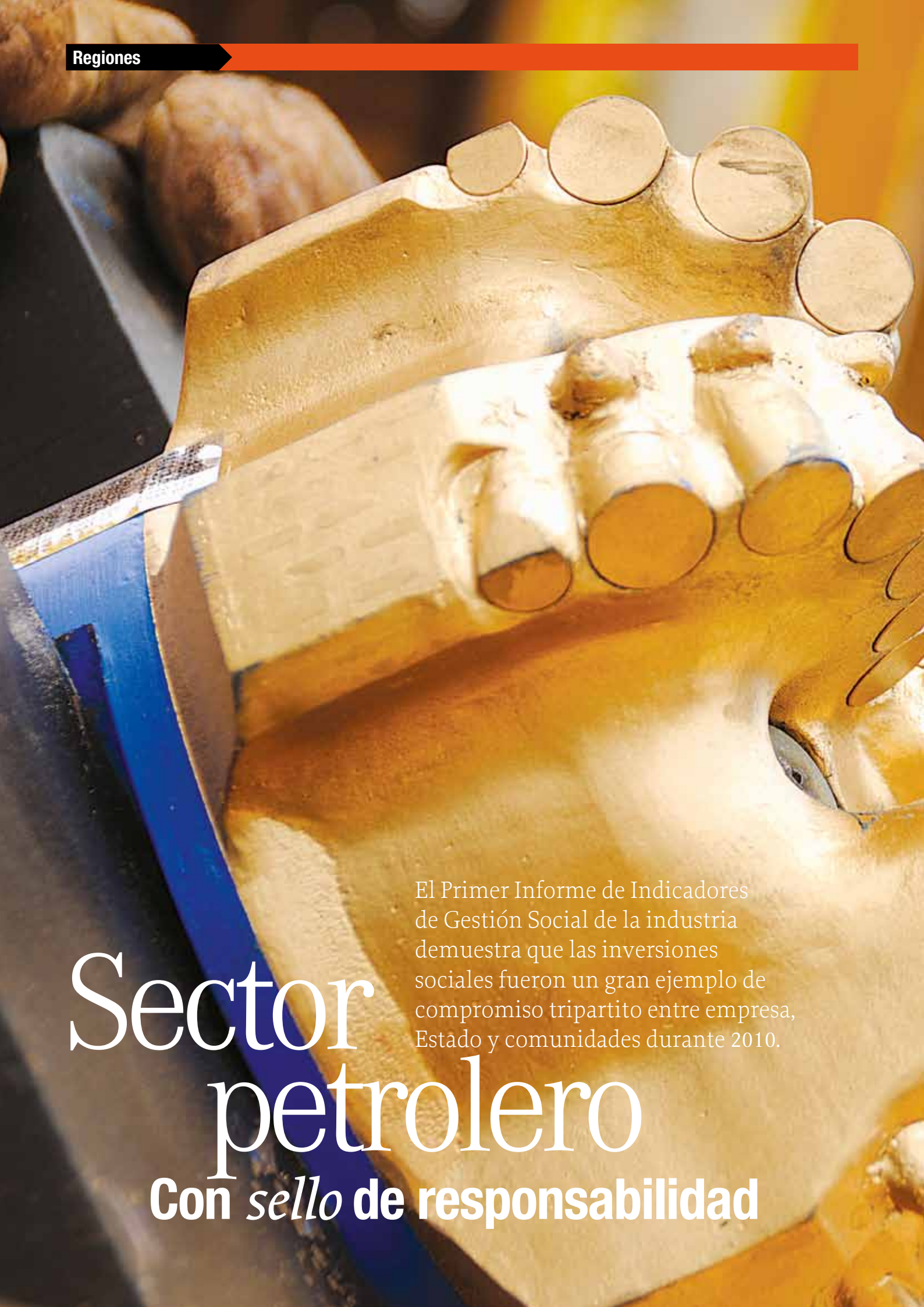
1 Ministerio de Hacienda y Crédito Público (2011). *Por el cual se constituye el Sistema General de Regalías, se modifican los artículos 360 y 361 de la Constitución Política y se dictan otras disposiciones sobre el régimen de regalías y compensaciones*. Acto legislativo 05 de 2011. Bogotá.

2 *Ibid*.

3 Putnam, Robert (1993). *Making democracy work: civic traditions in modern Italy*. Princeton, N.J.: Princeton University Press

4 *Ibid*. P 152.

5 Ministerio de Hacienda y Crédito Público (2011), *op. cit*.



El Primer Informe de Indicadores de Gestión Social de la industria demuestra que las inversiones sociales fueron un gran ejemplo de compromiso tripartito entre empresa, Estado y comunidades durante 2010.

# Sector petrolero

## Con *sello* de responsabilidad



A finales del año pasado, la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) inició la construcción de los indicadores de gestión social que muestran la gestión social de la industria petrolera en las regiones donde operó en 2010.

Es la primera vez que las compañías reunidas como gremio realizan este ejercicio determinante en la medición de su desempeño y que les permitirá reflexionar en la forma como están adelantando su gestión social de cara a las comunidades y las regiones.

## Características del estudio

El Primer Informe de Indicadores de Gestión Social abarca la recolección y análisis de la información que realizó un grupo de investigadores durante cinco meses y se basó en las acciones de gestión social que realizan las compañías. Las variables objeto de la medición fueron cinco que son comunes a todo el sector: 1) generación de empleo; 2) construcción, adecuación y mantenimiento de vías; 3) inversión social 4) socializaciones y 5) compra de bienes y servicios.

