Edición N° 04. Marzo-mayo de 2013

ACP hidrocarburos

Una publicación de la Asociación Colombiana del Petróleo



"El incremento del *state take* a través de impuestos, nos haría menos competitivos"

Entrevista con el presidente de la República Juan Manuel Santos

¿DE PAÍS CON PETRÓLEO, A PAÍS PETROLERO?

Un millón de barriles diarios promedio mensual en enero de 2013

Revista ACP Hidrocarburos
Edición N° 04. Marzo - mayo de 2013

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
Mariano Ferrari-REPSOL EXPLORACIÓN COLOMBIA
Steve Conner-CHEVRON PETROLEUM COMPANY
Germán Espinosa-CEPCOLSA
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
Marcela Vaca
Ismael Arenas
Juan Carlos Ucrós
José Vicente Zapata
Luis Augusto Yepes
Jaime Frysz
Luis Fernando de Angulo
Miguel Ángel Herrera
Miguel Ángel Santiago
Ana María Sarabia
María Juliana Ramírez
Claudia Ascencio
Mariana Jiménez
Carlos Rodríguez
Alexandra Hernández
Mauricio Zuluaga

Asesor editorial
Jaime Frysz

Redacción
Asociación Colombiana del Petróleo
Burson-Marsteller Colombia

Fotografía
Fernando Valderrama
Archivo Ecopetrol
Archivo ExxonMobil
Shutterstock
Presidencia de la República
Archivo Prensa
Senado de la República-Ángel Vargas
Archivo Revista Semana-Daniel Reina
Foto portada:
Cortesía Andrés Piscov - SIG,
Pasto - 30 de junio de 2012.

Corrección de estilo
Viviana Zuluaga

Diseño y producción gráfica
Vega y Jaramillo Comunicaciones

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

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

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

"De gran utilidad para su público lector por su gran calidad y excelente contenido"

EN NOMBRE DEL GOBIERNO DEPARTAMENTAL, Antioquia la más educada, le agradezco la deferencia de contarme entre los destinatarios de la edición de diciembre de 2012 – febrero 2013 de la revista ACP Hidrocarburos, por cuya publicación le expreso mis sinceras felicitaciones.

Le reitero mi aprecio y gratitud por compartirme este interesante medio especializado, que será de gran utilidad para su público lector por su gran calidad y excelente contenido.



SERGIO FAJARDO,
Gobernador de Antioquia

Desde la Dirección General de la Policía Nacional

(...) ME COMPLACE PRESENTAR UN CORDIAL SALUDO de agradecimiento al hacer llegar a mi despacho la tercera edición de la revista ACP Hidrocarburos, publicación que sin lugar a dudas nos permite conocer las proyecciones que el Estado tiene con los recaudos que generará el sector petrolero en el año 2013.

Aprovecho la oportunidad para reiterarle mi disposición de servicio desde esta Dirección, donde estaré presto a colaborar y contribuir con la búsqueda de estrategias, que permitan mantener la seguridad y convivencia de nuestro país.

GENERAL JOSÉ ROBERTO LEÓN,
Director General de la Policía Nacional de Colombia

"Importante en futuras ediciones informar sobre las dinámicas específicas de desarrollo"

ACUSO RECIBIDO de la tercera edición de tan importante publicación y agradezco la atención considerando la importancia de nuestra ciudad Barrancabermeja en la industria petrolera.

Sería muy importante en futuras ediciones informar sobre las dinámicas específicas de desarrollo que se gesta desde lo local con visión de desarrollo para el país y el mundo.

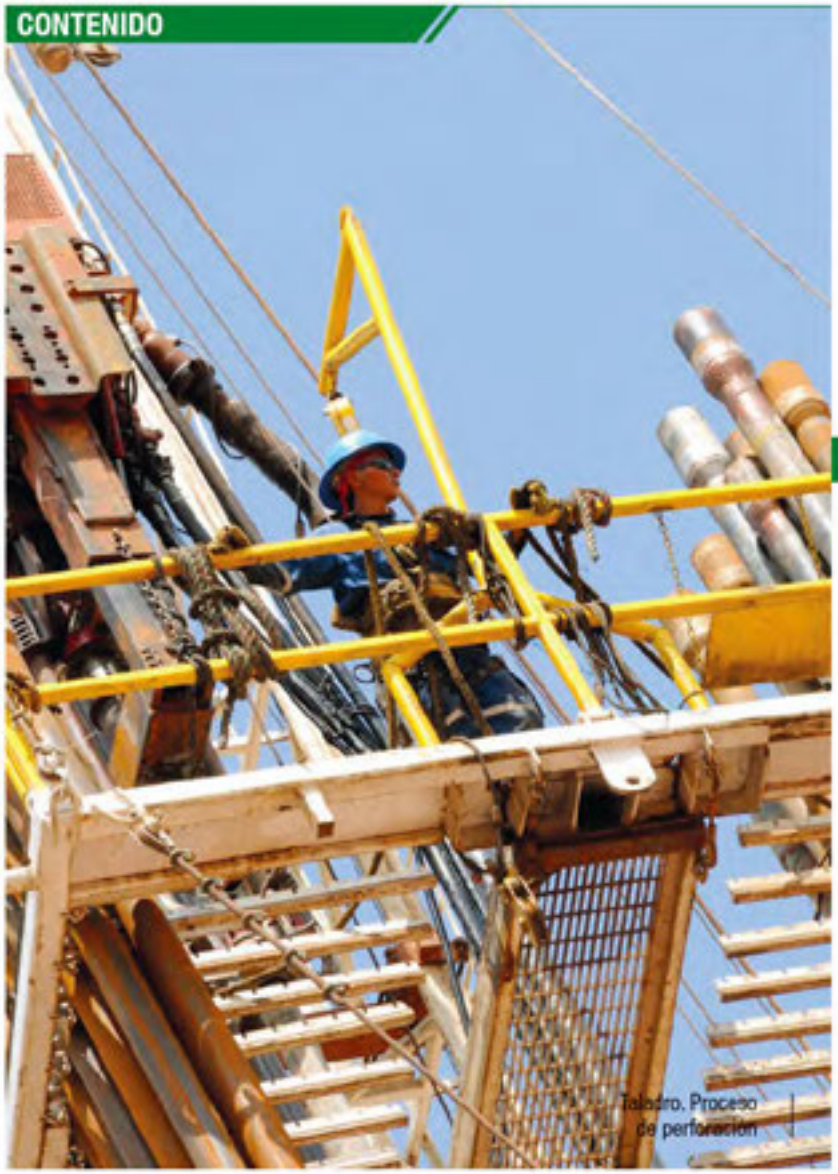
ELKIN BUENO,
Alcalde de Barrancabermeja

"Una herramienta de análisis y estudio para el desempeño de la labor legislativa que adelantamos"

PERMÍTAME AGRADECERLE a usted y a su equipo de trabajo al enviarme esta edición, sin lugar a dudas una herramienta de análisis y estudio para el desempeño de la labor legislativa que adelantamos.

DAVID BARGUIL,
Representante a la Cámara por Córdoba

CONTENIDO



Taladro. Proceso de perforación

6 EDITORIAL
Reservas: el gran reto

14 OPERACIONES
Inversionistas tienen a Colombia en su radar

20 PERSONAJE
Juan Manuel Santos
Presidente de la República

24 POLÍTICA REGULATORIA
¿Frenando la locomotora?

28 EXPERIENCIA INTERNACIONAL
Un carnaval de petróleo

34 IMPACTO ECONÓMICO
"Los recursos no convencionales están transformando las perspectivas de la seguridad energética", Kris Nygaard

40 OPERACIONES
ExxonMobil le apuesta a los yacimientos no convencionales en Colombia

44 POLÍTICA REGULATORIA
El "revolcón" en la comercialización mayorista del gas natural

48 REGIONES
Cuando el crudo se vuelve desarrollo

54 COMPROMISO VERDE
Más vale prevenir que curar

58 REGIONES
La salud sale a flote

64 EN BLANCO Y NEGRO
Inversión social

8

¿De país con petróleo, a país petrolero?

IMPACTO ECONÓMICO

¿Cómo lograr que el país se consolide como productor integral de hidrocarburos en el mediano y largo plazo?



58

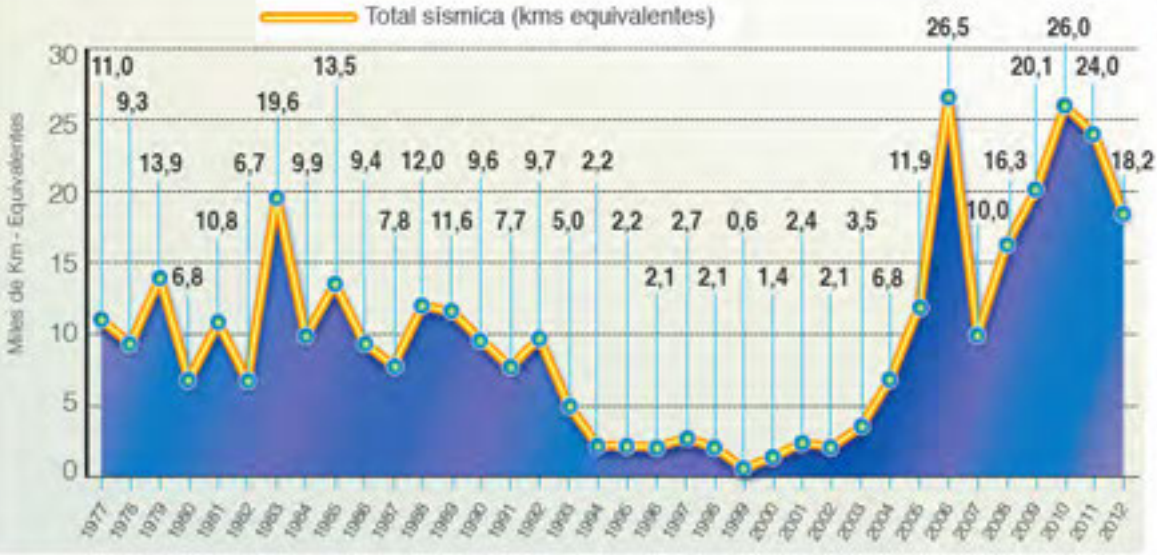
Niña de la población de Salahonda, Nariño

REGIONES

La salud sale a flote

Hasta Salahonda (Nariño), un municipio al que solo se accede por vía marítima, llegó una innovadora solución a los problemas de salud de sus más de 7 mil habitantes

Exploración sísmica



En 2012 se corrieron **18.205** kilómetros equivalentes de sísmica. La mayoría se realizó en los Llanos Orientales (34%) y costa afuera (26%). Para 2013 se tienen programados **27.800** kilómetros.

Fuente:
1974-1999: Estadísticas anuales Ecopetrol.
2000-2012: Indicadores de gestión y estadísticas de la industria ANH
Incluye sísmica marina desde 2006.

Producción de crudo y gas

A finales de 2012 se alcanzó la meta de producción de un millón de barriles diarios de crudo, cumpliendo una meta importante para el país. El promedio del año cerró en **944** mil barriles (BPDC), que representó un incremento del 3 por ciento frente a 2011, y significó el nivel más alto obtenido en la historia del país.

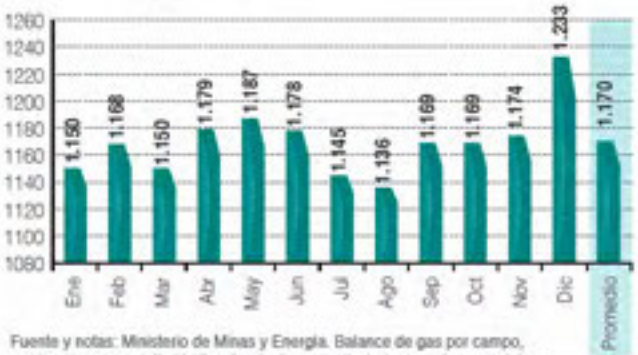
Producción crudo (BPDC)



Fuente y notas: Ministerio de Minas y Energía. Producción mensual por campo.

De otra parte, la producción comercializada de gas en 2012 registró un promedio de **1.170** millones de pies cúbicos (MPCD), siendo diciembre el mes de mayor producción con 1.233 (MPCD) logrados.

Producción gas (MPCD)



Fuente y notas: Ministerio de Minas y Energía. Balance de gas por campo, producción comercializada fiscalizada de gas, calculado como la suma del gas entregado a gasoductos, gas transformado y gas enviado a planta.

Precios combustibles mezclados

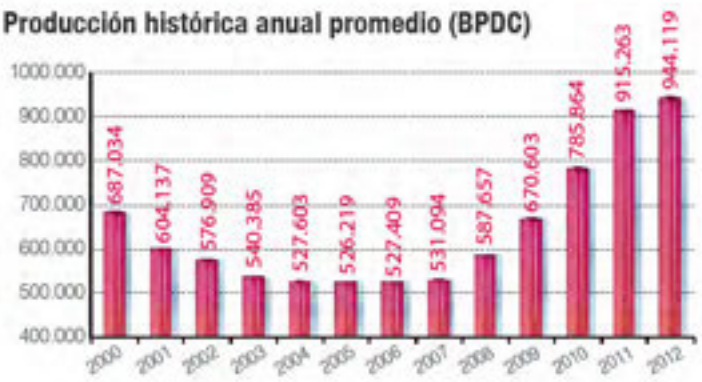
Aunque el precio de la gasolina llegó a estar por encima de los nueve mil pesos en abril y mayo, a lo largo de 2012 su nivel se mantuvo alrededor de los ocho mil pesos por galón.
En cuanto al ACPM su precio se mantuvo estable, con un incremento, entre enero y diciembre de 2012, de 235 pesos. El galón de este combustible terminó el año a **8.179,14** pesos.

Precios de combustible (pesos)



*Mezcla suspendida para la gasolina en Bogotá.
Fuente: Ecopetrol.

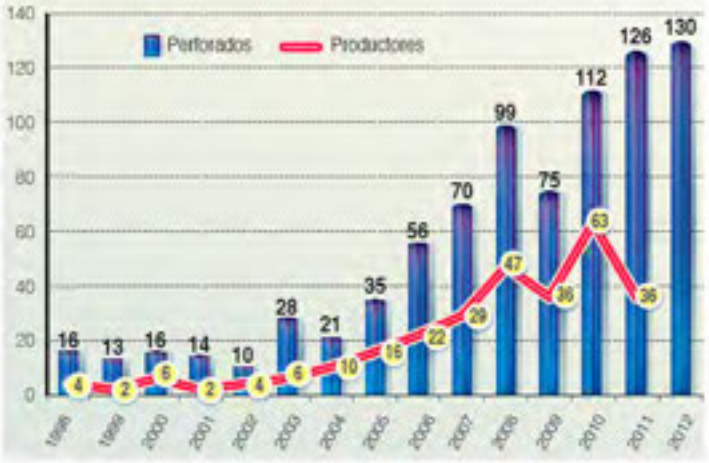
Producción histórica anual promedio (BPDC)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Promedio ponderado mensual.

Pozos exploratorios

La industria perforó un total de **130 pozos** exploratorios durante 2012. De ellos, uno estuvo ubicado costa afuera (*offshore*) y 23 en áreas con potencial de crudos pesados. Esta cifra, aunque levemente superior a la lograda en 2011, cuando se perforaron 126 pozos, es hasta el momento la más alta lograda por el país. El programa para 2013 totaliza 135 pozos.



Fuentes: Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol, ANH y ACP
Ficha técnica:
Del año 1908 a 1999: Estadísticas anuales Ecopetrol, incluyendo clasificación pozos productores a partir de 1988.
Del año 2000 a 2012: Indicadores de gestión y estadísticas de la industria ANH.
Se presenta el número de pozos A3 hasta el 2009.
Para el período 2010-2012* se presentan los pozos exploratorios A2 y A3.
* No se indican los pozos productores porque se encuentran en período de pruebas y evaluación.

Importaciones y exportaciones

A diciembre de 2012 las exportaciones de petróleo y gas alcanzaron los **31.642** millones de dólares FOB, es decir el 52 por ciento del total del país en el año.
En el mismo período las importaciones de elementos para la fabricación de productos de refinación de petróleo fueron de **5.626**



Fuente:
DANE. Importaciones según Clasificación Industrial Internacional Uniforme CIIU Rev.3. (Enero –diciembre 2012)
DANE. Colombia, exportaciones de café, carbón, petróleo y sus derivados, ferroníquel y no tradicionales (enero – diciembre 2012)
http://www.dane.gov.co/daneweb_V09/index.php?option=com_content&view=article&id=48&Itemid=56

Inversión extranjera directa

La inversión extranjera directa del sector petrolero totalizó **4.356** millones de dólares a septiembre de 2012, con una proyección a diciembre de **5.800** millones de dólares. Esas cifras representan una participación de la industria del 37 por ciento en el total nacional.



Fuente y notas:
Banco de la República, Subgerencia de Estudios Económicos y Departamento de Cambios Internacionales.
Flujos de inversión extranjera directa en Colombia según actividad económica – balanza de pagos. Información revisada y verificada por la fuente a partir de 2009.
Pr: Provisional. P: Preliminar. Datos sujetos a modificaciones por la fuente oficial.
*Información a tercer trimestre de 2012.

Ventas de combustibles

En 2012 se registró un aumento del tres por ciento en las ventas totales de combustibles, al pasar de 238.433 barriles por día a **246.744.** Se destaca el crecimiento en las ventas de combustóleo, que en 2012 triplicaron las realizadas en el 2011.

Consumo combustibles	2009	2010	2011	2012
GASOLINA OXIGENADA*	**74,8**	**77,6**	**80,5**	**83,3**
ACPM MEZCLA BIODIESEL**	**97,3**	**105,0**	**115,3**	**117,9**
JET A1*	17,2	19,9	20,6	22,5
GLP*	19,5	18,3	17,4	16,7
DIESEL MARINO*	3,6	3,4	3,6	3,9
COMBUSTÓLEO*		0,9	0,6	2,0
AVIGAS*	0,3	0,3	0,3	0,3
QUEROSENO*	0,2	0,2	0,2	0,2
BENCINA Y COCINOL*				
TOTAL COMBUSTIBLES BLANCOS	212,9	225,6	238,4	246,7
Tasa de crecimiento gasolina	-1,5%	3,8%	3,6%	3,5%
Tasa de crecimiento diesel	5,0%	7,9%	9,9%	2,3%

*Fuente: Ecopetrol.
**Fuente: Estimado ACP con base en información de Ecopetrol a diciembre 2012, Asocaña (reportada en litros) y Fedebiocombustibles (reportada en toneladas), a noviembre 2012, convertida a BPDC.



Alejandro Martínez Villegas
Presidente Ejecutivo de la ACP

Reservas: *el gran reto*

Terminamos el año pasado con una excelente noticia: logramos sobrepasar la cifra del millón de barriles día. Pero el gran desafío que tiene el país es asegurar que este crecimiento del sector sea sostenible en el largo plazo y para ello debemos aumentar significativamente las reservas.

A finales de la década de los noventa y en la primera del nuevo milenio, el Congreso de la República y el Gobierno Nacional tomaron una serie de medidas para mejorar la competitividad del país y atraer inversión petrolera, al paso en que se fortaleció la institucionalidad pública con la creación de la ANH.

Esas decisiones de política petrolera están mostrando evidentes indicadores de éxito. Se han multiplicado los contratos firmados, así como la exploración sísmica y la perforación exploratoria. Han sido extraordinarios los niveles de inversión y los adelantos tecnológicos implementados. La producción de petróleo y gas natural ha aumentado en forma vigorosa: llegamos al millón de barriles y hemos aumentado en un 60% la producción de gas natural, en los últimos cinco años.

Enhorabuena eso sucedió. El crecimiento sostenido en la producción petrolera se inició en 2007, coincidiendo con la crisis externa (2007-2009) y con la lenta recuperación de la economía mundial iniciada en 2010. Sin duda alguna, otra sería la situación y las proyecciones económicas del país si no se hubiese dado tal apoyo del sector de hidrocarburos a las finanzas públicas y a la balanza de pagos. De esta forma, se ha reducido la necesidad de financiamiento de la Nación y se ha compensado parcialmente el déficit corriente del resto de la economía. Todo ello implica menor endeudamiento, menor riesgo país, menores tasas de interés, mejores indicadores económicos y mayores recursos para impulsar el desarrollo nacional.

El país tiene el envidiable reto de definir con sabiduría en qué invertir esta importante renta estatal. El debate público es muy interesante y muestra enormes posibilidades. También se señala la importancia de ser precavidos para mitigar el impacto revaluacionista en nuestra moneda del llamado "*boom* petrolero". Sin duda, es positivo el buen manejo que se le está dando al tema

y sabemos que se tomarán las decisiones en el futuro que mejor convengan al país: Colombia siempre ha honrado su tradición de un manejo serio y responsable en sus decisiones macroeconómicas.

Como sector, nos sentimos orgullosos de estar cumpliéndole al país; estamos generando riqueza.

Aunque el futuro no está asegurado. En primer lugar, todavía no han aparecido los nuevos y significativos yacimientos que la nación y la industria esperan. Por fortuna, principalmente con base en enormes capitales invertidos y tecnología de punta aplicada en los campos existentes, hemos podido aumentar reservas y producción. Pero el sector sabe que tiene que redoblar esfuerzos en materia exploratoria para acceder a nuevos recursos: la relación reservas/producción debe ser mayor a los diez años y solamente está en siete años.

Pero no faltan los desafíos en el entorno. Hay iniciativas preocupantes en el Congreso de la República a traves de las cuales se aumentaría el nivel de gravámenes al sector de hidrocarburos, que de progresar llevarían al país a marchitar –de nuevo y por la misma razón– los indicadores de la actividad petrolera en Colombia. Es nuestra responsabilidad llevar al Congreso los análisis más completos y serios que podamos, para asegurar que se tomen las mejores decisiones. Así lo estamos haciendo, pero debemos subrayar como de capital importancia que el Gobierno Nacional ha sido enfático en señalar su desacuerdo con dichas iniciativas.

Sea este el momento y espacio para ratificar que nuestro sector comparte el anhelo nacional de lograr una solución política negociada al conflicto armado y el respaldo al Gobierno en sus esfuerzos por alcanzar los acuerdos en Cuba.

En cuanto a la seguridad de nuestro personal y operaciones, hay preocupación porque en ciertas regiones del país las condiciones muestran deterioro. Sabemos que no es tarea fácil combatir una guerrilla que acude al terrorismo y confiamos que se tendrá éxito en las estrategias militares. Pero sea este el momento y espacio para ratificar que nuestro sector comparte el anhelo nacional de lograr una solución política negociada al conflicto armado y el respaldo al Gobierno en sus esfuerzos por alcanzar los acuerdos en Cuba.

Es fundamental, por otra parte, fortalecer los niveles de gobernabilidad en las regiones petroleras. El fenómeno de las vías de hecho, de los bloqueos, se está multiplicando y afecta la viabilidad de las operaciones. Es clave afilar el lápiz en el propósito de fortalecer la presencia institucional, de coordinar la intervención de los diferentes ministerios y dependencias gubernamentales, así como la aplicación del Estado de Derecho en dichas regiones. Para ello el sector está presto a redoblar sus esfuerzos en materia de fortalecimiento institucional y de apoyo a las comunidades vecinas a sus operaciones, pero eso –reitero– es solo un complemento a la labor gubernamental.

El sector y el Gobierno somos concientes de la relevancia de aligerar el paso en materia de recuperar la eficiencia perdida en el trámite de licenciamiento ambiental. Los inversionistas en el extranjero están mirando con preocupación las demoras en el inicio de las operaciones. Ese es un campanazo de alerta, porque estamos hablando de las fuentes de financiación de muchas de las inversiones en el país. La clave está en avanzar; en tener mayor claridad y certeza sobre los tiempos y los requerimientos que surjan en el proceso de licenciamiento. Estamos confiados en que este año empezaremos a ver significativas mejoras en estas materias.

Para finalizar, quiero destacar el honor que nos produce contar, en esta edición de nuestra revista, con la presencia del presidente de Colombia, Juan Manuel Santos Calderón, quien de manera amable nos concedió una entrevista para hablar de los retos y oportunidades de la industria petrolera en el país. **ACP**



¿De país con petróleo, a país petrolero?

Por fin llegamos a la anhelada meta de un millón de barriles diarios en el promedio mensual de enero de 2013. ¿Pero cómo lograr que el país se consolide como productor integral de hidrocarburos en el mediano y largo plazo?


Facilidades
Campo
Rubiales

Aunque en los últimos tres años la producción de crudo se ha incrementado en un promedio anual de 12,24 por ciento y pese a que las reservas entre 2009 y 2011 aumentaron en promedio 10,82 por ciento anual, las autoridades estatales han señalado en numerosas ocasiones que Colombia sigue siendo un país con petróleo, pero todavía no logra que el crudo le alcance para más de diez años.



La razón de esta situación no es otra que la relación entre reservas y producción, que en los últimos años se redujo, pasando de cerca de ocho años, a 6,8 años al corte de diciembre de 2012, según datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Por ahora las preocupaciones de las autoridades y del sector no están en el corto plazo. Según el saliente presidente de la ANH, Orlando Cabrales Segovia, la aprobación en el segundo semestre de algunas licencias ambientales, le permitieron al país aumentar su producción. Hay otros proyectos que obtuvieron dicha licencia en diciembre y que deberán aportar también barriles nuevos en el primer semestre del presente año.

Si no se explora, se acaba

Pero luego de que el país por fin logró la meta de producir un millón de barriles diarios como promedio mensual, objetivo conseguido en enero pasado con 1.011.992 barriles por día y con niveles por encima del millón en los primeros doce días de febrero, muchos se preguntan qué hay que realizar para hacer sostenible en el mediano y en el largo plazo este desempeño, y cómo podrá consolidarse el país como productor de hidrocarburos.

A juicio de Germán Corredor, director del Observatorio de Energía de la Universidad Nacional, la respuesta es sencilla y obvia: "Lo único que hay que hacer es encontrar petróleo", asegura el académico.

Pero aunque suene bastante fácil y básico, detrás de esta afirmación subyacen aspectos de gran connotación, como mantener estables las normas tributarias, fortalecer la seguridad y contar con un esquema eficiente y claro para el licenciamiento ambiental.

Todo ello en medio de varias propuestas que buscan subir las contribuciones que pagan las compañías de exploración y producción, derivadas de los cambios al esquema de regalías.

"Es lo único que garantiza que mantengamos nuestras reservas y si no se explora, se nos acaba", enfatiza Corredor tras llamar la atención sobre la importancia de no dejar de firmar, porque cada nuevo contrato es una posibilidad adicional.

Para Orlando Cabrales, uno de los mayores atractivos de Colombia es que tiene reglas de juego predecibles. Es decir, cuando un inversionista entra con un contrato de exploración y producción no lo hace pensando en uno, dos o tres años, sino en una apuesta que, si le sale bien, lo puede mantener por 30 años en el país. Ahí radica -recalca- la importancia de ser predecible.

Por el lado del precio del crudo las expectativas se mantienen estables. Y aunque es difícil predecir su cotización en el largo plazo, las proyecciones dan para que se mantenga en niveles por encima de los 80 dólares por barril,





Sistema de aspersión de agua



Manifold de agua

ya que si bien China ha desacelerado su crecimiento, se espera que en los próximos años Estados Unidos y Europa despeguen.

El ministro de Minas y Energía, Federico Renjifo, considera que el incremento en las reservas y en la producción del país se quiere lograr dando la bienvenida a todos los procesos de innovación tecnológica en materia de exploración y producción.

Para el funcionario, el logro de los cerca de 1.012.000 barriles de crudo en enero fue el fruto de una política orientada a la producción sostenible.

Las nuevas fronteras de la exploración

De acuerdo con Cabrales, para mantener en el tiempo el rótulo de productor de petróleo, el país no solamente deberá sostener el nivel

Una cosecha que se avecina

Hace cinco años el país realizó varios procesos de adjudicación de áreas, como la Mini Ronda y la Ronda Caribe en el 2007, el programa de crudos pesados, la Ronda Colombia 2008 y la Mini Ronda de ese mismo año.

En la mayoría de los bloques adjudicados en esa época ya se está llegando a la parte final de los programas exploratorios, por lo que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) está a la expectativa de lo que este año comiencen a comunicar las compañías adjudicatarias acerca de lo que recojan de la siembra que se hizo en el pasado.

"En el futuro cercano deberíamos comenzar a ver los resultados de esa actividad exploratoria en estas áreas que se otorgaron para crudos pesados", indicó Cabrales.

Muchos se preguntan qué hay que hacer para hacer sostenible en el mediano y en el largo plazo este desempeño, y cómo podrá consolidarse el país como productor de hidrocarburos.



Taladro de perforación

de extracción logrado en enero, sino aumentar la participación que tienen los nuevos descubrimientos en la totalidad de la incorporación de reservas.

Actualmente el 85 por ciento de la 'entrada' de nuevos recursos viene de campos existentes. La siguiente tarea es elevar el porcentaje de los nuevos descubrimientos en el total de incorporación de reservas, para lo cual Cabrales coincide con la afirmación de que hay que mantener la actividad exploratoria para aumentar estas probabilidades.

"Creo que hay que seguir haciendo más de lo que se ha venido realizando. Hay que mantener unos ritmos exploratorios importantes. El año pasado se logró el récord de perforar 130 pozos, algo que nunca había visto el país", señaló.

En este objetivo comenzarán a cobrar relevancia dos grandes cuencas o áreas de frontera, que se comenzarán a ejecutar en los próximos años, como lo son las zonas para el desarrollo de yacimientos no convencionales (*shale gas* o *shale oil*), y los proyectos costa afuera (*offshore*).

Y es que hasta ahora la búsqueda de hidrocarburos ha estado concentrada en petróleo convencional y en territorio continental, donde de todas formas se esperan mejores resultados y más descubrimientos de crudos pesados en los Llanos y en el Putumayo.



Hasta ahora la búsqueda de hidrocarburos ha estado concentrada en petróleo convencional y en territorio continental, donde de todas formas se esperan mejores resultados y más descubrimientos de crudos pesados en los Llanos y en el Putumayo

Claves para que Colombia se consolide como productor integral, tanto en producción como en reservas

- Seguir explorando para lograr nuevos descubrimientos.
- Mantener las reglas del juego estables para los inversionistas.
- Aumentar la participación de los nuevos descubrimientos en la totalidad de la incorporación de reservas.
- Acortar los tiempos de los trámites y la predictibilidad de los requerimientos en el licenciamientos ambiental
- Incrementar procesos de innovación tecnológica.
- Incentivar desarrollo en áreas de hidrocarburos no convencionales y en *offshore*.

La apertura de estas nuevas fronteras inició el año pasado en la Ronda Colombia 2012, en la cual se adjudicaron seis áreas costa afuera, a compañías como Shell, la estadounidense Anadarko (nueva en el país), Ecopetrol y la española Repsol.

Para Germán Corredor, si bien la búsqueda de recursos *offshore* es más costosa en términos de exploración, es claro que allí hay un potencial importante, al punto que si estas compañías hacen un hallazgo grande sería un factor determinante para elevar la relación entre reservas y producción.

El estudio de incorporación de reservas, que hizo la firma Arthur D. Little para la Unidad de Planeación Minero Energética (Upme), muestra que en un escenario conservador, entre 2012 y 2030, el 32 por ciento de las reservas de gas lo aportarían las fuentes no convencionales. Y en una perspectiva de abundancia el porcentaje sube al 61,3 por ciento.

Y en el caso del crudo la proporción es menor, del 11 por ciento en el escenario base y del 25 por ciento en el escenario de abundancia. En costa afuera también es clara la necesidad de incrementar las actividades, que hasta ahora han sido muy limitadas.

En otras palabras, se trata de una combinación de seguir haciendo mejor lo mismo para tener la posibilidad de aumentar las probabilidades de encontrar recursos convencionales costa adentro y seguir abriendo estas nuevas fronteras.



Facilidades Campo Rubiales

El reto de los buenos vecinos

La necesidad de incrementar las actividades de exploración (sísmica y perforación), para tener mayores posibilidades de encontrar nuevos yacimientos de crudo y gas, traerá implícito otro reto para el país y para la industria petrolera: el manejo ambiental y la relación con las comunidades.

Ahora que la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) consolidó su estructura de personal, los observadores de la actividad minero-energética llaman la atención sobre la necesidad de acortar los tiempos de los trámites de las licencias, sin renunciar a la debida protección ambiental de las áreas donde se realicen las actividades de exploración y producción.

El director del Observatorio de Energía de la Universidad Nacional, Germán Corredor, llama la atención sobre la necesidad de un trabajo conjunto y coordinado entre las autoridades y las empresas para hacer más eficiente el proceso de licenciamiento.

En cuanto a la relación con las comunidades, el gerente general de la ecuatoriana Petroamazonas, Oswaldo Madrid, señala que toda actividad humana causa un impacto en el entorno, por lo que el secreto está en reducir al mínimo posible estos efectos, haciendo partícipe a la gente de las poblaciones ubicadas en las áreas cercanas a la exploración. “Esa participación se da mostrándoles que el desarrollo de la industria, llevado de una manera adecuada, ambientalmente amigable, puede significar muchos beneficios para todos”, indica el directivo.

“Los observadores de la actividad mineroenergética llaman la atención sobre la necesidad de acortar los tiempos de los trámites de las licencias”.
Oswaldo Madrid
Gerente general
Petroamazonas

Esta petrolera está certificada en la norma ISO 14.000, que es la norma reconocida internacionalmente para la gestión, la mitigación y la mejora de una organización con respecto a los impactos ambientales, así como en la norma OHSAS 18.000, para la gestión de la salud y la seguridad industrial.

A su juicio, todas las compañías están en la obligación de tener certificaciones o parámetros de este tipo, ya que fijan pautas que las hacen ser exigentes en sus políticas y hasta con el último contratista que trabaja en la operación.

Desde estos estándares, antes de entrar a las operaciones los contratistas tienen que pasar rigurosos procesos de evaluación, para asegurarse que su intervención en las operaciones de la compañía no vaya a causar un efecto no deseado.

“Tener un buen sistema de gestión ambiental y de seguridad industrial es la base”, señala Madrid, quien recomienda a todas las empresas hacer lo propio con sus contratistas y subcontratistas.

Lo anterior porque con estas pautas se realizan auditorías anuales y cada período las compañías que certifican en estas normas hacen un examen ‘con lupa’ y se van hasta toda la cadena de contratistas, visitan los campos y ven que todos estén alineados con la política de la petrolera. ACP



Campo Toldado
Tolima

Inversionistas tienen a Colombia en su radar

La ventaja para quienes buscan hidrocarburos en Colombia está en la diversidad de oportunidades que ofrecen las cuencas colombianas, algunas de ellas solo parcialmente exploradas.



El estudio de la prospectividad del país es una tarea muy seria que se afronta con información y análisis, y cuyos datos muestran que Colombia es uno de los países de la región con importante atractivo para buscar petróleo y por lo tanto invertir. ¿Pero qué tan prospectiva es Colombia si este es el factor crítico para que las empresas tomen sus decisiones de inversión en exploración internacional?

Si bien las estimaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) muestran que hay un potencial por descubrir de 54.681 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe), la prospectividad del país es constantemente discutida porque los descubrimientos y resultados exploratorios de la última década no han sido muy alentadores.

En cuanto a los resultados exploratorios hay toda una controversia porque para que Colombia continúe en el mapa de los inversionistas, como destaca el presidente de AGN Exploration, Jaime Navas, se requiere en gran medida que el potencial estimado se materialice con nuevos descubrimientos, los cuales han sido escasos en los últimos años.



En materia de hallazgos hay opiniones encontradas. Para muchos, es preocupante que no se hayan dado todavía los grandes descubrimientos de nuevos yacimientos, como los que se dieron con Caño Limón (1983), Cusiana (1989) y Cupiagua (1993), campos con recursos entre los 510 y 1.250 millones de barriles, que hoy son yacimientos maduros cuya producción está en declinación.