**Las cifras demuestran que el petróleo, además de ser una de las más importantes fuentes de energía que existen, es fuente de desarrollo y progreso**

La metodología aplicada para desarrollar el estudio comprendió visitas a una muestra total de 30 compañías, 27 productoras, incluida Ecopetrol, que representaban el 97.7 por ciento de la producción nacional de petróleo y el 94.05 por ciento de gas de 2010. Además, analizaron la información de tres empresas de transporte de hidrocarburos que tienen el 58 por ciento de esta actividad y se revisaron 158 expedientes de los Estudios de Impacto Ambiental en el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Los proyectos que realizan las empresas petroleras incluyen programas de becas para formación profesional y técnica; contribución a la infraestructura; granjas agrícolas autosostenibles; promoción del turismo; capacitación en actividades productivas; arte; cultura; medio ambiente; apoyo a la educación de menores y adultos; apoyo a las organizaciones locales, municipales y departamentales.

## La gestión social en cifras

Las cifras demuestran que el petróleo además de ser una de las más importantes fuentes de energía, es fuente de desarrollo y progreso para las comunidades.

## El empleo

Las compañías desde su llegada a la región realizan un acercamiento con las comunidades y autoridades para informar y vincular a la población en los proyectos, brindándoles oportunidades de empleo. Los procesos asociados a la actividad petrolera, como montaje y logística previos al inicio de las operaciones, la construcción de líneas de oleoductos y la operación misma demandan gran cantidad de mano de obra y empleo para los municipios y el país. Así, en el año 2010 la industria petrolera, según datos de 25 empresas, generó 119.991 empleos a nivel nacional.

Según el estudio, se generaron 99.953 empleos en los campos petroleros, de ellos, el 81 por ciento eran originarios de la región y el 19 por ciento restante provenían de otras partes del país. Es decir, que la industria generó empleo para 81.108 trabajadores de los departamentos donde opera.

Además, el informe asegura que de la mano de obra calificada contratada por las petroleras para la operación, el 68 por ciento era del área de influencia, y de la mano de obra no calificada, el 97% pertenecían a las regiones.

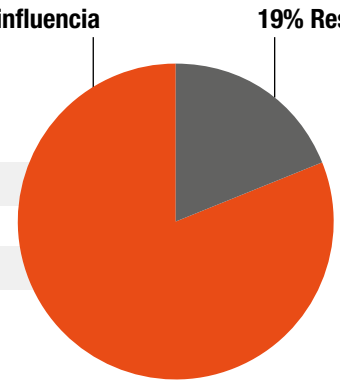
En este sentido, y de acuerdo con los resultados es evidente que la industria está impactando positivamente en reducir los índices de desempleo de los departamentos, dando prelación a las personas que pertenecen a la zona de influencia del proyecto. Pero el reto es mayor, y en ocasiones la contratación de personal local es un propósito difícil de cumplir y medir, debido a que muchas personas llegan de otras partes en busca de trabajo y se presentan como residentes en la región. Los contratistas, las autoridades, las comunidades y las Juntas de Acción Comunal deben trabajar conjuntamente en la efectividad de esos procesos de selección.

Así mismo, se demostró que los programas salariales y de beneficios para los empleados y contratistas, dinamizan el mercado laboral y la economía de las regiones. En las zonas de influencia, las compañías propenden por una justa remuneración de sus colaboradores por el importante trabajo que realizan y que hace parte de la dinámica operacional. Según la muestra de empresas analizadas, durante 2010 las operadoras reconocieron por concepto de salarios y prestaciones sociales más de 72 mil millones de pesos.

**La inversión social en 2010, provista por el Estado, empresas y otras organizaciones, incluyendo la comunidad, fue de 577 mil millones de pesos**