Sin embargo, aunque no se hayan dado grandes hallazgos en Colombia en la última década, el país está en el radar de las empresas, porque como lo asegura Navas, los descubrimientos así no sean tan grandes, alientan la búsqueda, especialmente para los pequeños operadores. Mientras que el potencial de crudo no convencional y el del mar atrae a las compañías de mayor tamaño.

Actualmente las reservas probadas de Colombia ascienden a aproximadamente 2.200 millones de barriles y permiten sostener este año una producción cercana al millón de barriles diarios, contando principalmente con el aporte de las actividades de recobro mejorado en los campos maduros.

Aunque las reservas de petróleo del país son modestas en comparación con países como Venezuela (296.500 millones de barriles), Brasil (15.100 millones de barriles) y México (11.400 millones de barriles), la ventaja para quienes buscan hidrocarburos en Colombia está en la diversidad de oportunidades que ofrecen las cuencas colombianas, algunas de ellas solo parcialmente exploradas.

Este año continuará la intensa campaña exploratoria y se espera que se perforen **135 pozos**

Para grandes y pequeños

El CEO de Platino Energy, Tomás Villamil, considera que la prospectividad del país no es igual para las compañías. En el caso de las compañías pequeñas y medianas, precisa Villamil, la prospectividad es muy positiva, lo cual lo corroboran los resultados de firmas como Petrominerales, Gran Tierra, Petroamérica, Parex y C&C Energía. Estas empresas han hecho descubrimientos interesantes que les han permitido tener una valorización alta en el mercado de capitales, especialmente en la Bolsa de Toronto.

Con los actuales precios del petróleo (cuyo promedio en 2012 fue de USD$93,9 por barril), las firmas pequeñas y medianas que lograron la comercialidad de campos con reservas modestas han conseguido resultados financieros positivos para proseguir con las inversiones en exploración.

En cuanto a las compañías grandes, aunque se considera que sus intereses están más centrados en los descubrimientos de tamaño importante, el vicepresidente de Exploración de Ecopetrol, Héctor Manosalva, cree que a pesar de no haber logrado esos añorados hallazgos en los últimos años, los resultados exploratorios son satisfactorios y hay mucho por rescatar.

En su criterio, la campaña exploratoria desarrollada confirma los potenciales anunciados, si bien aún hay mucho por realizar



Interpretación sísmica en planos

zona donde en décadas anteriores se realizaron grandes descubrimientos. El Vicepresidente de Exploración dice que continúan trabajando activamente en esa cuenca porque todavía hay mucho espacio para seguirla desarrollando y puede tener importantes recursos por descubrir de crudos livianos y gas condensado.

Los potenciales adicionales también pueden estar en "áreas frontera" como la zona costa afuera del Caribe donde hay estudios que muestran posibilidades de encontrar gas y por eso se espera que las campañas exploratorias para 2014 y 2015 establezcan la realidad de estas posibilidades. Para esta área serán fundamentales los resultados finales que arroje el pozo Mapalé-1 de Ecopetrol, porque servirá de referente para otras firmas que analizan la geología de la cuenca.

Además, hay otras áreas del país que hasta ahora empresas como Ecopetrol, Nexen y Drummond están comenzando a explorar con buenas expectativas como son las de yacimientos no convencionales en el Valle Medio del Magdalena y el Catatumbo.

Según datos de la ANH, los mayores recursos por descubrir provendrían de los Llanos Orientales (34%), Vaupés-Amazonas (12%), Caguán-Putumayo (9%), Cordillera Oriental (5%) y los Valles Inferior y Superior del Magdalena (3% cada uno), entre otras.

Sigue la exploración

La buena prospectividad de Colombia permitirá que en 2013 se mantenga la actividad de búsqueda de hidrocarburos, según estimaciones de la ANH.

La ventaja para quienes buscan hidrocarburos en Colombia está en la diversidad de oportunidades que ofrecen las cuencas colombianas, algunas de ellas solo parcialmente exploradas.

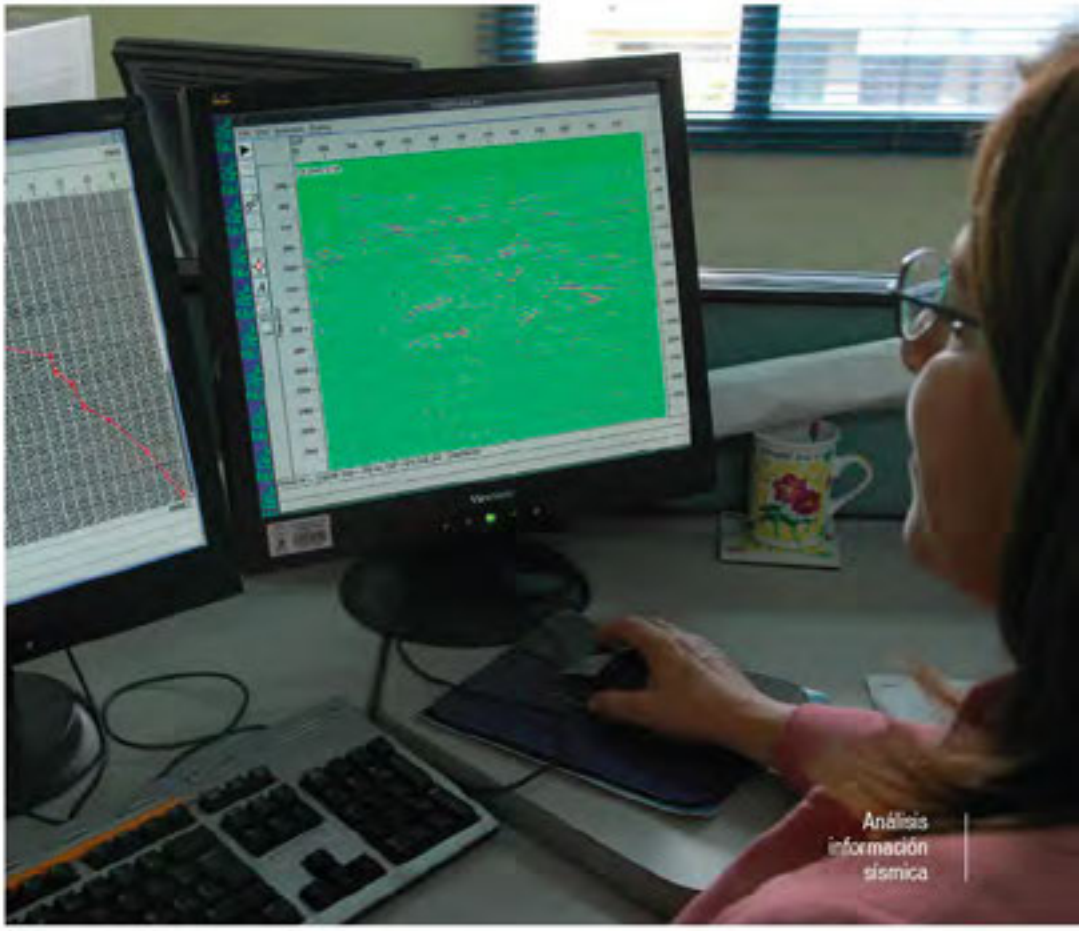
debido a que hay cuencas que están prácticamente inexploradas.

Para Ecopetrol, precisa el directivo, la prospectividad es buena porque han tenido una tasa de éxito exploratorio del 50 por ciento y por eso son optimistas y avanzan en el proceso de delimitación de muchos de los descubrimientos que han hecho y que pueden catalogarse como medianos y pequeños.

En su plan exploratorio Ecopetrol estableció como objetivo la incorporación, en el mediano plazo, de mil millones de reservas probadas provenientes de nuevos descubrimientos. Para Manosalva ya hay un volumen importante de recursos contingentes que permiten prever que se cumplirán esas metas.

La búsqueda continúa y la compañía tiene definida una campaña exploratoria importante en la Orinoquía, zona esencial porque según Manosalva parte de los potenciales del país y de Ecopetrol están ubicados en el cinturón de crudos pesados.

La mayor actividad exploratoria del país está en los Llanos centrales, con cerca del 75 por ciento;



Análisis información sísmica



Actividades de exploración sísmica

Mientras que en 2012 se perforaron 130 pozos exploratorios, para este año están programados 135 nuevos pozos.

Se anticipa que la adquisición sísmica retome su dinámica dado que en 2012 se redujo en 24 por ciento en comparación con 2011. El objetivo es pasar de 18.162 kilómetros equivalentes que se hicieron en 2012 a 27.800 kilómetros equivalentes este año.

Con este panorama se puede ver que los inversionistas conservan el optimismo de más hallazgos en Colombia a lo que suman otras ventajas como las condiciones comerciales, políticas y económicas que son favorables para el desarrollo de sus negocios.

Más factores en juego

Los expertos coinciden en que el país es interesante geológicamente. Sin embargo, también hay reparos porque en los últimos años se han deteriorado algunas de las condiciones que estimulan la búsqueda de hidrocarburos.

La posibilidad de un hallazgo moviliza recursos cuantiosos y debe ir acompañada de un buen clima de negocios. La ANH contrató un estudio con la firma Arthur D. Little para guiar su estrategia de mercadeo. El estudio mostró que las empresas petroleras internacionales tienen una buena percepción de los términos fiscales y contractuales locales frente a los que poseen otros países de la región tales como Brasil, Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela.

Por el contrario, las compañías le dan una calificación más baja a los aspectos de medio ambiente, de comunidades e infraestructura. De acuerdo con el estudio, los principales desafíos a superar en materia de exploración y producción son las limitaciones de infraestructura y en especial los permisos ambientales mediante una coordinación más efectiva entre las entidades estatales a cargo.

Una de las mayores preocupaciones de la ACP para 2013 está en las demoras en materia de licenciamiento ambiental, y por eso se está trabajando en una agenda con el Gobierno para avanzar en una mayor sobre asuntos tan importantes como

Fluye la inversión extranjera

Una muestra de los beneficios que obtiene el país por su prospectividad geológica y buenas condiciones para los negocios, son los altos montos de Inversión Extranjera Directa (IED). Los datos preliminares de la balanza de pagos del Banco de la República ratifican el buen comportamiento de la IED en el sector petrolero porque a septiembre ésta sumaba 4.356 millones de dólares y la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) estima que al cierre del año será de cerca de 5.800 millones de dólares. El sector petrolero sigue teniendo gran peso en la IED y capturó el 37% del total que percibe el país.

El director de Platino Energy coincide en que las complicaciones y procedimientos para entregar las licencias ambientales tiene muy preocupados a los inversionistas de las compañías pequeñas porque el tiempo es un tema muy crítico debido a que tienen menos capital que las firmas grandes y deben lograr una mayor optimización de sus operaciones para atraer más capital de riesgo.

También para la industria es vital que no se deterioren las condiciones de seguridad porque las noticias sobre problemas en esta materia prenden las alertas de quienes están definiendo si apuestan por la exploración en el país.

El contexto regional

El estudio que contrató la ANH encontró que Colombia y Brasil son considerados como los países de la región que ofrecerán las oportunidades de inversión en Exploración y Producción (E&P) más interesantes durante los próximos cinco años.

En este contexto, si bien los descubrimientos recientes en Brasil le suben notablemente su prospectividad, dicho país se ubica en el *ranking* como el segundo de la región en atractivo general para el inversionista petrolero porque Colombia sigue ofreciendo mejores términos fiscales y contractuales que la posicionan en conjunto como el país de mayor atractivo general.

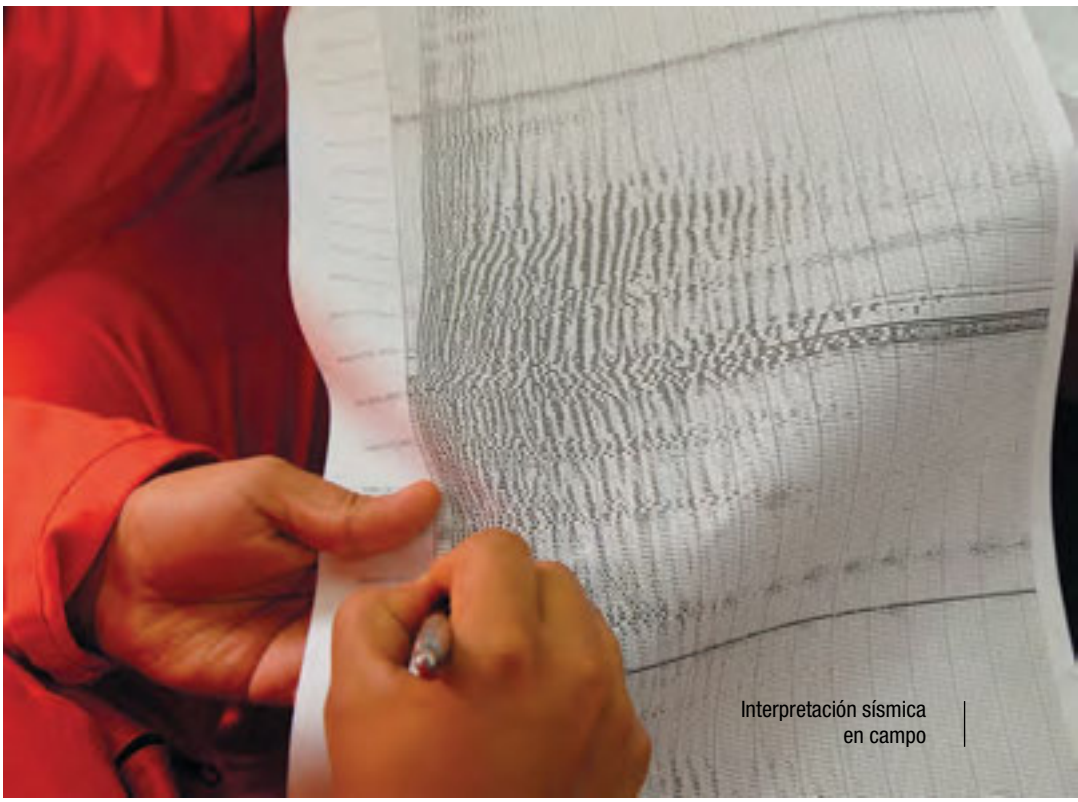
Colombia es identificado como un país con buenas oportunidades en E&P, tanto en convencionales como en no convencionales. ACP

Los expertos coinciden en que el país es interesante geológicamente. Sin embargo, también hay reparos porque en los últimos años se han deteriorado algunas de las condiciones que estimulan la búsqueda de hidrocarburos.

el alcance de la información que debe tener un estudio ambiental y los criterios para evaluarlos, con el fin de dar claridad a estos trámites y permitir que se disminuyan los términos para evaluarlos.

Las demoras en materia de licenciamiento son evidentes y los trámites tardan más de un año. Todo esto preocupa a la industria que tiene en trámite 103 procesos de licenciamiento para desarrollar actividades de exploración, explotación y transporte, las cuales son vitales para mantener en este año la producción promedio diaria de petróleo arriba del millón de barriles.

Otro factor para mantener la competitividad del país es la estabilidad tributaria. Hay varias iniciativas legislativas que están en curso en el Congreso de la República que pretenden aumentar los gravámenes al sector petrolero y la ACP ya ha alertado sobre el impacto negativo de las mismas.



Interpretación sísmica en campo



Pasto - 30 de junio de 2012.
Foto: Andrés Piscov - SIG

"El incremento del *state take* a través de impuestos, nos haría menos competitivos".

PRESIDENTE SANTOS

Alcanzar el millón de barriles de petróleo diarios ha sido un éxito compartido, entre el Gobierno Nacional y el sector petrolero. Pero son muchos los desafíos que esta industria enfrenta para hacer sostenible la relación reservas-producción. La Revista ACP Hidrocarburos entrevistó al señor presidente Juan Manuel Santos, para hablar de estos retos y de las oportunidades que tiene el sector petrolero para continuar haciendo de Colombia un país competitivo.

ACP: El Gobierno Nacional se había puesto la meta de alcanzar una producción diaria de un millón de barriles. ¿Qué significa para el Gobierno Nacional haber alcanzado esta meta?

JMS: Se trata de la cifra de producción de crudo más alta que haya alcanzado Colombia. Se llegó al millón de barriles el 30 de diciembre de 2012 y la producción promedio se mantuvo en los mismos volúmenes durante enero de 2013, mes en el que el promedio fue de 1'011.000 barriles por día. Este importante nivel de producción se refleja en mayores ingresos para la Nación, a través de impuestos, dividendos y mayores regalías, recursos que son invertidos en aspectos sociales como educación, salud y obras públicas.

Recordemos que la producción de petróleo y gas natural generó cerca de 8,5 billones de pesos de regalías en 2012, y más producción significa más regalías para financiar el desarrollo de las regiones.

¿Qué medidas está tomando su Gobierno para asegurar que este nivel sea sostenible?

Lo más importante para esta administración es que contemos con una producción sostenible de hidrocarburos, es decir que el récord alcanzado no sea flor de un solo día. En ese sentido, el Gobierno Nacional trabaja en una política para que el sector de hidrocarburos continúe incrementando sus reservas. Confiamos en que tanto la Ronda Colombia 2010 como la Ronda 2012, sigan mostrando cada vez mejores resultados y permitan que el país consolide sus reservas.

Mantener un marco legal estable es fundamental para atraer inversión de riesgo al sector. ¿Cuál es la posición del Gobierno Nacional frente a un incremento en el government take, producto de las iniciativas que se están impulsando actualmente en el Congreso de la República para aumentar los impuestos a la industria petrolera?

Este es un tema que preocupa y por eso mismo el Gobierno Nacional ha estructurado una defensa fuerte para demostrar a los congresistas que consideran que se pueden aumentar las rentas del sector, que la industria petrolera es una actividad pujante

"(...) mantener las condiciones contractuales y legales, fortalecer las condiciones de seguridad y protección de la infraestructura, hacer más expeditos los trámites ambientales y promover un manejo proactivo de los temas sociales en el desarrollo de los proyectos".

que necesita ser competitiva a nivel mundial. El incremento del *state take* a través de impuestos, nos haría menos competitivos en el sector petrolero con respecto a otros países, lo cual llevaría los capitales de inversión a destinos diferentes de Colombia.

¿Cómo evitar que suceda lo que pasó en la década del 90, cuando un cambio en las reglas de juego ahuyentó a los inversionistas extranjeros por varios años y la actividad de exploración en la búsqueda de hidrocarburos se marchitó?

Para evitar que se repita la historia, el Gobierno considera importante mantener un *government take* competitivo, sin regresar a los niveles que se tenía en esa época y a los que muchos quieren regresar. Adicional a esto, hay otros aspectos fundamentales: mantener las condiciones contractuales y legales, fortalecer las condiciones de seguridad y protección de la infraestructura, hacer más expeditos los trámites ambientales y promover un manejo proactivo de los temas sociales en el desarrollo de los proyectos.

En el segundo semestre del año 2012, el nivel de producción nacional de crudo descendió principalmente por ataques terroristas a la infraestructura. ¿Qué está haciendo el Gobierno Nacional para garantizar la seguridad de la operación de la industria petrolera?

Existe un acompañamiento permanente de la Fuerza Pública, que hace todo lo que está a su alcance para proteger el recurso y la infraestructura minero-energética. Tanto el Ministerio de Defensa como el Ministerio de Minas y Energía están trabajando de manera coordinada para garantizar el orden público y el respeto a los derechos a la vida, la libertad, la integridad y la seguridad de la población asentada en zonas de influencia de la operación petrolera.

Además, desde enero del 2011, se implementó un mecanismo de coordinación entre el Gobierno y la industria petrolera, con el que se busca establecer el nivel de riesgo en seguridad para el desarrollo de proyectos en los diferentes sectores económicos. De esta manera se definen los esfuerzos de cada una de las partes y se determinan los procedimientos necesarios para garantizar la normal operación de las actividades petroleras.



Cartagena - 31 de enero de 2013
Foto: Juan Pablo Bello - SIG

La disminución de la producción que se registró en algunos meses del año pasado, se debió a ataques terroristas a la infraestructura, especialmente en el oleoducto Trasandino (OTA) y en el oleoducto Caño Limón-Coveñas. En tal sentido, se intensificó la vigilancia de dichos ductos a través de un trabajo conjunto entre las compañías operadoras del área y las Fuerzas Militares.

En varias regiones del país se presentan bloqueos a la actividad petrolera, sin que los gobiernos regionales y las autoridades competentes actúen de forma oportuna. ¿Qué está haciendo el Gobierno Nacional para prevenir y controlar esta situación?

El Gobierno Nacional ha dado un mensaje claro: queremos mejorar los estándares de los contratos de la actividad minero-energética, no solo en cuanto a sus condiciones técnicas, sino también en manejo social y ambiental. Al respecto, se dispuso de una estrategia de Buen Gobierno, en donde los ministros y altos funcionarios del Gobierno han viajado a las diferentes regiones para conocer de primera mano las necesidades existentes de las comunidades y buscar soluciones a las mismas.

No obstante, queremos ir más allá. Por eso en los contratos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos se ha definido como cláusula contractual los Programas en Beneficio de las Comunidades (PBC), que se interpretan como el compromiso que asume el contratista con las comunidades, y cuyo objetivo es contribuir al mejoramiento de la calidad de vida por medio de programas elaborados y ejecutados por el mismo contratista. Con este tipo de acciones es posible mejorar las relaciones entre empresa y comunidad, y de esta manera minimizar el impacto social en las operaciones petroleras.

El país le está apostando al incremento de sus reservas de hidrocarburos mediante el impulso de la actividad en yacimientos no convencionales y bloques offshore. ¿Cuál es la percepción que tiene el Gobierno frente a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales?

Tenemos grandes expectativas en este tipo de yacimientos, y esperamos que los contratos asignados en la última Ronda de la ANH para

el desarrollo de estos recursos, nos ayuden a confirmar el potencial que hemos estimado.

¿Considera que el país está preparado para afrontar este reto? ¿Qué tipo de incentivos debe ofrecer el Gobierno Nacional a las empresas petroleras para potenciar la exploración y explotación en general y para los yacimientos no convencionales (YNC) en particular?

Estamos completamente convencidos de que estamos preparados para el desarrollo de este reto, y paralelamente estamos trabajando con la ANH en la coordinación de un proyecto de gestión del conocimiento, el cual surgió de la necesidad de fortalecer el conocimiento sobre temas prioritarios en la agenda del sector de hidrocarburos.

Este proyecto se basa en la adquisición sistemática de conocimiento a través del mapeo de experticia a nivel global de temáticas particulares, generación de conocimiento al interior del país, y transferencia de dicho conocimiento a los actores clave, con el fin de preservarlo al interior del sector y de las autoridades nacionales y regionales. Uno de los temas que ha sido identificado como prioritario son los retos ambientales y sociales de las actividades de exploración y producción de yacimientos no convencionales.

Hay muchos sectores que piensan que la locomotora minero-energética no ha despegado. ¿Usted considera que es así? ¿Qué cree que falta?

De ninguna manera. Se han presentado problemas puntuales a los que el Gobierno Nacional les está buscando solución. La minería y los hidrocarburos representan el 8% del producto interno bruto (PIB), y agregándole la energía eléctrica llega al 14%. Es decir, estamos hablando de aportes a la economía que superan los 30 billones de pesos.

La locomotora minero-energética es la que más rápido está andando. El sector viene creciendo a tasas superiores al 15% en los últimos años y está atrayendo una gran parte de la inversión extranjera que llega al país.

Insisto, nuestro reto es hacer sostenible la actividad petrolera, y en ese sentido debemos incentivar la exploración y producción, lo que redundará en mayores reservas para el país.



Lima, Perú - 30 de noviembre de 2012.
Foto: Andrés Piscov - SIG

El precio de los combustibles está altamente regulado por el Gobierno, está en su agenda del día. ¿Cómo ve usted una liberación total del precio de la gasolina y del ACPM?

La política de precios de los combustibles busca proteger al consumidor final, fomentando la competencia y aplicando las labores de vigilancia y control de la Superintendencia de Industria y Comercio. En este sentido, se tiene libertad vigilada en las ciudades donde existe un número suficiente de estaciones de servicio que garanticen la competencia, y se tiene libertad regulada en el resto de ciudades y municipios del país.

En el régimen de libertad vigilada cada estación de servicio puede fijar su precio libremente, mientras en el régimen de libertad regulada el precio establecido por el Ministerio de Minas y Energía constituye un techo. Por encima de este, ninguna estación de servicio puede fijar su precio.

El Gobierno Nacional mantiene un monitoreo del comportamiento de los precios, y cualquier abuso de posición dominante por parte de los distribuidores de combustibles generaría una política correctiva y las medidas de control establecidas en la ley.

Pero quiero agregar algo más. La política nuestra ha contribuido a crear un sector de distribución de combustibles fuerte y que respeta la competencia. Siempre velando por los intereses de consumidores, el Gobierno Nacional está comprometido en hacer cada vez más transparente las políticas y minimizar la regulación. Por esta razón se amplió a 25 el número de ciudades donde se aplica el régimen de libertad vigilada desde el 30 de julio del 2012, y se seguirá aumentando el número de ciudades con este régimen en la medida en que los estudios técnicos muestren que existe suficiente competencia.

Finalmente, ¿cuál es su mensaje para la industria petrolera frente a los desafíos del país?

Estamos dando un mensaje de confianza hacia la comunidad internacional de inversionistas. Es fundamental mantener las reglas del juego para asegurar la competitividad del país, y es necesario consolidar los indicadores positivos logrados en los últimos años en materia de exploración, producción e incorporación de reservas.

Desde el punto de vista social, queremos mejorar las relaciones entre empresa y comunidad, de tal manera que las expectativas de las personas estén alineadas con la realidad del objeto social de las compañías.

Por otra parte, la Fuerza Pública seguirá realizando los mayores esfuerzos para garantizar la seguridad de la infraestructura petrolera.

Este sector tiene grandes oportunidades para todos los inversionistas interesados en venir a un país que se destaca por contar con una economía dinámica, en crecimiento, y con buenos prospectos en el corto, mediano y largo plazo. ACP





Salón Elíptico, Congreso de la República de Colombia

¿Frenando la locomotora?

Un vistazo a la agenda legislativa del Congreso en el tema de hidrocarburos nos confirma que el debate sobre la participación del Estado en las rentas del sector apenas comienza.

Ideas que convertidas en regulación, implican frenar en la práctica una de las "locomotoras" del gobierno nacional y de paso, la exclusión de Colombia de la lista de los países atractivos para la inversión.

Aunque ya es sabido que la reforma tributaria aprobada en diciembre no modificó de manera particular, para el sector de los hidrocarburos, las reglas para la inversión y las condiciones para la operación en Colombia, es importante señalar que el debate sobre la participación del Estado en las rentas del sector aún no ha terminado y que por el contrario habrá discusiones para rato. Son varias las razones para ello.

En primer lugar, en Colombia y en concreto, entre algunos de los más importantes tomadores de decisiones, existe la noción de que las empresas petroleras y mineras no pagan suficientes impuestos. A pesar de que ello no resulta cierto, la concepción generalizada que tiene el país sobre este tema es que la Nación se queda con muy poco de las rentas del petróleo y que los recursos obtenidos no son invertidos para resolver los problemas estructurales de Colombia.

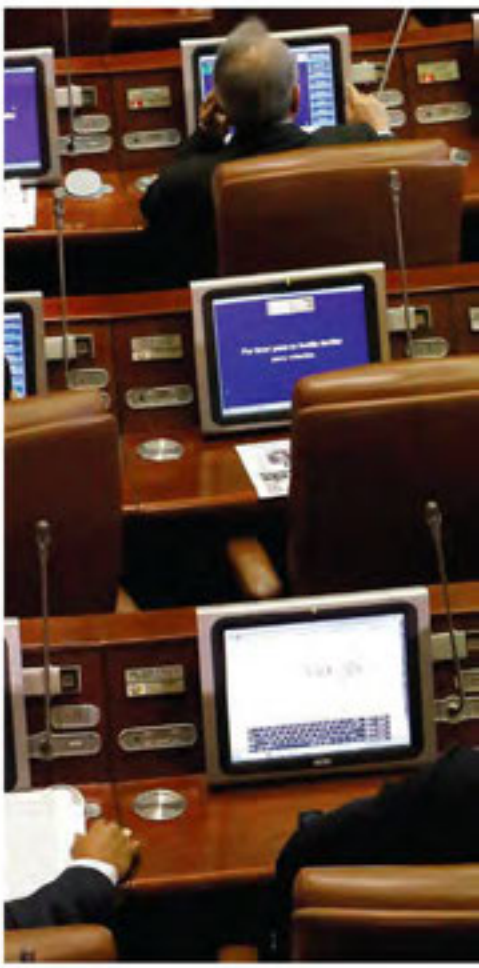
En segundo lugar, la lentitud en el envío de los recursos a los municipios a partir de la reforma constitucional que modificó las reglas de distribución de las regalías, ha hecho que florezcan toda clase de iniciativas de carácter tributario para compensar de forma transitoria o definitiva la ausencia de recursos en el ámbito local.

Por último, no es un secreto que muchos reguladores creen legítimamente o se dejan influenciar por los argumentos seductores que desestiman la posibilidad del desarrollo sostenible; tesis que son fuente inagotable de proyectos normativos generalmente orientados hacia la paralización de la extracción de recursos naturales. Ideas que convertidas en regulación, implican frenar en la práctica una de las "locomotoras" del gobierno nacional y de paso, la exclusión de Colombia de la lista de los países atractivos para la inversión.

Por todo lo anterior, la actividad legislativa asociada a iniciativas que podrían modificar las condiciones para la inversión en materia de hidrocarburos será bastante prolija durante 2013 y seguramente también en los años venideros. Para corroborar lo dicho basta simplemente hacer un recuento de las más de 15 propuestas que fueron negadas en el trámite de la reforma tributaria y que cambiaban de alguna manera las reglas de juego para el sector de hidrocarburos, o dar un vistazo a la agenda de proyectos que el Congreso tiene para el debate en lo que queda de la presente legislatura.



Siempre ha sido útil y bienvenido el debate sobre las condiciones en las cuales Colombia debe explotar sus recursos naturales (...) No hay que olvidar sin embargo, que con frecuencia las peores equivocaciones surgen de las mejores intenciones.



Iniciativas que prenden alarmas

El portafolio de iniciativas es tan amplio como diverso en los temas objeto de regulación. Sin embargo, son principalmente tres iniciativas, que sin duda se configuran como los principales proyectos, que de aprobarse, introducirían modificaciones sustanciales para las condiciones de inversión y de operación del sector petrolero en nuestro país.

El primero de ellos, aprobado a finales del año pasado en primer debate en la Cámara de Representantes, grava la producción de hidrocarburos con el Impuesto de Industria y Comercio (ICA) a una tarifa que va del 3 al 10 por mil mensual para actividades petroleras, donde la base gravable corresponde al valor de la producción o extracción petrolera o minera medida por barril, tonelada, libra, onza o gramo según corresponda para cada recurso. En adición, establece que el pago del ICA no podrá ser deducido del impuesto de renta y que serán los Concejos, a través de acuerdos municipales, quienes deben determinar las tarifas aplicables sobre las actividades petroleras en sus territorios.

La segunda iniciativa, que aún no ha surtido primer debate en el Senado, pero cuya relevancia política vale la pena resaltar en virtud de que ha sido presentada por el Partido Liberal en su conjunto, tiene un contenido tan amplio, que de aprobarse, modificaría de forma sustancial las condiciones en que hasta ahora ha venido participando el Estado en las rentas petroleras. El proyecto liderado por el Representante y jefe del Partido Liberal, Simón Gaviria, pretende incrementar la escala para el pago de las regalías, elimina la deducibilidad de las mismas del impuesto de renta, obliga a las empresas a contratar el 80 por ciento de su nómina y el 20 por ciento de los bienes y servicios necesarios con personas naturales o


Capitolio Nacional

jurídicas de la región, así como también proscribe la posibilidad de que los contratos sean prorrogados automáticamente. Cálculos recientes de la Asociación Colombiana del Petróleo, demuestran que solo esta iniciativa puede significar el aumento en el 13 por ciento del actual *government take* para proyectos con crudos livianos.

Y como si lo anterior no fuera suficiente, también en la Cámara hace tránsito un proyecto de ley que busca establecer compensaciones económicas para mitigar los impactos ambientales de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. Estas compensaciones, que serían de obligatoria inclusión en los contratos, tendrían una tarifa del 4 por ciento, estarían por fuera del sistema nacional de regalías y deberán ser destinados a proyectos de desarrollo económico y socioambiental por las entidades territoriales. Esto significaría un incremento aproximado de entre el 40 y el 50 por ciento en la tarifa actual de regalías o el equivalente a elevar en un porcentaje superior al 10 por ciento el valor de las compensaciones que hoy se pactan con la Agencia Nacional de Hidrocarburos en los contratos de Evaluación Técnica (TEA) y en los de Exploración y Producción (E&P). Esto haría prácticamente inviable el desarrollo de campos pequeños.

A los anteriores proyectos brevemente reseñados, deben sumarse también iniciativas de reforma legal que de manera directa interesan al sector, como por ejemplo el *Nuevo código de recursos naturales*, el proyecto sobre el régimen sancionatorio ambiental y las iniciativas sobre la regulación del territorio marino costero. También estarán en los órdenes del día de las Comisiones del Congreso, los proyectos de ley que buscan convertir en obligación legal algunos programas de responsabilidad social empresarial y las iniciativas que limitan a los extranjeros el derecho a la propiedad de la tierra en algunas circunstancias especiales.


Sesión plenaria de la Cámara de Representantes

La segunda iniciativa, que aún no ha surtido primer debate en el Senado, presentada por el Partido Liberal, tiene un contenido tan amplio, que de aprobarse, modificaría de forma sustancial las condiciones en que hasta ahora ha venido participando el Estado en las rentas petroleras.

Un *government take* excesivo

El ánimo regulatorio que se percibe en relación con el sector es sin duda proporcional al lugar que el tema de los hidrocarburos ocupa en la agenda de las prioridades nacionales. Sin embargo, al mismo tiempo introduce preocupaciones sobre la certidumbre y estabilidad de las condiciones para la inversión. Y la razón es apenas obvia. El impacto por la aprobación de solamente los tres proyectos antes mencionados puede llevar al Estado a quedarse con el 90 por ciento de la renta petrolera, aumentando en 20 puntos porcentuales la participación que tiene en la actualidad para nuevos descubrimientos. De manera inmediata, Colombia entraría en la lista de países que junto con Venezuela, Bolivia, Argentina y Ecuador ofrecen peores condiciones para la exploración y explotación de hidrocarburos en la región, doblando por ejemplo a Brasil y Perú, cuyo *government take* no llega al 40 por ciento. Este sería, de lejos, el incremento más agresivo del Gobierno Nacional en la renta petrolera en toda su historia.

Una pobre competitividad en materia de hidrocarburos ahuyenta la inversión y con ella las posibles soluciones para algunos de los múltiples problemas que tiene Colombia. No habría razones para esperar el cumplimiento de las metas fiscales de la Nación y tampoco para satisfacer las demandas de recursos para las regiones. No hay que olvidar, por ejemplo, que el sector petrolero es el más grande contribuyente en impuesto de renta y en 2012 su participación en la inversión extranjera directa fue del 37 por ciento, rondando los seis mil millones de dólares y teniendo un crecimiento del 14 por ciento frente al año inmediatamente anterior. Por cuenta de aumentos desmedidos en el *government take* se ponen en peligro también las reservas nacionales de petróleo, la sostenibilidad en la explotación de crudo y las posibilidades de autoabastecimiento de combustible en el mediano plazo.