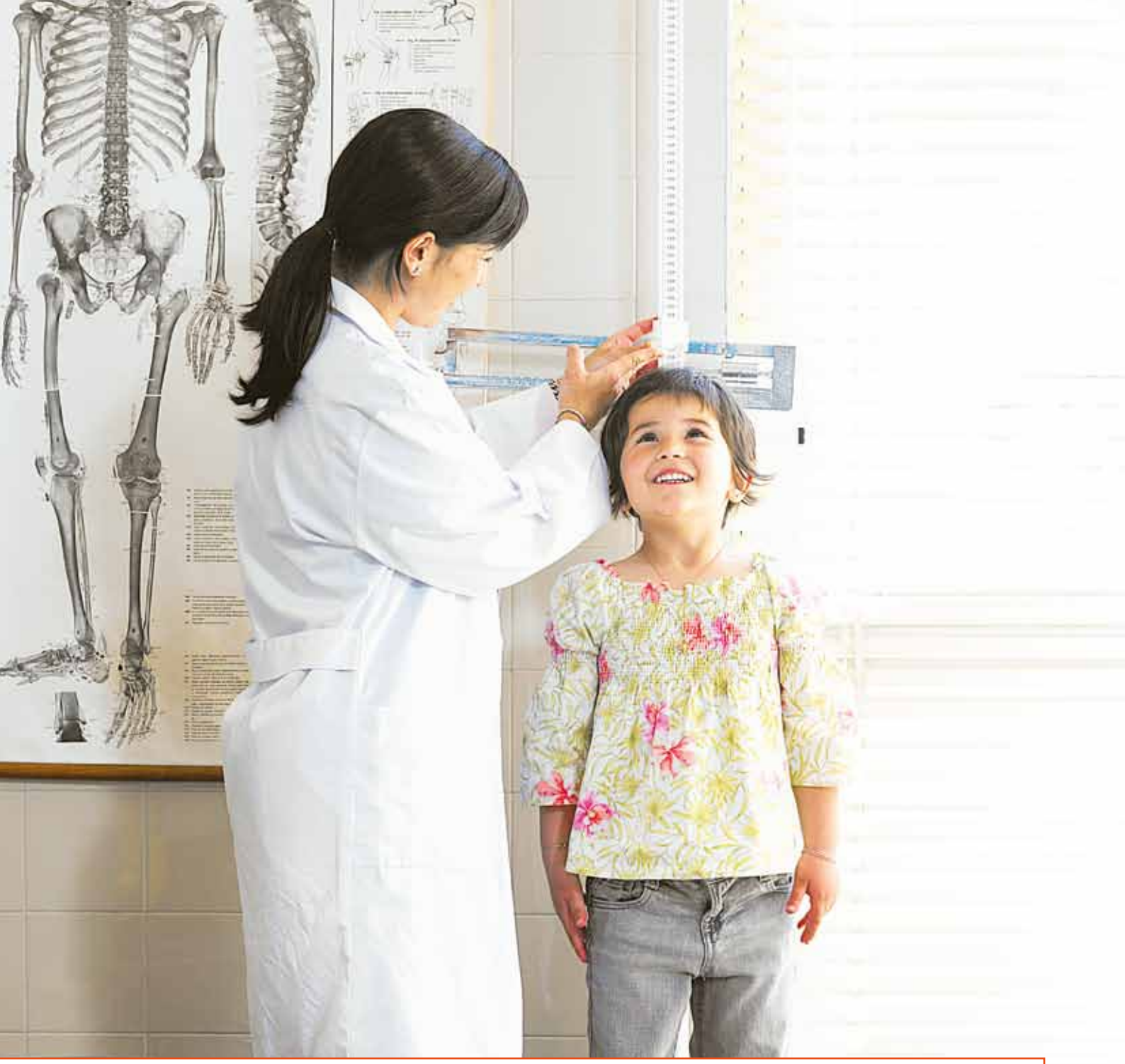
## EMPLEADOS EN CAMPO

| | Número | Porcentaje |
|---|---|---|
| Área de influencia | 81.108 | 81% |
| Resto del País | 18.845 | 19% |
| **Total** | **99.953** | **100%** |

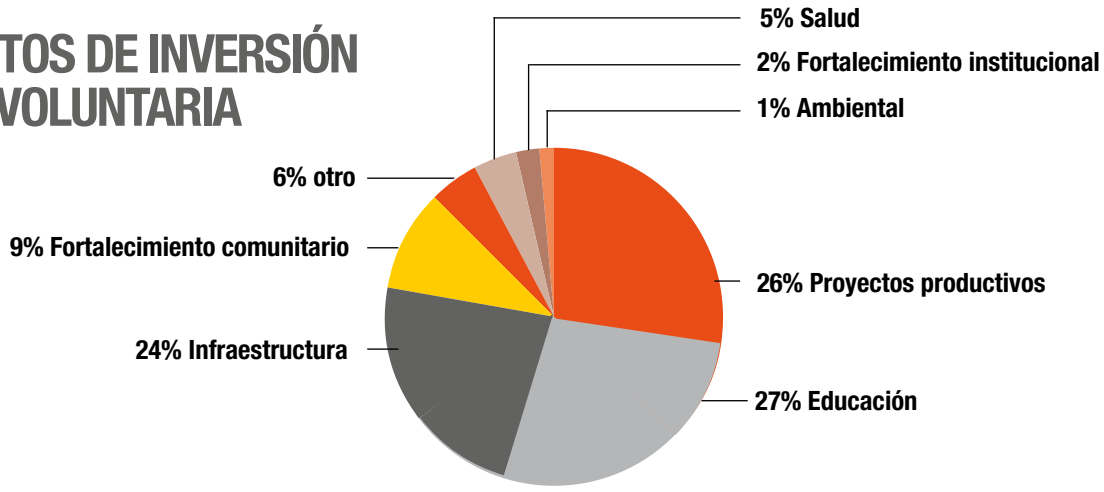



**De la mano de obra calificada contratada por las petroleras para la operación, el 68% era del área de influencia, y de la mano de obra no calificada, el 97% pertenecían a las regiones**

Fuente: ACP



## PROYECTOS DE INVERSIÓN SOCIAL VOLUNTARIA




Fuente: ACP

# Hacia el futuro y el progreso de las regiones

**Este primer ejercicio de medición** que la ACP realizó se basó en el desempeño responsable de la industria; sin embargo, para el futuro, en las mediciones de la industria es apuntarle a indicadores de procesos y de impacto.

Así como el Gobierno se ha fijado la meta de producir 1,5 millones de barriles de crudo por día en 2020, en este sentido, y de manera tripartita, el Estado, las comunidades y la industria deben continuar la ejecución y mejoramiento de su gestión social.

Deberán entonces las compañías centrarse no sólo en aplicar las últimas tecnologías en el proceso productivo, sino en ser protagonistas del desarrollo social del país, empleando las mejores prácticas en materia de gestión social y participación ciudadana.

Según Luis Fernando De Angulo, consultor y director académico del Instituto de Hidrocarburos, Minería y Energía de la Universidad Sergio Arboleda, la industria debe ir hacia la autorregulación y asegura que “es importante que las empresas definan el ámbito preciso de su responsabilidad y que haya una comprensión alineada. Que distintos sectores de la sociedad, gobierno local, comunidades, compañías y trabajadores perciban cuál es la contribución colectiva a la sostenibilidad del entorno y de las mismas entidades privadas”.