Siempre ha sido útil y bienvenido el debate sobre las condiciones en las cuales Colombia debe explotar sus recursos naturales y es sin duda deseable que desde el Congreso y demás puntos cardinales de la opinión nacional se realicen propuestas sobre la materia. No hay que olvidar sin embargo, que con frecuencia las peores equivocaciones surgen de las mejores intenciones. ACP

Brasil se está perfilando como uno de los nuevos protagonistas del mercado energético mundial. La razón: los grandes depósitos de crudo en lo profundo del mar. Una historia petrolera similar a la de Colombia, donde la innovación ha sido la clave.

A pesar de consumir más petróleo del que produce, según datos de un informe estadístico de 2012 elaborado por la British Petroleum Company (BP), Brasil se está perfilando cada vez más como uno de los nuevos protagonistas del mercado energético en el mundo.

La razón de este cambio en sus perspectivas no es otra que los grandes depósitos de crudo estimados en el llamado presal, una capa muy profunda en el mar, a más de seis kilómetros de la superficie.

Para ser el centro de las miradas en Suramérica, el país más amazónico no solo ha contado a su favor con los cambios políticos en Venezuela (el país con mayores reservas probadas al cierre de 2011, estimadas en 296.500 millones de barriles), sino con una serie de políticas que se han consolidado con el paso del tiempo.

Si bien en diciembre de 2012 la producción de petróleo de Brasil, reportada por la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), bajó un 4 por ciento frente a igual período de 2011, al ubicarse en 2,1 millones de barriles por día, la magnitud calculada de los yacimientos en zonas marítimas de profundidad representan para este gigante una gran oportunidad, pero al mismo tiempo, importantes y complejos retos técnicos para hacer realidad estas positivas expectativas.

Desde 2011 un informe del Banco de la Reserva Federal de Atlanta señalaba que a la par de las suspensiones de los permisos para realizar perforaciones submarinas en el Golfo de México en territorio de Estados Unidos, en Brasil la situación era totalmente contraria, ya que había una fuerte actividad para desarrollar estas enormes reservas *offshore*.

Según información de Petrobras, principal protagonista de la industria, entre 2012 y 2016 sus inversiones totales alcanzarán los 236.500 millones de dólares.

Comienzo dispendioso, camino complejo

Para llegar a esta realidad, el gigante suramericano tuvo que transitar un camino bastante espinoso, pues no hay que olvidar que en los años 70 tenía una gran dependencia de las importaciones, lo que años más tarde llevó a impulsar el desarrollo del etanol, como camino para cambiar esta situación.

De acuerdo con un documento de la Asociación Bahiana de la Cadena del Petróleo (Redepetro Bahía), después de haber comenzado su historia petrolera mediante las iniciativas privadas, en un período que se extendió desde 1864 hasta 1938, se dio paso a un largo lapso de estatización de 58 años, primero con el Consejo Nacional del Petróleo (CNP) y luego con la creación de Petrobras, empresa del Estado que inició operaciones en 1954.

Durante los años 50 la industria petrolera de Brasil se esforzaba por tener la formación técnica para apoyar el desarrollo de la industria, al punto que a finales de esta década el país llegó a producir 65 mil barriles por día y sus reservas alcanzaban los 507 millones de barriles equivalentes (crudo y gas).



Un carnaval de petróleo



Vista aérea de Río de Janeiro y del Cristo redentor de Corcovado

Luego, en los años 60, Brasil alcanzó la autosuficiencia, lo que conllevó la construcción de varias refinerías, al tiempo que comenzaban las perforaciones en la cuenca Campos (la que hoy en día tiene el gran potencial) y se lograba el primer hallazgo en el mar, en el campo Guaricema.

En este auge fue clave la investigación y la innovación. Surgió entonces el Centro de Investigación y Desarrollo (Cenpes), el más grande de su tipo en América Latina y uno de los principales referentes en la industria energética mundial. Al final de este período, la producción de crudo ya era de 172 mil barriles por día.

Cambios por el entorno

Aunque en los 70 la cuenca Campos comenzó a producir, llegaron las complicaciones. En 1973 la restricción de la Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo a la venta de crudo a las naciones que habían apoyado a Israel en su enfrentamiento con Siria y Egipto (conocida como la Guerra del Yom) y la crisis de 1979, producto de la revolución en Irán, seguida de la guerra de este país con Irak, llevaron a Brasil a barajar sus cartas para recomponer el camino para el desarrollo de su industria petrolera.

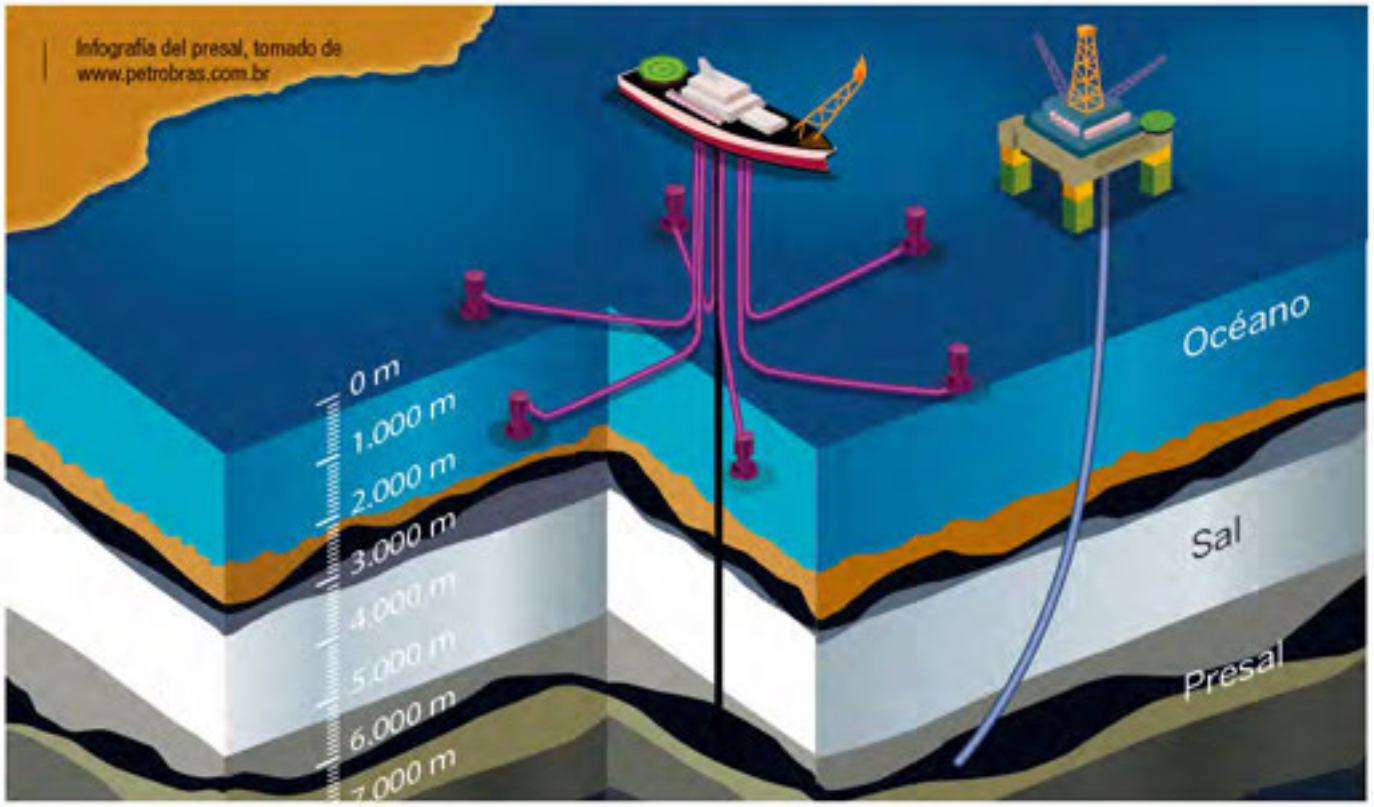
Para tal fin, además del programa Proalcool, diseñado para impulsar el desarrollo y uso del alcohol carburante (etanol) para reducir la dependencia del petróleo, el Estado, dueño de Petrobras, tomó una decisión trascendental: sin perder el control sobre los hidrocarburos, autorizó a esta compañía para que firmara contratos con otras empresas, locales y extranjeras, en busca de nuevas fuentes de petróleo.

Hoy en día el país que dirige Dilma Roussef es un punto de referencia para los negocios, cuyos beneficios derivados de la industria petrolera han sido fundamentales para bajar los índices de pobreza, que pasaron del 31 por ciento en el 2005 al 20 por ciento en el 2010.

En esa década, de acuerdo con RedePetro Bahía, se firmaron 243 contratos, 156 de ellos con firmas internacionales, y 87 con operadores locales. La estrategia comenzó a dar sus frutos a finales de este período, cuando la producción se ubicó en 165 mil barriles por día; de los cuales 35 por ciento provenían del mar. Sin embargo, el registro no fue mejor que diez años atrás.

Posteriormente, en los años 80, se intensificó la búsqueda de recursos en el mar, actividad que dio resultado con el descubrimiento de grandes campos como Albacora y Marim. Por esa época Petrobras inició un programa de innovación, que la llevó a hacer perforaciones en profundidades de hasta tres mil metros.





Infografía del presal, tomado de www.petrobras.com.br



Astillero con adecuación para ferry petrolero, Manaos

El resultado fue contundente, al punto que volteó la participación de las fuentes de la producción. De los 685 mil barriles por día que se produjeron en 1989, ya el 65 por ciento correspondieron al *offshore*.

La era de las licitaciones de campos

El camino que inició Colombia desde 2003, con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), lo comenzó a transitar Brasil ocho años antes, cuando en 1995 se estructuró el esquema vigente.

El país de la samba seguía cambiando y en ese año hubo una enmienda constitucional que permitió flexibilizar el monopolio que tenía el Estado sobre el petróleo y que dio origen a la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), entidad vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Tres años más tarde, en 1998, a través de la llamada Ronda Cero, Petrobras recibió de esta entidad 397 concesiones conformadas por 95 bloques de exploración y 282 campos en producción o en etapa de desarrollo. Al siguiente año la ANP hizo la primera licitación de áreas mediante el esquema de rondas y a la fecha acumula diez procesos de este tipo, más la asignación de algunos campos a través de otros procesos.

En 2012 la ANP comenzó la ronda número 11, que inicialmente tenía 289 bloques, que abarcaban un área de 155.800 kilómetros, repartidos en once cuencas sedimentarias. Las áreas están siendo sometidas a las evaluaciones ambientales, para establecer la viabilidad de que sean incluidas en la ronda.

Los cambios adoptados por Brasil, tanto en la industria petrolera como en el resto de sectores, llevaron a un aumento significativo de las inversiones foráneas. Citando datos del Banco Mundial, el experto Salvador Barragán, abogado de la estatal mexicana Pemex, destaca que la economía de Brasil aumentó del año 2000 al 2011 la inversión extranjera directa en 247 por ciento, desplazando a México.

La apuesta de Petrobras por el petróleo en el presal es total. Entre 2012 y 2016 destinará 141.800 millones de dólares a la exploración y producción de petróleo, solamente en territorio brasileño.

PETROBRAS EN CIFRAS

Extracción de crudo en Brasil
2,02 millones de BPD

Ductos en funcionamiento
Más de **30.000** kilómetros

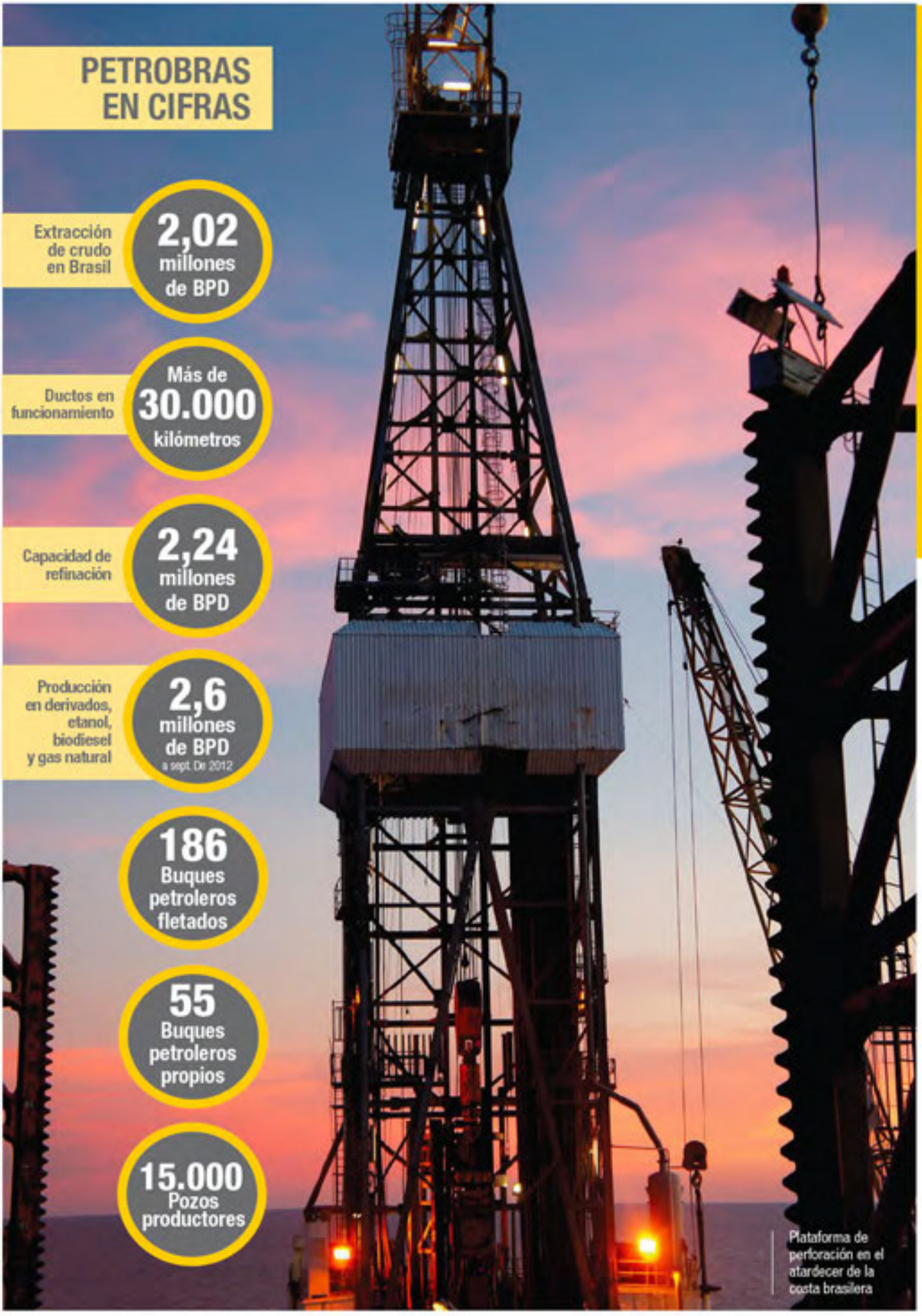
Capacidad de refinación
2,24 millones de BPD

Producción en derivados, etanol, biodiesel y gas natural
2,6 millones de BPD
a sept. De 2012

186 Buques petroleros fletados

55 Buques petroleros propios

15.000 Pozos productores



Plataforma de perforación en el atardecer de la costa brasilera

Petrobras y Ecopetrol, empresas en acción

Aunque el modelo petrolero colombiano guarda grandes similitudes con el de Brasil, cuya estructura comenzó mucho antes, solo hasta 2010 la estatal petrolera Petrobras se animó a hacer lo que Ecopetrol decidió realizar en 2007, al abrir parte de su capital al público en general.

Según información suministrada por la petrolera brasileña, hoy la empresa cuenta con más de un millón de accionistas, luego de una oferta pública de acciones que llevó a que su capital social llegara hasta los 205,3 billones de reales, que equivalen a cerca de 104 billones de dólares.

Los multimillonarios recursos serán utilizados en su plan de negocios 2012 al 2016, período en el que se prevén inversiones por 236.500 millones de dólares, es decir casi tres veces el presupuesto que Ecopetrol espera ejecutar entre 2011 y 2020.

Al igual que Ecopetrol, Petrobras tiene la mayoría de reservas de crudo del Brasil, con 16.400 millones de barriles equivalentes, de los cuales 15.700 millones de barriles están en territorio brasileño, al cierre de diciembre de 2011.

En 2011, la estatal brasilera ganó 33.300 millones de reales, un poco más de 30,6 billones de pesos.

Hoy en día el país que dirige Dilma Roussef es un punto de referencia para los negocios, cuyos beneficios derivados de la industria petrolera han sido fundamentales para bajar los índices de pobreza, que pasaron del 31 por ciento en el 2005 al 20 por ciento en el 2010.

De hecho, solo las iniciativas de Petrobras, según información de la compañía, generarían cerca de un millón de empleos directos e indirectos en Brasil, en el sector de petróleo y gas, hasta el año 2014.

El reto es extraerlo

Según el informe estadístico de BP, publicado en 2012, al cierre de 2011 Brasil contaba con 15.100 millones de barriles de crudo en reservas, que le alcanzan, al ritmo de consumo actual, para cerca de 19 años. El futuro luce promisorio, ya que la Agencia Nacional de Petróleo estima que el área de la cuenca de Santos contiene 50 mil millones de barriles.

Incluso, estudios privados de personas que estuvieron vinculadas a Petrobras han afirmado que los recursos podrían llegar a 123 mil millones de barriles, más del 46 por ciento de las reservas de Arabia Saudita al término de 2011. No obstante, el estudio del Banco de la Reserva Federal de Atlanta llama la atención porque solo una parte de estos recursos tiene la categoría de probado.

Sin embargo, la apuesta de Petrobras por el petróleo en el presal es total. Entre 2012 y 2016 destinará 141.800 millones de dólares a la exploración y producción de petróleo, solamente en territorio brasileño. Sus directivas señalan que los proyectos implicarán una demanda de grandes dimensiones en unidades de producción, instalaciones submarinas, bombas, tuberías, líneas flexibles, además de miles de equipos diversos.