La autorregulación según De Angulo está dirigida a la protección de la reputación del sector y de su legitimidad ante las sociedades en su entorno, a través de desempeños verificables y relevantes para los grupos de interés. Afirma también que se deben capitalizar las buenas prácticas existentes, ser una industria preventiva y proactiva ante la nueva regulación, buscar el mejoramiento continuo de su desempeño y, finalmente, enfocar a las audiencias en las verdaderas responsabilidades de las firmas petroleras.

Además, la rápida expansión del negocio está posibilitando que en el sector se den mejores condiciones laborales y sociales, y será a través de los indicadores, verificados y publicados que se logre generar la confianza y la credibilidad que se requiere ante las comunidades.





## Visión social

El desarrollo de esta industria se ha dado en todos los aspectos; la inversión social ha evolucionado del asistencialismo y las exigencias de la ley, a proyectos sostenibles e inversiones voluntarias que van más allá de las actividades propias del petróleo y que buscan mejorar la calidad de vida de las comunidades, que haya una adecuada utilización de los recursos económicos y naturales y por supuesto que haya sostenibilidad de las operaciones.

Los resultados fueron muy positivos en los programas de inversión social voluntarios consistentes en obras de infraestructura básica para educación y salud, el desarrollo de actividades económicas propias de las zonas petroleras con proyectos productivos y el facultamiento de las comunidades para el fortalecimiento institucional y comunitario.

En estas líneas de inversión se evidenció el compromiso tripartito entre Estado, empresa y comunidades. El monto total destinado fue superior a los $577 mil millones, de los cuales, más de $233 mil millones fueron invertidos por la industria petrolera, de estos últimos, el 60 por ciento fue proporcionado por las empresas a través de proyectos y programas de gran impacto mediante su gestión de inversión voluntaria (142 mil millones de pesos).

El estudio puntualizó que las inversiones en educación y en proyectos productivos fueron las más significativas con un 27 y 26 por ciento respectivamente, atendiendo las necesidades e iniciativas de las zonas de operación.

Por su parte, el desarrollo de los proyectos de hidrocarburos hace necesario abrir espacios de participación y diálogo con las comunidades, enfocadas a lograr la confianza mutua y la sostenibilidad del entorno.

De conformidad con la información suministrada por 23 compañías, en socializaciones de proyectos y actividades, se efectuaron en el año 3.426 reuniones en las zonas de influencia y 684 con autoridades municipales y departamentales.



Las compras de bienes y servicios a proveedores superaron los 16 billones de pesos en todo el país, de los cuales 13.4 billones corresponden a compras locales y regionales en zonas de influencia

**Más de $230 mil millones fueron invertidos por la industria petrolera en proyectos sociales; de estos, el 60 por ciento fue proporcionado de manera voluntaria**

## Infraestructura vial

Gran cantidad de exigencias se presentan por parte de las comunidades con relación al impacto que la industria causa a la infraestructura vial en las regiones de operación. Las empresas están asumiendo adecuadamente la responsabilidad en las afectaciones de las carreteras utilizadas y atendieron en algunas ocasiones la escasa presencia de los corredores viales requeridos para el transporte de sus equipos y productos.

El estudio definió un indicador de medición: en 2010 la industria destinó $187 mil millones correspondientes a construcción, adecuación y mantenimiento de las vías que utilizan para sus operaciones.

Los departamentos con mayor inversión en vías por parte de la industria fueron Meta y Casanare con 76 y 19 por ciento respectivamente. Esto debido a que en el Meta se ha incrementado el desarrollo de actividades de exploración y producción que lo ubican a la cabeza de los departamentos productores del país.

## Industria impulsa proveedores locales

Finalmente, el estudio demuestra que el desarrollo de la industria, ha estimulado el desarrollo de los proveedores colombianos. Empresas locales y nacionales de diversas actividades económicas han logrado un crecimiento significativo, mejorar su infraestructura, la calidad en los productos y servicios y generar mayor empleo.

Las compras de bienes y servicios a proveedores superaron los 16 billones de pesos en todo el país, de los cuales 13.4 billones corresponden a compras locales y regionales en zonas de influencia.

Este primer paso en las mediciones de la industria, será un propósito anual para mejorar y contar con metas cada vez más exigentes. Además de poder identificar las fortalezas que se deben compartir con la sociedad y las oportunidades de crecimiento. ACP


Leica



# Sísmica

## El *verdadero* impacto de la sísmica sobre los recursos hídricos

### ¿Qué es la exploración sísmica?

Exploración sísmica es "un método geofísico que mediante ondas sonoras realiza una radiografía del subsuelo"[1]. Así lo explica la Guía Básica Ambiental para Programas de Exploración Sísmica Terrestre, expedida por el Ministerio del Medio Ambiente en 1997. Los resultados de este estudio permiten a los expertos determinar dónde hay mayor probabilidad de encontrar hidrocarburos, para posteriormente realizar la perforación de pozos exploratorios.

### ¿Cómo se hace la exploración sísmica?

La primera etapa es la construcción de trochas lineales en el terreno, por donde se instalarán las diferentes cargas explosivas para el desarrollo de la exploración. Estas cargas se instalan a profundidades de entre 5 y 15 metros, con un máximo de hasta 10 cm. de diámetro por cada orificio perforado.

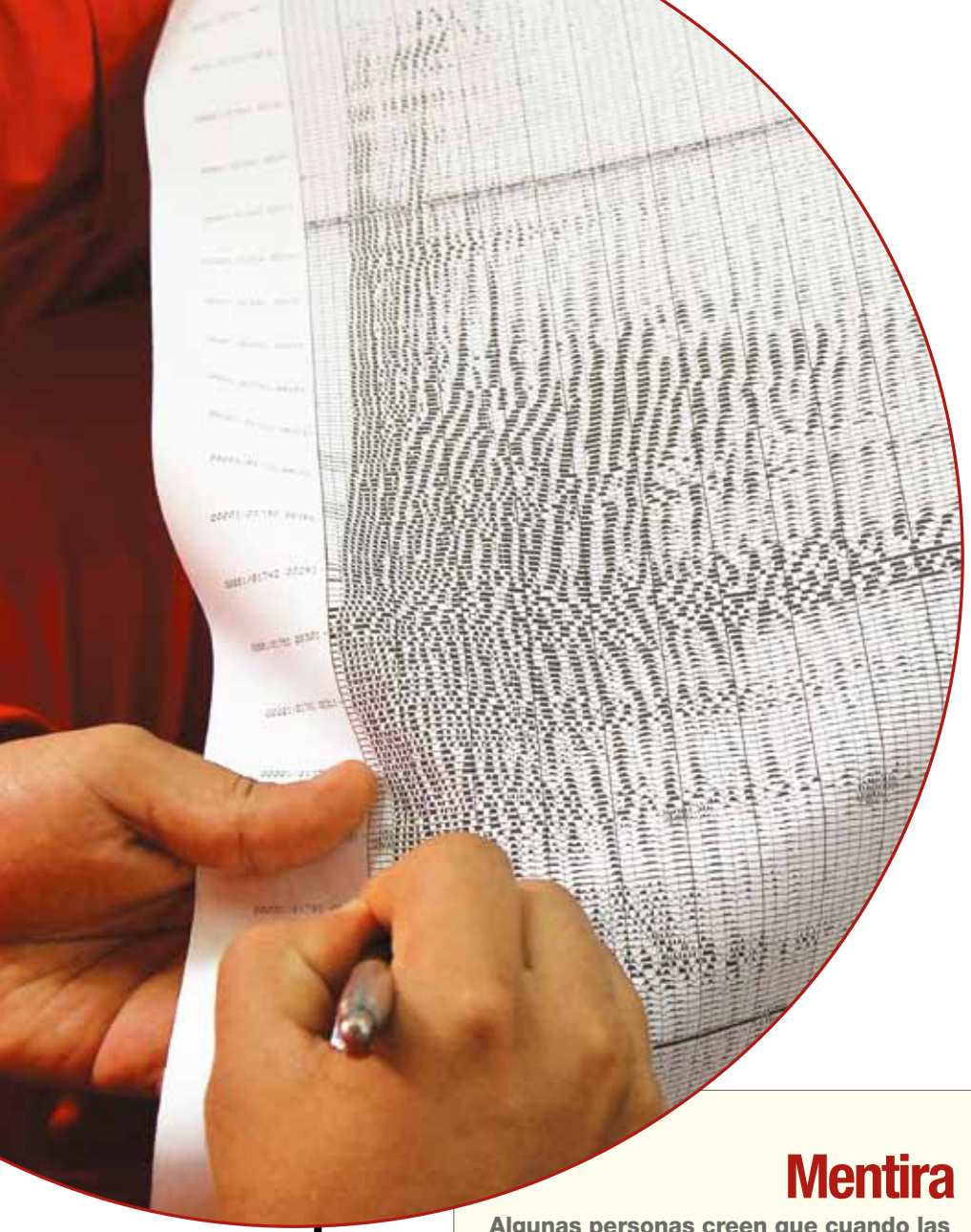
La exploración sísmica se realiza a partir de una serie de detonaciones controladas con Sismigel, explosivo de tipo sísmico para este tipo de actividades. A lo largo de

los programas especializados que utilizan los geólogos. Esta actividad funciona bajo el mismo principio de un SONAR[2].

Existen 2 clases de sísmica. La primera es la sísmica 2D, que es lineal (Km) y, dependiendo de los trazos rectos que hace, permite obtener un perfil lateral del subsuelo. Este procedimiento semejante a las tomografías.

La segunda es la sísmica 3D, que ofrece una visualización más completa de las características del subsuelo. Al ofrecer mayor detalle de la información, permite tomar decisiones con mayor certeza. En la sísmica 3D se utiliza los trazados lineales para construir una cuadrícula sobre el área de estudio.

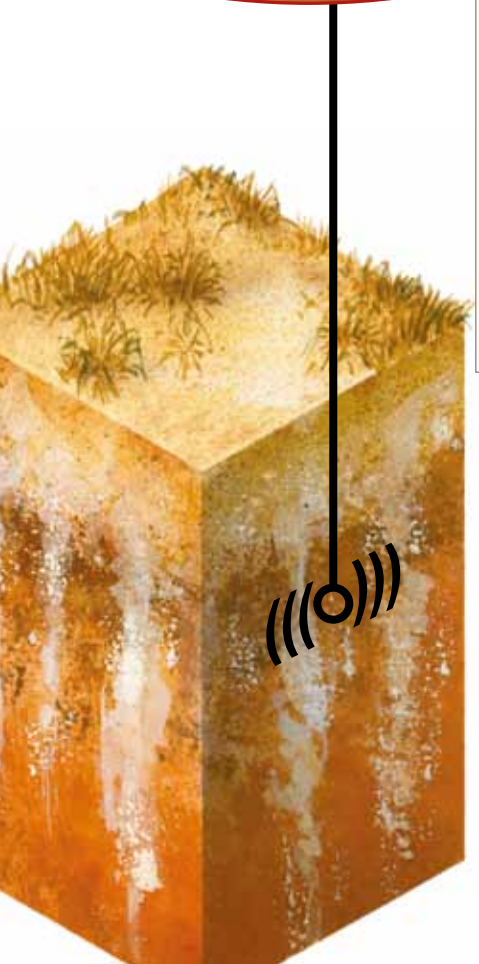
La exploración sísmica es una etapa fundamental para las empresas petroleras, puesto que permite tomar decisiones orientadas a encontrar yacimientos de hidrocarburos.