De acuerdo con la compañía, "el desarrollo del polo presal no solo incrementará la demanda de equipamientos y servicios en diversos segmentos de la industria, sino que también abre oportunidades de negocios para que empresas extranjeras inviertan en Brasil".

Para ello se realizan acciones integradas para incentivar la llegada de compañías internacionales, principalmente en asociación con empresas locales, toda vez que el desarrollo de los nuevos recursos requiere cualificación para el suministro de bienes y servicios, excelencia en recursos humanos, investigación tecnológica y responsabilidad social y ambiental.

Actualmente Petrobras produce alrededor de 200 mil barriles de petróleo equivalente por día (crudo y gas) en el presal de las cuencas de Santos y Campos, pero la proyección es que para 2016 el volumen de estas fuentes alcance los 750 mil barriles y que en 2020 se acerque a los dos millones de barriles equivalentes diarios.

Estos descubrimientos de crudo ligero comenzaron desde 2005, en un área localizada entre los estados de Santa Catarina y Espírito Santo. En la cuenca de Santos, por ejemplo, el petróleo que ya ha sido identificado tiene una densidad de 28,5 grados API, baja acidez y bajo contenido de azufre, que reflejan su alta calidad y su mayor valor en el mercado, porque permite producir derivados de mayor precio y gran demanda. ACP



Torre de perforación, *offshore*



“Los recursos no convencionales están transformando las perspectivas de la seguridad energética”.

Kris Nygaard*



La industria petrolera está evolucionando gracias a los yacimientos no convencionales que han ganado importancia en la esfera internacional y nacional.

Apesar de ello, son muchos los mitos tejidos alrededor de la exploración de estos recursos como la contaminación del agua, la sismicidad y los daños ambientales.

Para aclarar las dudas frente al tema, ACP Hidrocarburos entrevistó al experto Kris Nygaard*, consultor internacional, vinculado actualmente a ExxonMobil, quien hace importantes reflexiones sobre los procesos, desafíos, beneficios y nuevas oportunidades que vienen para Colombia en esta materia.

La experiencia obtenida por la industria en la exploración de yacimientos no convencionales en varios países del mundo ha permitido el desarrollo y la aplicación de tecnologías de punta que aseguran un proceso de alta calidad, sin mayores riesgos para la sociedad y el medio ambiente. De igual forma, frente al tema de sismicidad, que preocupa a la población, Nygaard afirma que “en los últimos 60 años ha demostrado que existe un riesgo extremadamente bajo asociado con la inducción de sismicidad por la estimulación hidráulica”.

Así las cosas, Colombia tiene las puertas abiertas para aumentar sus reservas y producción, y consolidar los enormes beneficios que en términos de desarrollo social, generación de empleo, sostenibilidad y progreso económico genera la industria para el país.

Explíquenos ¿cómo es el proceso de estimulación hidráulica?

La estimulación hidráulica es una tecnología probada que se ha utilizado de forma segura por más de 60 años en más de un millón de pozos, donde se utiliza la presión del agua y la arena para crear fisuras muy finas en formaciones subterráneas profundas que permiten el flujo eficiente de petróleo y gas.

La arena mantiene abierta la vía del flujo recién creado y estas vías luego proporcionan un camino abierto en la roca “apretada” para que los hidrocarburos fluyan fácilmente en el pozo y salgan hacia la superficie. Hoy en día, casi 90 por ciento de los pozos perforados en los Estados Unidos son estimulados con el fin de permitir una mayor producción.

El fluido utilizado para este proceso comprende usualmente entre 98 y 99,5 por ciento de agua y arena. Algunos ingredientes, en el rango de 0,5 a 2 por ciento, son necesarios para maximizar la recuperación de gas o líquidos de una manera segura y eficaz. Muchos de estos ingredientes se encuentran en productos de uso doméstico diario, como fluidos de limpieza, maquillaje, champú, etc. Estos se añaden para hacer que el proceso sea más eficaz al reducir la fricción, por ejemplo, evitando el crecimiento de bacterias y previniendo la corrosión de tuberías.

* Kris Nygaard es ingeniero mecánico de la Universidad de Arizona, tiene máster en Ingeniería Aeroespacial y Ph.D. en Ingeniería Mecánica de la misma universidad. Actualmente es consultor senior de fracturamiento hidráulico de ExxonMobil Production Company y es el responsable de coordinar el ExxonMobil’s Upstream Fracturing Center of Excellence.

ACP: Hay quienes sostienen que la estimulación hidráulica consume grandes cantidades de agua potable,¿es esto cierto?

KN: El gas y crudo asociados a lutitas, son unas de las fuentes de energía más eficientes en cuanto al uso del agua y utilizan una menor cantidad en comparación con otros usos locales e industriales. Además, el agua necesaria para el desarrollo de recursos no convencionales se utiliza únicamente durante un corto período de tiempo durante los procesos de perforación y fracturamiento hidráulico.

La industria emplea varios métodos para manejar de forma eficaz el uso del agua. En algunas áreas, la industria está "reutilizando" volúmenes considerables del agua mediante operaciones de reciclaje. En otras áreas, el agua de "formación" que se produce con el gas natural se puede emplear para la estimulación de otros pozos. Los operadores en algunos casos pueden utilizar agua subterránea salobre (no potable) como fuente. Las opciones específicas que se pueden considerar dependerán de diversos factores que incluyen la ubicación geográfica, la disponibilidad de las fuentes superficiales y subterráneas y las características de la producción del yacimiento que se está desarrollando. Los esfuerzos de la industria se concentran en minimizar el uso de agua potable y maximizar el uso de agua reciclada o agua producida de la formación.

Durante el proceso, ¿cómo se protegen los acuíferos de posibles filtraciones de fluidos?

Mantener la integridad del pozo es un principio de diseño fundamental para la producción de petróleo y gas debido a que es esencial aislar el conducto interno del pozo de la superficie y del entorno del subsuelo. Esto es fundamental para la protección del medio ambiente, incluyendo las aguas subterráneas, y para la contención del fluido producido hacia un conducto de producción dentro del pozo. Esta ha sido una práctica normal de la industria por años.

El principal método utilizado para la protección de las aguas subterráneas consiste en la perforación del pozo a través de los acuíferos subterráneos, instalando de inmediato una tubería de acero (llamada tubería de revestimiento) y cementando este tubo de acero en su lugar. La tubería de revestimiento de acero aísla las zonas del material en el interior del pozo durante las posteriores operaciones de perforación protegiendo las aguas subterráneas con múltiples capas para la vida útil del pozo.

La seguridad y la confiabilidad del proceso han sido objeto de muchas críticas por parte de varias agencias reguladoras en los Estados Unidos y otros países. La demostración de la confiabilidad del proceso de construcción del pozo radica en que no ha habido un solo caso confirmado de contaminación de aguas subterráneas vinculado a la operación de fracturamiento en más de un millón de pozos estimulados hidráulicamente en los últimos 60 años.

¿Qué tipo de riesgos sísmicos podría ocasionar la estimulación hidráulica?

Los riesgos de sismicidad inducida son muy bajos con respecto a la estimulación hidráulica. La sismicidad inducida se refiere a los temblores que se pueden atribuir a la actividad humana. Es importante señalar que históricamente la sismicidad inducida se aplica en procesos industriales diferentes, que incluyen la construcción de represas (embalse de depósito), la minería, la construcción, la eliminación de residuos, la extracción de energía geotérmica, y la producción convencional de petróleo y gas. Muchas industrias usualmente han tratado el tema de sismicidad inducida durante varias décadas y en algunos casos por más de 100 años.



"Los cambios en el marco regulatorio en el sector del petróleo han desempeñado un papel importante en la atracción de inversiones, en el fomento de la exploración y el desarrollo de nuevas áreas".

La amplia experiencia de la industria con la estimulación hidráulica en los últimos 60 años ha demostrado que existe un riesgo extremadamente bajo asociado con la inducción de sismicidad por la estimulación. No ha existido ni un solo evento de sismicidad inducida relacionado con la estimulación hidráulica donde se hubiere causado daños materiales o un problema significativo de seguridad.

¿Cuál ha sido la importancia de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales en otros países?

Actualmente, el uso de gas natural está aumentando significativamente a medida que la mezcla de energía mundial se transforma con los nuevos suministros. Este cambio conlleva enormes beneficios en términos de efectos ambientales, costo-efectividad, fiabilidad, eficiencia, desarrollo social, generación de empleo, im-



puestos, regalías y actividad económica. En Estados Unidos y Canadá, los recursos no convencionales están transformando las perspectivas de la seguridad energética, así como reconfigurando los mercados globales y las líneas de suministro. Las mismas tecnologías para convencionales que han desbloqueado la producción comercial de gas natural están siendo utilizadas con éxito para la producción de no convencionales.

Comparado con los yacimientos convencionales, ¿cuáles son los principales beneficios económicos que generan el desarrollo de los yacimientos no convencionales?

Un estudio reciente, publicado a finales de 2012 por la consultora de energía IHS Global Insight con respecto al desarrollo de petróleo y gas natural a partir de fuentes no convencionales estima que a nivel nacional en los Estados Unidos, la producción de gas y petróleo no convencional contribuye a más de 1,7 millones de empleos y US$63 mil millones en los ingresos del Gobierno en la actualidad. IHS además informa que esas cifras podrían aumentar a 3 millones de empleos y US$113 mil millones en ingresos anuales del Gobierno a finales de la década.

Colombia tiene un gran potencial tanto de recursos no convencionales como convencionales y las condiciones fiscales previstas por el Gobierno son favorables.

Además de la generación de empleos, IHS también destaca la oportunidad individual de los trabajadores en Estados Unidos por el desarrollo de estos recursos; el salario promedio de los trabajadores de producción en la industria del petróleo y el gas natural en los Estados Unidos es muy superior a los salarios promedio por hora que se pagan en otras industrias.

Hay posiciones en contra de este tipo de prácticas. ¿A qué lo atribuye?

Existen preocupaciones legítimas de la comunidad que deben ser tratadas y abordadas de manera proactiva por parte de la industria. Como todos los procesos industriales, el desarrollo de recursos no convencionales no está exento de riesgos, pero la industria cuenta desde hace bastante tiempo con unas prácticas sobre gestión de riesgos que pueden permitir que el desarrollo se produzca de una manera segura y responsable. Cuando las comunidades y los ciudadanos no están familiarizados con las operaciones de petróleo y gas y tienen preguntas e inquietudes, la industria debe ser abierta, transparente y proporcionar información sobre sus operaciones y las expectativas. Cuando esto no ocurre, y la gente siente que sus inquietudes no se toman en serio, puede presentarse la oposición de la comunidad como consecuencia de ello.

En su opinión ¿qué proyecciones existen en nuestro país para la exploración y producción de los yacimientos no convencionales?

ExxonMobil considera que Colombia tiene un gran potencial tanto de recursos no convencionales como convencionales y las condiciones fiscales previstas por el Gobierno son favorables, lo cual es evidente debido al gran número de empresas que operan en el país. Este esfuerzo ha llevado a un aumento dramático en la producción en los últimos años. Las compañías petroleras evalúan un portafolio global de opciones para oportunidades de inversión en petróleo y toman decisiones basadas en las condiciones del país dentro del mercado mundial competitivo.

Un buen ejemplo es el esfuerzo de Colombia para atraer inversión extranjera directa. Los cambios en el marco regulatorio en el sector del petróleo han desempeñado un papel importante en la atracción de inversiones, en el fomento de la exploración y el desarrollo de nuevas áreas. El esfuerzo reciente del país en el desarrollo de nuevos términos para los recursos no convencionales es otro ejemplo del interés de Colombia en la atracción de inversiones y el desarrollo de nuevas fuentes de producción de petróleo y gas.

En ExxonMobil, nos especializamos en proyectos complejos que requieren un profundo conocimiento del subsuelo, nuevas tecnologías, buena planeación y ejecución y proyectos eficientes y rentables. Creemos que podemos aportar valor a Colombia convirtiéndonos en socios para incrementar las reservas y la producción. **ACP**

"Como todos los procesos industriales, el desarrollo de recursos no convencionales no está exento de riesgos, pero la industria cuenta desde hace bastante tiempo con unas prácticas sobre gestión de riesgos que pueden permitir que el desarrollo se produzca de una manera segura y responsable".



Alba del Pilar Duarte
Experta en gas natural

La agenda regulatoria *de la CREG 2013*

"Si se analiza el plan, se evidencia la dificultad de lograr una regulación oportuna, integral y coordinada que envíe las señales que el país requiere para tener un desarrollo armónico de su canasta de energéticos, dentro de una sana competencia entre combustibles".

Al finalizar 2012, la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) publicó la agenda indicativa de asuntos regulatorios que abordará durante 2013. Para elaborarla, priorizó los temas de los sectores que regula, teniendo en cuenta tres aspectos relevantes: avance, impacto y urgencia. Desde esta premisa, el cronograma contempla la expedición de normas prioritarias para los sectores de electricidad, gas natural y GLP, durante los dos primeros trimestres del año, dejando para los restantes, aquellas a las que la CREG asignó segundo nivel de prioridad y listando finalmente sin cronograma, las normas sobre combustibles líquidos, que estudiará solo si su disponibilidad de recursos se lo permite.

Si se analiza el plan, se evidencia la dificultad de lograr una regulación oportuna, integral y coordinada que envíe las señales que el país requiere para tener un desarrollo armónico de su canasta de energéticos, dentro de una sana competencia entre combustibles. La priorización mencionada resulta de centrar la atención en los temas en que ha venido trabajando la CREG durante los últimos años y son los que tradicionalmente venía regulando: generación eléctrica, gas natural y GLP. Lo relacionado con los demás combustibles líquidos, tema recientemente trasladado del Ministerio de Minas y Energía a la CREG, (decreto 4130 del 2011) se anuncia con muy baja prioridad. La carencia de oportuna simultaneidad e integralidad en el análisis y expedición de las normas que rigen los diferentes energéticos, sustitutos entre sí, conlleva distorsiones en la competitividad de los mismos, que afectan las señales económicas en que se basan las decisiones de los inversionistas.

Ver en web CREG (www.creg.gov.co): Documento CREG-092 de diciembre 21 de 2012 en Circular 071 de diciembre 28 de 2012.

“¿Se requiere reevaluar el modelo de funcionamiento CREG? ¿Es adecuado para los grandes retos de los sectores que regula y que necesitan normas con oportunidad y calidad?”.

Dados los atrasos acumulados de períodos anteriores, la agenda revela la necesidad de tener expedidas en un tiempo muy corto normas de trascendencia, en especial en el sector del gas natural, en donde se pretende dar comienzo a una normatividad completamente nueva tendiente a modernizar el sector y a estandarizar del todo su manejo, como ocurre en mercados robustos y desarrollados. Esta urgencia, por lo que se entiende de la actividad anunciada, no deja tiempo para considerar con profundidad las observaciones que, con base en experiencias y conocimiento propio, han hecho los actores del negocio y que por las fechas previstas, no van a tener mayor discusión antes de ser expedidas las reglas definitivas. Temas de impacto y que parecían aún crudos en los borradores, como por ejemplo los de importación de gas licuado, van a ser definidos con gran inmediatez y sin nuevas discusiones. Tampoco está prevista la oportunidad solicitada para hacer un ejercicio de simulación del proceso de subastas propuesto por la CREG y en el cual se evidenciaron dificultades para garantizar su correcto funcionamiento hasta el cierre final.

Por otra parte, la agenda no contempla ningún mecanismo que desentrabe la contratación de gas en firme mientras entran en operación reglas de largo plazo. Esto anuncia otro año sin posibilidad de adelantar estos negocios en un ambiente excedentario, en el que gas disponible solo puede negociarse desde la modalidad interrumpible, que resulta inconveniente tanto para productores como para la demanda. Así mismo, no se prevé cómo armonizar el funcionamiento del sector eléctrico con el de gas en cuanto a fechas de compromisos exigibles y a la potencial importación de gas para atención de esta demanda.

Luce ambicioso el plan para expedir en el primer trimestre, con el debido aseguramiento, toda la normatividad referente a gas (comercialización mayorista, confiabilidad y mercado de cortes, manejo del precio actualmente regulado y costo de oportunidad para el dejado de exportar) y a electricidad (mercado mayorista, transmisión y distribución). Un desfase en fechas pondría en riesgo el cumplimiento del esquema que se requiere completar para transar el gas comprometido en contratos que vencen el 31 de diciembre de 2013, sobre todo si se tiene en cuenta que los agentes deberán ajustarse a normas nuevas que conllevan actividades nunca antes ejecutadas.

Nadie pone en duda el compromiso, la capacidad de trabajo y el conocimiento técnico de los expertos de la CREG. Pero es de todos conocido que el diseño de este cúmulo de reglas de juego (de gran complejidad por el número de variables y de actores involucrados) que el sector energético requiere con urgencia, puede llegar a sobrepasar la capacidad de respuesta del ente regulador, porque no es clara la asignación de recursos para asumir tantos temas de tan gran envergadura. La inquietud por retrasos en la expedición de normas prioritarias se acentúa, ante la asignación de nuevas tareas sin tener a la vista los recursos adicionales que estos temas ameritan.

Lo anterior conduce a interrogantes que valdría la pena responder:

- ¿Será necesario adoptar reglas de transición para permitir negocios en el sector de gas y flexibilizar las fechas límite para disponer de regulación de largo plazo, para dar tiempo a complementar los análisis en curso y tener mayor probabilidad de acertar?
- ¿Se requiere reevaluar el modelo de funcionamiento CREG? ¿Es adecuado para los grandes retos de los sectores que regula y que necesitan normas con oportunidad y calidad? Por lo menos, se evidencia la necesidad urgente de fortalecerla con recursos adicionales en los temas identificados, para armonizar normatividad entre sustitutos y entre el sector eléctrico y los combustibles de los que depende. Su tarea se facilitaría, si se contara con un PEN que proyectara una canasta de energía basada en señales económicas de largo plazo. ACP



Fernando Sanabria, vicepresidente de exploración de ExxonMobil Colombia

ExxonMobil le apuesta a los yacimientos no convencionales en Colombia

El trabajo que desarrolla Colombia, las garantías y condiciones para incentivar tanto la exploración como la producción de yacimientos no convencionales, se reflejan en la apuesta de una de las empresas más importantes del sector, ExxonMobil.