## Mentira

**Algunas personas creen que cuando las empresas** petroleras ejecutan las actividades sísmicas, los manantiales, ríos y aguas subterráneas, entre otros, comienzan a secarse.

Aunque la verdad científica indique todo lo contrario, una de las principales causas que alimentan el mito que se está impulsando es la falta de información sobre los verdaderos impactos de esta actividad.



**La exploración sísmica es “un método geofísico que mediante ondas sonoras realiza una radiografía del subsuelo”. Es como una “fotografía” del subsuelo**

trochas se coloca el sismigel para que produzca las ondas sonoras necesarias para propagarse por las diferentes capas del subsuelo.

Las detonaciones controladas producen ondas que, al propagarse y rebotar contra las diferentes capas del subsuelo, son percibidas por equipos especializados llamados geófonos, los cuales transforman la energía de las ondas en pulsos eléctricos que se transmiten a un procesador central y quedan reflejados en



### Precauciones que toman las empresas petroleras en la sísmica

Con el fin de determinar la distancia adecuada para realizar esta actividad, la Guía del Ministerio de Medio Ambiente estipula que "la medida mínima a la ribera del cuerpo de agua a la cual puede detonarse una carga explosivo será de 30 metros. Aún a esta distancia se tratará de utilizar la carga mínima recomendable. En caso de ser necesario detonar cargas a una distancia menor, el dueño del proyecto deberá sustentar técnicamente la no afectación del recurso hídrico"[3].

Carlos Molano, profesor del área de Ingeniería Ambiental de la Universidad de los Andes, experto en aguas subterráneas, explica que, "debido al uso de ciertos instrumentos especializados para la exploración sísmica, algunas personas creen que estos producen efectos negativos en las corrientes hídricas y afectan profundamente los acuíferos". Pero, ¿qué tan cierta es la afectación negativa de los recursos hídricos por culpa de la exploración sísmica?

El profesor Molano añade que "la actividad sísmica, cuando se realiza siguiendo los protocolos internacionales y ratificados en la normatividad nacional, no afecta los recursos hídricos".

En 1996 y 1997, el Ministerio del Medio Ambiente y la Universidad de los Andes desarrollaron varios estudios prácticos y teóricos para determinar el punto óptimo de la detonación con el fin de captar las ondas sin provocar rupturas en el suelo y el subsuelo.

Para explicar en qué consiste la importancia del punto medio de la detonación, Molano hace la siguiente analogía: "si uno pone de manera delicada una piedra sobre el agua, no produce ninguna onda. Pero si tira la piedra muy duro, produce

**La exploración sísmica es una etapa fundamental para las empresas petroleras, puesto que permite tomar decisiones orientadas a encontrar yacimientos de hidrocarburos**



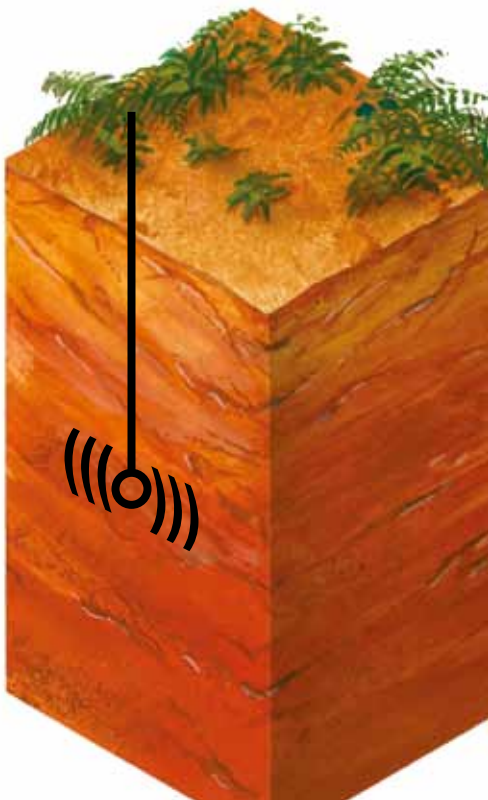
## Palabras clave

**Acuífero:** Formación geológica capaz de almacenar y transmitir agua susceptible de ser explotada, almacenando agua en los poros y circulando con facilidad por ellos.

**Geófono:** Instrumento encargado de convertir el movimiento del suelo en una señal eléctrica.

**Sismógrafo:** Instrumento que mide el nivel de los temblores provocados en la exploración sísmica.

**Sismigel:** Es un explosivo denso tipo sísmico, fácilmente sumergible en agua. Su manejo es muy seguro debido a su baja sensibilidad al roce y al impacto. No contiene nitroglicerina por lo cual no produce dolor de cabeza durante su manipulación, almacenamiento y empleo



**La sísmica 3D ofrece una visualización más completa de las características del subsuelo.**



**En los casos en que la actividad sísmica deba realizarse en una zona de manantiales a una distancia menor de lo que estipula la guía, los geólogos suelen hacer un monitoreo mediante el método de pozos de inspección**

una cantidad de ondas que tampoco sirve. De manera que la piedra se debe lanzar en término medio".

La conclusión de los estudios, por lo tanto, le permitieron al Ministerio de Medio Ambiente establecer márgenes de seguridad que protejan cualquier tipo de impacto que esta actividad pueda causar a otros recursos.

## La actividad sísmica no disminuye los manantiales

Colombia cuenta con gran variedad de manantiales, por lo que existe preocupación de que la actividad sísmica esté secándolos. Sin embargo, el profesor Molano afirma que "los estudios sísmicos no disminuyen los caudales, al contrario los aumentan, ya que en algunas ocasiones estos crecen en tamaño".

"La única situación en que los estudios sísmicos pueden afectar los acuíferos, es cuando no se cumplen los parámetros que estipula la Guía del Ministerio del Medio Ambiente. Los geofísicos son los encargados de que la exploración se realice según las recomendaciones del Ministerio. En caso de que no se cumpla con los parámetros, se corre el riesgo de generar impactos no deseables para la operación", sostienen el profesor Molano.

Para entender los efectos de la perforación sobre los acuíferos, el profesor Molano plantea este ejemplo: "Si a una tabla de madera se le echa agua, el líquido se mantiene. Pero si la tabla se perfora, el agua se pasa por el orificio. Lo mismo sucede con los acuíferos, que operan como la tabla, y la actividad sísmica como la perforación de la madera. Dado que este cuerpo de agua no es libre, la forma para mitigar el impacto es sencilla: basta con restaurar los cortes que se producen y compactar la perforación para restaurar esa parte de los acuíferos".

En los casos en que la actividad sísmica deba realizarse en una zona de manantiales a una distancia menor de lo que estipula la guía, los geólogos suelen hacer un monitoreo mediante el método de pozos de inspección (similares a los pozos de agua subterránea, pero que permiten verificar cambios en los niveles del agua), de tal manera que no se vea afectado ni el terreno, ni el recurso hídrico.

Para garantizar la confianza de la comunidad acerca de que la actividad sísmica no destruye los recursos hídricos, las empresas petroleras suelen realizar inventarios de los niveles del agua, el estado de los pozos, los manantiales, las edificaciones, los suelos inestables, entre otros. Estos inventarios se realizan antes de la exploración y se corroboran tiempo después de concluida la actividad sísmica.

## La nueva guía ambiental

Los impactos ambientales negativos, muchas veces utilizados como argumento para descalificar la exploración sísmica, se podrían evitar cumpliendo a cabalidad la Guía del Ministerio de Medio Ambiente.

Actualmente, la Guía Básica Ambiental para Programas de Exploración Sísmica Terrestre se está actualizando con el fin de agregar nuevos parámetros para los diferentes tipos de suelo, vegetación o manantiales, entre otros.

Con esta actualización, se busca contar con más variables de control. "La expedición de la Guía actualizada va a requerir una socialización continua hacia la comunidad, para que ésta tenga acceso a este seguimiento", dice el profesor Molano.

Teniendo en cuenta estos factores, la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), empezó a desarrollar una nueva guía que complementa la de 1997. En ésta se introducen diferentes investigaciones realizadas hasta el momento.

La socialización de la Guía actualizada servirá para despejar el mito de que la actividad sísmica destruye los recursos hídricos. **ACP**

1 Ministerio del Medio Ambiente (1997). "Guía Básica Ambiental para Programas de Exploración Sísmica Terrestre", Ministerio del Medio Ambiente, Bogotá, Pág. 5.1

2 SONAR: Sound Navigation And Ranging.

3 Ministerio de Medio Ambiente., op.

## La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) lidera campaña "Dale a tu motor aceite lubricante 100% original"

El propósito de la campaña impulsada por la ACP es dar a conocer el ilícito de la falsificación de aceites lubricantes, que oscila entre el 15 y 20 por ciento del total del mercado y generar alerta del delito entre el consumidor para que tome medidas preventivas, evite el uso de producto adulterado y denuncie a las autoridades cualquier hecho delictivo de producción, venta o distribución del aceite.

La campaña "Dale a tu motor aceite lubricante 100% original", cuenta con el respaldo de la Policía Nacional, ente que trabaja en la persecución de los delincuentes que cometen este ilícito.

Entre julio de 2011 y abril de 2012 se han desarrollado acciones de *trade marketing*, aplicaciones digitales para la página web y redes sociales, pauta en medios de comunicación, *free press*, relacionamiento con líderes de opinión y relacionamiento institucional, todos estos enfocados a cumplir con el propósito de la campaña.

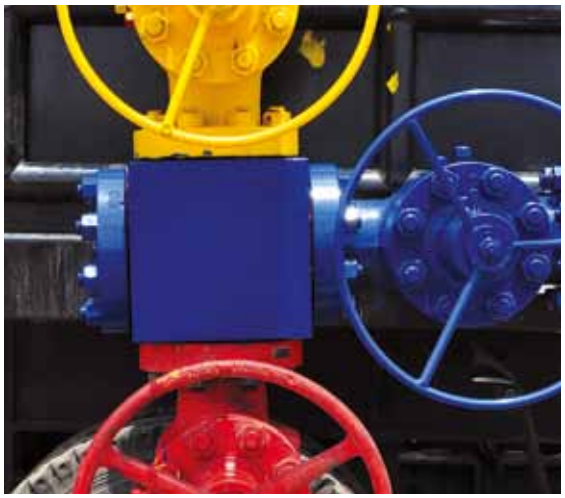



## Talleres ACP

En los próximos meses la ACP será participe de tres importantes talleres. El primero realizado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para los integrantes del comité económico de la ACP, que tendrá como objetivo informar sobre las reglas y decisiones que tiene en cuenta esta entidad en temas de importación y exportación de gas natural y comercialización del gas en Colombia.