En la actualidad Estados Unidos y Canadá son los países que están liderando los avances para desarrollar y producir hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Por su parte, Colombia está posicionándose en la escena internacional por su alto potencial en este tipo de recursos, por lo que se ha convertido en el objetivo de negocio de importantes compañías extranjeras.

Para impulsar el potencial del país, se han implementado una serie de ajustes normativos en el marco contractual y fiscal para el desarrollo y producción de estos recursos.

Los proyectos de yacimientos no convencionales van a permitirle a Colombia aumentar sus niveles de reservas, lo que prolongará la autosuficiencia energética. Además, generará nuevas fuentes de empleo y desarrollo económico en las regiones. Sin embargo, en esta apuesta el país debe sortear los retos en materia de infraestructura y oferta de los bienes y servicios para este tipo de operaciones.

El trabajo que desarrolla Colombia, las garantías y condiciones para incentivar tanto la exploración como la producción de yacimientos no convencionales, se reflejan en la apuesta de una de las empresas más importantes del sector, ExxonMobil.

La revista ACP Hidrocarburos entrevistó a Fernando Sanabria, vicepresidente de exploración de ExxonMobil, quien nos cuenta las expectativas, retos, planes, las nuevas tecnologías y rigurosos estándares que quiere implementar la compañía en el país y sobre la experiencia obtenida en países como Estados Unidos, Canadá y Argentina que nutren su trabajo.

Sanabria es ingeniero de petróleos con más de 30 años de experiencia en las áreas de proyectos, ingeniería y operaciones del *upstream*.

ACP: ¿Cuál es la presencia de ExxonMobil en el mundo y qué actividades realiza?

FS: ExxonMobil es la empresa petrolera de capital privado más grande del mundo con operaciones en seis continentes. Utilizamos la innovación y la tecnología para suministrar energía con el fin de satisfacer la demanda mundial. Nuestros extensos programas de investigación apoyan y permiten el mejoramiento continuo de nuestras operaciones y exploran nuevas tecnologías y fuentes de energía. Contamos con diez compañías diferentes, que desarrollan actividades de *upstream*, *downstream* y químicos.

El negocio del *upstream* incluye la exploración en 36 países y cuenta con operaciones de producción de petróleo y gas en 23. Actualmente estamos trabajando en más de 130 grandes proyectos de desarrollo que tienen el potencial para generar más de 4,5 millones de barriles netos diarios. En el *downstream*, somos el mayor refinador mundial con participación en 36 refinerías ubicadas en 21 países. Comercializamos nuestros productos combustibles a través de más de 26.000 estaciones de servicio y somos el mayor proveedor de aceites base lubricantes. En químicos, somos una empresa líder en la industria, con intereses en 51 plantas de producción propias y participación en empresas conjuntas en diversas partes del mundo.

¿Cuál fue la principal motivación que tuvo la compañía para volver a explorar en Colombia?

Consideramos que Colombia tiene un gran potencial tanto de recursos no convencionales como convencionales. Además, el actual clima de negocios que ofrece el país, al igual que la estabilidad legal y las mejoras en seguridad de los últimos años, han sido muy importantes para atraer nuestro interés.

El regreso de ExxonMobil al *upstream* es muy positivo con la adquisición de seis bloques, tres de ellos en unión temporal con Ecopetrol, adjudicados en la Ronda 2012 y los otros tres a través de otros procesos de negociación.

¿Cuéntenos la situación de cada uno de estos bloques, cuáles operarán y dónde están ubicados?

En la pasada Ronda 2012, presentamos junto con Ecopetrol, las mayores ofertas para tres bloques, COR-46, COR-62 y VMM-29 ubicados en el Valle Superior y Medio Magdalena, los cuales tienen potencial de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Estamos a la expectativa de nuestros futuros esfuerzos en exploración y nuestra participación en el desarrollo de los recursos energéticos de Colombia.

También, somos el operador del bloque COR-46 (contrato TEA) y, sujeto a autorizaciones pendientes de la ANH, este año se asumirá las operaciones de los bloques VMM-2 y VMM-37 (contratos E&P) en el Magdalena Medio. Adicionalmente, tenemos participación en el bloque CPE-3, en Vichada. Todos estos contratos están en la etapa inicial de exploración.

Háblenos un poco de las innovaciones tecnológicas que ExxonMobil podrá aplicar en Colombia para la exploración de estos bloques.

Las nuevas e innovadoras tecnologías desarrolladas por nuestra industria, han tomado las fuentes de energía que habían sido etiquetadas como "no convencionales", "no rentables" e "inaccesibles" y las han tornado convencionales, económicas y ambientalmente responsables. Los nuevos recursos de petróleo y gas natural que hemos desarrollado en Estados Unidos darán forma al desarrollo a escala mundial.

Estamos explotando nuevos campos en Estados Unidos, Canadá y Argentina en producción segura y responsable de gas asociado a lutitas, *tight oil* y arenas bituminosas. Estamos observando resultados alentadores que se pueden lograr en otros lugares con la aplicación de estas tecnologías y rigurosos estándares operacionales.

> "En ExxonMobil creemos que suministrar la energía que el mundo necesita en forma económica, social y ambientalmente responsable genera un impacto positivo y duradero en las comunidades en las cuales operamos".

¿Cómo piensan afrontar los retos sociales y ambientales que tiene el país?

Estamos comprometidos con ser un buen ciudadano corporativo en los lugares en los cuales operamos, manteniendo altos estándares éticos, acatando los requisitos reglamentarios de los países de acogida, respetando las culturas nacionales y las tradiciones y costumbres locales. Además buscamos equilibrar el crecimiento económico, el desarrollo social y la protección del medio ambiente, para que las medidas adoptadas hoy, no comprometan la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus necesidades. Los estándares de conducta en nuestros negocios incluyen políticas específicas sobre ética, seguridad, salud y medio ambiente con el fin de apoyar estos objetivos.

Nuestro enfoque para la gestión del impacto en la comunidad local consiste en varios elementos básicos: políticas corporativas, aplicación de las leyes nacionales y principios universalmente reconocidos, evaluación de riesgos y oportunidades, vinculación de los grupos de interés y la construcción de capacidad económica local. Esto es lo que en ExxonMobil llamamos gestión socioeconómica.

¿Y la seguridad?

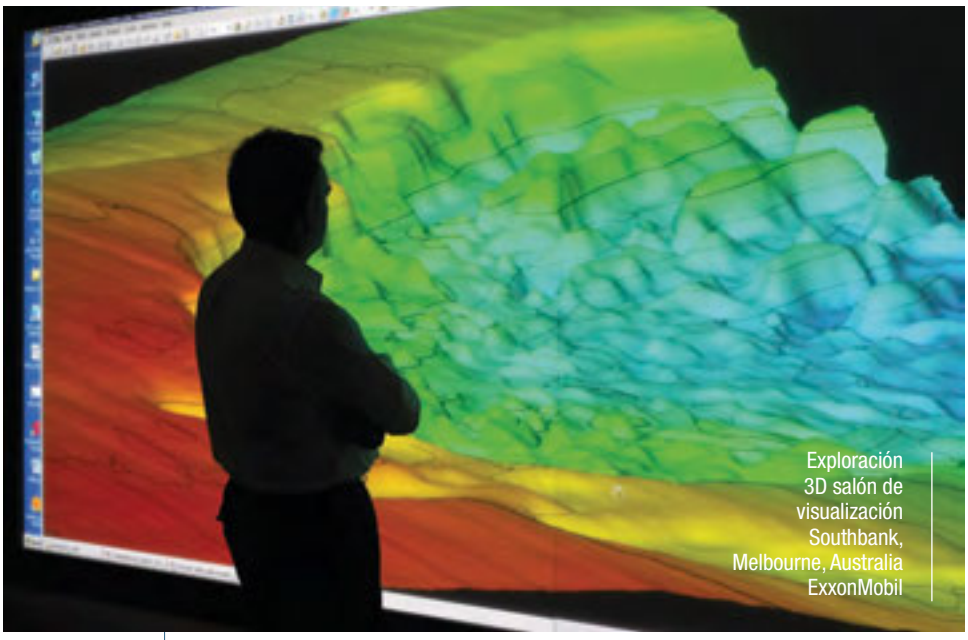
Colombia ha logrado avances significativos en materia de seguridad en los últimos 8-10 años. A pesar de que los recientes acontecimientos de seguridad representan un riesgo para la industria, estamos seguros de que el Gobierno va a tener éxito en el mantenimiento de las tendencias positivas que hemos visto en los últimos diez años.



¿Frente al desarrollo de los no convencionales cree que el país está preparado? ¿Cuáles cree usted que son los desafíos del país para el desarrollo de los mismos?

Como declaró la ANH durante el *road show* de la Ronda 2012, Colombia continúa ofreciendo potencial en el *upstream*. En cuanto al marco comercial para los recursos no convencionales, las autoridades energéticas colombianas han desarrollado un marco contractual y fiscal que es competitivo y debería facilitar la evaluación técnica y la comercialización de esos recursos. El marco regulatorio deberá evolucionar a uno que ofrezca todas las protecciones necesarias pero que también dé cabida a la gran actividad que anticipamos para los recursos no convencionales.

Es importante que las actividades de exploración se lleven a cabo sin demoras con respecto a los procesos de permisos y licencias. Estas actividades son el primer paso para determinar la viabilidad económica y técnica de los recursos no convencionales en el país. Si se tiene éxito, esta actividad permitirá la generación de planes de acción y un acceso más rápido a los beneficios del desarrollo de estos recursos.



Exploración 3D salón de visualización Southbank, Melbourne, Australia ExxonMobil



Fernando Sanabria, vicepresidente de exploración de ExxonMobil Colombia

"El actual clima de negocios que ofrece Colombia, al igual que la estabilidad legal y las mejoras en seguridad de los últimos años, han sido muy importantes para atraer nuestro interés".

¿Cómo ve el futuro energético mundial y su relación con Colombia?

De acuerdo con nuestra publicación "El futuro de la energía: una perspectiva a 2040", la demanda mundial de energía aumentará alrededor de un 30% y la prosperidad se expandirá alrededor del mundo, mientras que la población, pronosticamos será de cerca de 9 mil millones de personas. Para el año 2040, prevemos que la demanda mundial de gas natural aumentará un 60% y satisfará más del 25% de la demanda mundial de generación eléctrica. Igualmente la demanda mundial de electricidad aumentará significativamente. Además, debido a que el gas natural es más limpio que el carbón, el cambio hacia esa fuente de energía significará más eficiencia, aire más limpio y la reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero. Durante las tres próximas décadas, el gas natural proveniente de fuentes no convencionales crecerá más de 400% para ayudar a satisfacer la demanda creciente.

ExxonMobil es una empresa con una gran reputación sobre responsabilidad social y buenas prácticas ambientales. ¿Qué han hecho para lograr tan buen desempeño mundial?

Nuestra actividad se basa en el hallazgo, desarrollo, y provisión de energía confiable y asequible para la humanidad. Por esta razón, uno de nuestros principales compromisos es ejecutar operaciones responsables, seguras y sin fallas. En ExxonMobil creemos que suministrar la energía que el mundo necesita en forma económica, social y ambientalmente responsable genera un impacto positivo y duradero en las comunidades en las cuales operamos.

En todas nuestras operaciones utilizamos estándares de gestión para ayudar a garantizar la integridad de los procesos y apoyar nuestra toma de decisiones. Nuestro Sistema Administrativo para la Integridad Operacional (OIMS, por su sigla en inglés) integra la seguridad, la salud, el ambiente y el manejo del riesgo social en cada aspecto de nuestro negocio. OIMS provee un enfoque estructurado, sistemático y disciplinado para evaluar progresos y controlar las responsabilidades a través de las líneas de negocio, instalaciones y proyectos.

El desarrollo energético, fundamental para el progreso social y económico, requiere de un cuidadoso manejo ambiental. Todos los procesos industriales implican riesgos, y la producción de petróleo y gas no está exenta de ellos. Nuestros procesos de protección ambiental ayudan de manera sistemática a mitigar el riesgo durante todo el ciclo de vida de nuestras operaciones.

Igualmente damos apoyo a programas comunitarios que ayudan a reducir las barreras para el desarrollo basándonos en tres iniciativas globales: generación de oportunidades económicas para la mujer, promoción de la educación en ciencias, matemáticas y tecnología y protección de la biodiversidad. ACP



Barco transportador de gas natural, en astillero [illegible]

La resolución 113 de la CREG marca un contraste en la combinación de subastas y negociaciones bilaterales para la comercialización del gas natural, con respecto a resoluciones anteriores. ¿En qué consiste el cambio? ¿Cómo afectará a productores y compradores?

El "revolcón" en la comercialización mayorista del gas natural

Por: Luis Augusto Yepes G.
Consultor en energía

A finales de octubre de 2012, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, (CREG), expidió la resolución 113, largamente anunciada por la autoridad regulatoria, y que define las nuevas reglas que entrarían a regir desde enero de 2014 para la comercialización de este energético en el mercado mayorista.

Aunque la propuesta regulatoria afecta de manera diferente tanto a productores como a compradores, podría plantearse que el común denominador es el incremento en la percepción de "riesgo" tanto de los vendedores como de los compradores frente al mercado.

El planteamiento del regulador

Estos son los tres objetivos del nuevo marco regulatorio de la CREG: primero, definir la combinación de subastas y negociaciones bilaterales como el mecanismo idóneo para la comercialización de gas natural en el mercado primario. Segundo, establecer requisitos mínimos para los contratos de suministro y transporte. Se busca estandarizar cláusulas como: fuerza mayor y duración permisible de las suspensiones del servicio, a fin de ordenar el marco de los contratos de gas natural. Y tercero, fortalecer los mercados secundarios y de corto plazo.

Este análisis se concentrará en el primer punto, considerando que el contenido de la resolución 113/2012, marca un contraste con respecto a resoluciones anteriores sobre el mismo tema, como es el caso de la CREG 095 de 2008 y la CREG 118 de 2011.

Algunos antecedentes

En la comercialización de gas natural en el mercado mayorista ha hecho carrera el concepto según el cual, en aquellos nodos del sistema donde la oferta supera la demanda, se procedía mediante negociaciones bilaterales entre los productores -comercializadores y los compradores no regulados.

Por el contrario, en los casos donde la oferta es inferior a la demanda, la regulación anterior establecía el esquema de subastas para lograr el cierre del mercado. Aplicando los principios anteriores, en los campos del interior del país, particularmente el de Cusiana-Cupiagua, se dio un ejercicio bilateral de negociación entre vendedores y compradores con resultados avalados por ambas partes.

Sin embargo, en los preámbulos de la nueva norma[1], la CREG no comparte la concepción positiva de la negociación realizada durante el segundo semestre del 2011, al amparo de la resolución CREG 118, al decir que: "la no realización de las subastas cuando la oferta de gas supera a la demanda, ha conducido a negociaciones de precio que pueden no obedecer a diferencias en los productos ofrecidos". Se cuestiona, por ejemplo, que la demanda regulada, es decir la de bajos consumos, haya terminado pagando precios más altos y niveles de *take or pay* mayores que la demanda no regulada. Esto es, que "productos que ofrecen menor incertidumbre para los productores comercializadores han sido transados a precios superiores a los de aquellos productos que implican una mayor incertidumbre". Se concluye por parte del regulador que este resultado se origina en asimetrías de información, falta de transparencia del mercado y por consiguiente no resulta ser "(...) el resultado de una asignación en función de precios eficientes".

La Agenda Regulatoria de la CREG para el 2013 fija como plazo el primer trimestre del año para procesar todos los comentarios de los agentes y producir la resolución definitiva.

Esta posición de la CREG explica los cambios en el nuevo enfoque con respecto al anterior, básicamente en dos aspectos: primero, se limitan las oportunidades de negociación bilateral supuestamente sobre la base de que este no constituye un mecanismo eficiente de formación de precios. Y en segundo lugar, se reduce el universo de compradores al excluir del mercado a los grandes consumidores no regulados, los cuales solo podrán transar en el mercado minorista y a través de un agente comercializador.

Como comentario al planteamiento anterior puede decirse que los grandes consumos industriales por ser predecibles y estables en el tiempo ofrecen menor incertidumbre para los productores-comercializadores. Contrario a la demanda regulada, la cual pasa de valores mínimos a máximos en un mismo día de operación. Además, la negociación bilateral cuando la oferta supera la demanda, le da capacidad de negociación tanto al productor como al comprador, lo que permite que por la vía de la "bilateralidad" se llegue a acuerdos satisfactorios para ambas partes.

Inquietudes de vendedores y compradores

Las observaciones que se presentan a continuación buscan interpretar las inquietudes que pudieran tener tanto vendedores como compradores de gas natural frente al nuevo marco regulatorio. Podría decirse que el aumento en la percepción del riesgo es un elemento común para unos y otros.

Para los productores-comercializadores

- Los esquemas de comercialización propuestos no constituyen un mecanismo eficiente de monetización de reservas. Por una parte, en el mercado secundario solo se podrán negociar contratos de tipo interrumpible con una duración no mayor a una semana por lo que es de esperarse que la actividad comercial se concentre en las operaciones en el mercado primario, que comprende negociaciones bilaterales con algunas excepciones[2] y las subastas. Sin embargo, solo hasta la siguiente subasta anual es posible vender en firme disponibilidades de gas originadas en: excedentes de subastas anteriores; optimización de las operaciones; y nueva producción que esté disponible. Esta situación, además de aumentar los riesgos de no colocación del producto, no estimula los esfuerzos de los productores en buscar incrementos de producción que conduzcan a un mercado con excedentes. Por el contrario, un escenario deficitario favorece el incremento de precios por los mecanismos de subasta que se aplican.



campo gasífero en Cusiana

[1] Fuente: Documento CREG-062 de octubre de 2012: "Aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural"



Estación de suministro de gas vehicular

Al eliminar la bilateralidad entre comercializadores y la gran industria, se impide el diseño de acuerdos comerciales que se ajusten a los requerimientos de estas últimas. Al parecer, no se entiende que para un productor-comercializador es importante que la demanda industrial pueda crecer de manera sostenible porque así se estimula nueva inversión en exploración y producción de gas y se fortalece el sector del E&P. Para consolidar esa nueva demanda industrial, los vendedores harán sus mejores esfuerzos por ofrecer esquemas favorables a sus compradores que permitan la sostenibilidad de sus consumos y faciliten el arranque de nuevos proyectos, los cuales, por lo general, necesitan condiciones comerciales adecuadas para las etapas iniciales de operación mientras se robustecen y logran alcanzar el nivel de competencia.