En el segundo, el Banco de la República realizará una charla a los integrantes del comité económico y tributario de la ACP sobre el régimen cambiario especial que aplica para el sector de hidrocarburos.

El tercero, será un taller realizado en conjunto con ANALDEX, el Comité de Comercio Exterior y Tributario de la ACP, Ministerio de Comercio y la DIAN para hablar sobre la entrada en vigencia del TLC con Estados Unidos y los retos que tendrá Colombia.

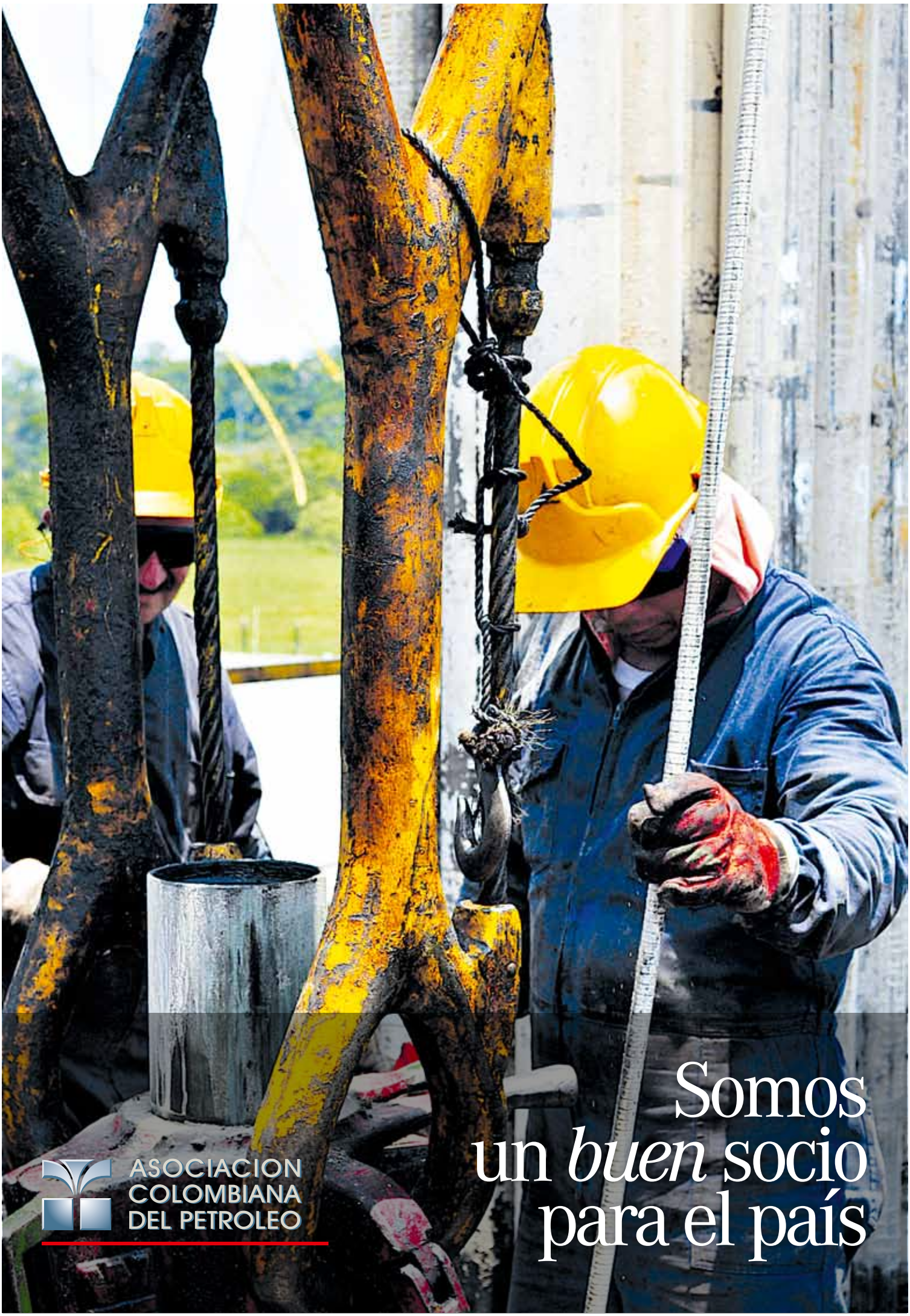




## La ACP hará parte del comité de expertos, creado por la ley, para analizar la implementación de la regla fiscal

El señor ministro de Hacienda y Crédito Público, Juan Carlos Echeverry, ha hecho expresa la invitación a la ACP para formar parte del comité de expertos, creado por la ley, para realizar la implementación de la regla fiscal, mecanismo que permitirá al país generar ahorros por los ingresos extraordinarios de la locomotora minero-petrolera.

Esta invitación confirma una vez más la credibilidad y buena reputación de la Asociación Colombia del Petróleo en el análisis del sector petrolero.


ASOCIACION
COLOMBIANA
DEL PETROLEO
Somos
un *buen* socio
para el país