• Los productores de gas natural de yacimientos no convencionales solo pueden vender en el mercado primario mediante contratación bilateral en firme. En estos casos se requiere la máxima flexibilidad posible en la forma de contratos firmes e interrumpibles de cualquier plazo y plena libertad de condiciones.

Para los compradores

• La gran preocupación de la industria no regulada es contar con disponibilidad de gas natural a precios competitivos. La propuesta regulatoria elimina la bilateralidad entre vendedores y compradores, en particular en situaciones de excedentes de oferta y saca a los consumidores no regulados del mercado primario y los relega al mercado minorista a través de un agente comercializador. El nuevo esquema tiene el efecto de incrementar los costos de transacción para el no regulado industrial que anteriormente podía comprar gas natural directamente del productor.

[2] Las excepciones cobijan a campos menores, yacimientos no convencionales, campos en pruebas extensas y el primer año de nuevas comercialidades según la Resolución CREG 113 – 2012 gas natural"

Aunque la propuesta regulatoria afecta de manera diferente tanto a productores como a compradores, podría decirse que el aumento en la percepción del "riesgo" frente al mercado es un elemento común para unos y otros.

• La gran industria considera que en circunstancias de estrechez entre la oferta y la demanda y dado el reducido número de agentes productores en el mercado, el precio de reserva podría tender al precio de importación de gas natural que sería el recurso de mayor costo en el sistema. Una situación de esa naturaleza sería letal para la competitividad industrial en el marco de los TLC firmados por Colombia y en particular con países donde los costos de los servicios públicos ya son más bajos que en nuestro país.

• Nuevos proyectos industriales que requieran garantía de suministro de gas natural por varios años, tendrán que asumir riesgos derivados de no poder contratar de manera directa los volúmenes necesarios y en condiciones de precios predecibles. El nuevo sistema solo permite contratos en el mercado primario a cinco años, en el mejor de los casos, y en condiciones de precios que resultan de la aplicación de las subastas.

Propuestas para reducir los riesgos del mercado

La propuesta de marco regulatorio para la comercialización de gas natural entraña riesgos para la monetización eficiente de las reservas, lo que puede generar preocupaciones en los inversionistas en E&P que tienen a Colombia en el radar de su inversión. Por otra parte, un gran consumidor industrial de gas natural, percibirá dificultades en llevar adelante sus nuevos proyectos considerando que las compras de gas natural deberán realizarse mediante un procedimiento que está por implementarse y en condiciones comerciales que no es posible conocer con anticipación. Difícilmente se desarrollarán proyectos de expansión industrial que requieran gas natural por cuanto no hay mecanismos para asegurar volúmenes y precios con la anticipación que se requiere.

Es posible entonces que la conclusión de este análisis sea volver a ciertos conceptos básicos que han regido la comercialización de gas natural desde sus comienzos y reducir así los "riesgos" tanto para vendedores como compradores. Algunas propuestas son:

• Hay que incentivar la monetización de las reservas de gas mediante la flexibilización de los mecanismos de comercialización por parte de los productores, y así permitir negociaciones bilaterales con la gran industria, y por otro lado, lograr que los excedentes no colocados en subasta se puedan negociar mediante contratos bilaterales.

• Mantener a la gran industria como agente en el mercado mayorista de gas natural en lugar de relegarlo a negociar en el mercado minorista con intermediarios.

• La Agenda Regulatoria de la CREG para 2013 fija como plazo el primer trimestre del año para procesar todos los comentarios de los agentes y producir la resolución definitiva. Este plazo luce corto considerando que es necesario realizar nuevos ejercicios de simulación de las diferentes situaciones de mercado que podrían ocurrir cuando los mecanismos de subastas en el mercado primario entren en acción. La definición de los mecanismos de comercialización del gas natural es un asunto de gran importancia para todo el sector energético nacional y por consiguiente, se le deben dedicar los recursos necesarios de tiempo y talento humano para llegar a la mejor solución para el país.

• Finalmente, la pregunta que el sector del gas natural debe hacer es si el país está listo para un modelo comercial de esta naturaleza o si es mejor llegar a una estructura de mercado centralizado mediante una serie de pasos que nos vayan acercando a esa meta a medida que el mercado colombiano adquiera un mayor nivel de madurez. ACP



Cuando el crudo se vuelve desarrollo

La gestión social de la industria petrolera en Colombia impulsa temas tan importantes como el empleo local, la infraestructura vial y la inversión en proyectos de impacto social.



La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), pondrá en circulación la segunda entrega del *Informe de gestión social* de la industria petrolera en Colombia, el cual refleja su desempeño responsable en el entorno y muestra las acciones y cifras más importantes del sector de hidrocarburos durante 2011.

Esta información permite conocer la gestión de las compañías en su relacionamiento con las comunidades vecinas y otros grupos de interés de las áreas y regiones de su actividad.

Este informe, el segundo en este esfuerzo, resalta el trabajo positivo que adelantan las empresas del sector para integrarse a sus regiones y poblaciones de influencia y así contribuir en la generación de condiciones que permitan la sostenibilidad de sus operaciones en colaboración con el Estado y sus instituciones, rectores del desarrollo económico y social del país.

Resulta importante tener así, una herramienta de información y consulta que contenga los datos de la inversión y las acciones que realizan las empresas de este sector en los diferentes ámbitos que enmarcan su gestión social.

El informe, elaborado con los datos que suministraron 32 empresas del sector hidrocarburos (29 dedicadas a actividades de exploración y tres a transporte), muestran su desempeño en seis variables principales: empleo, inversión social, compra de bienes y servicios, inversión en infraestructura vial, reuniones y socializaciones y Consulta Previa.

Los resultados evidencian que las empresas del sector de hidrocarburos no solo cumplen con las obligaciones contractuales de sus operaciones, sino que



Apoyo a productores de cacao en el municipio de Pore-Casanare. Programas de gestión social de Petrominerales y su fundación Vichituni.

también, de manera voluntaria, adelantan acciones en beneficio de las comunidades, concertadas con las autoridades y los propios pobladores.

Empleo

Durante 2011 la industria de hidrocarburos generó un total de 145.832 empleos. De este total, cerca de 85 mil personas fueron contratadas como mano de obra calificada, es decir profesionales, técnicos y tecnólogos con alta calificación y competencias. Adicionalmente, más de 60.000 personas fueron empleadas como mano de obra no calificada, de las cuales 97 por ciento pertenecen a las zonas de influencia directa de la operación.

Casanare (36.301), Meta (34.057), Tolima (17.452), Santander (11.201) y Putumayo (8.658) fueron los departamentos donde se registró la mayor parte de contratación de mano de obra. Este comportamiento se explica por la intensa actividad de exploración y producción que se concentra en estas regiones del país.

Inversión social

En materia de inversión social las compañías realizan programas en educación, salud, deporte, vivienda, medio ambiente, desarrollo productivo, fortalecimiento institucional, entre otros, que representan valiosos aportes que contribuyen a promover el desarrollo.

En 2011 la inversión social voluntaria ascendió a más de 241 mil millones de pesos, cifra que sumada a lo invertido mediante el apalancamiento con otros organismos por valor de 432 mil millones de pesos alcanzó un monto de 673 mil millones de pesos. Por su parte la inversión social obligatoria derivada de los compromisos contractuales ascendió a 88 mil millones de pesos.

En 2011 la inversión social voluntaria ascendió a más de 241 mil millones de pesos, cifra que sumada a lo invertido mediante el apalancamiento con otros organismos por valor de 432 mil millones alcanzó un monto de 673 mil millones de pesos.



Niños estudiantes de Cartagena

Bienes y servicios

Las compras de bienes y servicios que las empresas operadoras y contratistas registraron en 2011 ascendieron a 37 billones de pesos. Esta dinámica, que hace posible el desarrollo de las actividades de exploración, producción y transporte de petróleo crudo, tiene un impacto positivo en la promoción y el desarrollo empresarial de las organizaciones y personas dedicadas a la prestación de bienes y servicios para el sector.

Importante mencionar que las compras nacionales fueron superiores a 22 billones de pesos, mientras que las locales contabilizaron más de 14 billones de pesos.

En Cundinamarca y Santander se registraron las mayores compras locales que realizaron las empresas operadoras, mientras que en Casanare, Meta y Huila presentaron las mayores adquisiciones realizadas por las empresas contratistas.



Infraestructura vial

En materia de infraestructura vial, la industria petrolera invirtió 276 mil millones de pesos en la construcción y adecuación de carreteras. Este tipo de inversión de la industria, además de garantizar la movilidad en las zonas de operación, es un apoyo importante y efectivo a los gobiernos locales y regionales que redunda en progreso económico y social para las regiones. Ayuda a impulsar condiciones favorables para la comunicación y facilidades de transporte entre municipios, lo cual permite el comercio de productos que dinamizan las economías regionales.

Las inversiones destinadas a la adecuación de vías sumaron más de 210 mil millones de pesos, y fueron especialmente importantes en Casanare, Meta y Arauca. En estos tres casos el aporte de recursos superó los 194 mil millones de pesos. En otros departamentos, como Vichada, Cundinamarca, Tolima, La Guajira y Putumayo, la inversión fue superior a los diez mil millones de pesos.

Para construcción de vías de acceso y terciarias, que unen las cabeceras municipales con sus veredas, se invirtieron 66 mil millones de pesos. Casanare, Meta y Arauca concentraron el 97 por ciento de esta inversión.



Socialización realizada por Petrominerales con las comunidades del departamento del Meta.

LA RIQUEZA SOCIAL DEL PETRÓLEO

Informe ACP. Cifras correspondientes a 2011. Datos suministrados por 32 empresas del sector hidrocarburos.

EMPLEO

145.832	Total empleos generados por industria de hidrocarburos.
85 mil	Empleos mano de obra calificada.
60 mil	Empleos mano de obra no calificada.
97%	De la mano de obra no calificada pertenece a zona de influencia directa.

INVERSIÓN SOCIAL

$241 mil millones	En inversión social voluntaria.
$88 mil millones	En inversión social obligatoria (por compromisos contractuales).

BIENES Y SERVICIOS

$37 billones	Total compra de bienes y servicios (empresas operadoras y contratistas).
$22 billones	En compras nacionales.
$14 billones	En compras locales.

INFRAESTRUCTURA VIAL

$276 mil millones	En construcción y adecuación de carreteras.

REUNIONES Y SOCIALIZACIONES

Promedio para cada proyecto petrolero: **16** encuentros con la comunidad, **6** socializaciones obligatorias y **10** reuniones voluntarias.

Reuniones (voluntarias) y socializaciones (obligatorias)

Las reuniones y las socializaciones son mecanismos importantes para construir y fortalecer relaciones sólidas entre las empresas y sus líderes.

A través de estos espacios de encuentro, las empresas presentan a las comunidades los proyectos y planes de manejo ambiental y social. Informan acerca de los avances de las operaciones y además escuchan a los habitantes.

En 2011 se realizaron más de 10.600 encuentros correspondientes a 665 proyectos. Las empresas para dar a conocer sus actividades organizaron 6.795 reuniones voluntarias. Adicionalmente, efectuaron 3.824 socializaciones de carácter obligatorio que están enmarcadas en los procesos de licenciamiento. Lo anterior significa que para cada proyecto petrolero se hicieron 16 encuentros, cerca de seis socializaciones obligatorias y diez reuniones voluntarias.

Debido a la alta presencia de proyectos petroleros en Casanare y Meta, fue en estos dos departamentos donde se realizó el mayor número de socializaciones obligatorias y reuniones voluntarias.

Consulta Previa

La consulta a los pueblos indígenas y las comunidades afrodescendientes antes de iniciar las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en sus territorios, es una práctica que la industria atiende de rigurosamente.

El respeto de las empresas por los grupos étnicos que habitan dichos territorios, hace que se lleven a cabo adecuadas prácticas sociales y ambientales durante la ejecución de sus actividades.

Así, en 2011 se realizaron 107 procesos de Consulta Previa en diez departamentos del país. Las regiones donde se desarrolló el mayor número de consultas previas fueron La Guajira (46), Tolima (13), Putumayo (12), Vichada (9), Sucre-Córdoba (8), Cauca (7) y Meta (6).

Dar a conocer estos resultados permite ver el compromiso y esfuerzo constantes de la industria de hidrocarubos por generar mejores condiciones en el entorno social de las operaciones petroleras y apoyar su sostenibilidad en el tiempo. ACP



Luis Ernesto Mejía Castro
Exministro de Minas y Energía

Una oportunidad *no convencional*

Colombia no puede darle la espalda a los hidrocarburos no convencionales, debe por el contrario tomar el liderazgo y "picar en punta" pues esta puede ser la oportunidad de asegurar las características energéticas de nuestro país.

Colombia ha logrado finalmente llegar al millón de barriles por día, al menos de manera consistente en el primer mes del año 2013. No obstante esto y teniendo en cuenta que la producción ha sido superior a los 930 KBPD en los últimos 18 meses, se ha logrado mantener el factor R/P en los mismos siete años que hemos tenido en la última década. Esto no es de poca monta pues se ha logrado reemplazar las reservas consumidas a un ritmo al menos igual al que se ha venido produciendo. Todo esto con inversiones muy importantes, pero concentradas en los depósitos convencionales.

Nuestros geólogos han revisado el panorama de no convencionales y vemos con mucho interés modelos que indican una presencia de sistemas hidrocarburíferos que soportan una predicción de reservas provenientes de estos yacimientos, por demás, muy alentadoras.

En gas natural y contando solo aquellas reservas en un escenario probabilístico P90 (probabilidad del 90%) vemos cerca de 44 TCF (Terapies Cúbicos, por sus siglas en inglés), de los cuales 33 TCF pertenecen a gases de esquistos. Fantásticas noticias para un país que quiere ser un clúster energético.

Las buenas noticias también están acompañadas de otras no tan buenas. Los entes de control y en este caso la Contraloría General de la República ha presentado un documento de advertencia sobre los posibles efectos de la exploración y explotación de no convencionales, documento que condiciona, necesariamente, así no lo quiera la Contraloría, la actitud de los funcionarios llamados a expedir las licencias requeridas.

En el resto del mundo hay controversia y se le asignan responsabilidades al proceso de fracturamiento hidráulico en temas de contaminación de acuíferos e incluso en temas de actividad sísmica.

Por otra parte, países como Estados Unidos, Australia, Polonia, China, e incluso Argentina, vienen buscando su anhelada independencia energética con base en estos recursos no convencionales con tanto éxito, que algunos de ellos podrían ser netos exportadores en el próximo futuro.

Es claro entonces que como en cualquier actividad humana, en este caso también existen ventajas y desventajas que son importantes de conocer y debatir.

"Ojalá el debate se materialice alrededor del conocimiento, la objetividad y la correcta priorización y no terminemos ante un magro espectáculo de ideologías cuyo único propósito sea el prohibicionismo desinformado y Colombia pierda esta oportunidad no convencional".

Lo que no puede Colombia es descartar de plano esta oportunidad y debe tomar por tanto todas las decisiones para aprovecharla dentro del marco legal y de respeto por el medio ambiente, las comunidades y en especial, la tranquilidad de todos.

La industria en buena hora ha tomado la iniciativa y de la mano de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Asociación Colombiana del Petróleo han iniciado una enorme labor de difusión. Han concertado visitas para dar a conocer de primera mano las actividades de regulación, supervisión y control, como también las de exploración y producción. Y además, han traído misiones de expertos tanto del Massachusetts Institute of Technology (MIT) como de la Universidad de Tulane para capacitar y dar a conocer a los públicos de interés en Colombia las ventajas, desventajas y por supuesto las mejores prácticas que deben incorporarse para materializar estas nuevas oportunidades.

Colombia no puede darle la espalda a los hidrocarburos no convencionales, debe por el contrario tomar el liderazgo y "picar en punta" pues esta puede ser la oportunidad de asegurar las características energéticas de nuestro país, el incremento de alternativas de nuestra canasta energética, y el conocimiento necesario para lograr y mantener nuestros propósitos de convertirnos en un clúster energético regional.

Ojalá el debate se materialice alrededor del conocimiento, la objetividad y la correcta priorización y no terminemos ante un magro espectáculo de ideologías cuyo único propósito sea el prohibicionismo desinformado y Colombia pierda esta oportunidad no convencional. ACP

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO

ANALDEX

9° CONGRESO INTERNACIONAL DE MINERÍA Y PETRÓLEO

Cinmipetrol2013

Economía, Sociedad y Medio Ambiente

Hacia la identificación de metas comunes

Cartagena de Indias, COLOMBIA
Mayo 14, 15, 16 y 17
Hotel Hilton Cartagena

Ejes temáticos:

LA RENTA MINERA Y PETROLERA:
¿Cómo maximizar esta excelente oportunidad para acelerar el desarrollo económico y social del país?

TERRITORIO Y ENTORNO SOCIAL:
Los elementos claves en la identificación de una agenda compartida. Seguridad y actividades económicas estratégicas.

EL MODELO DE LICENCIAMIENTO AMBIENTAL:
Enfocado a la calidad de la gestión pública y privada. Modelos de Licenciamiento ambiental, Invitados internacionales.

WORKSHOP:

MARTES 14

Presidencia de la República · CME

En el marco del Evento se realizará el Segundo Taller Internacional en Colombia, sobre los Principios Voluntarios en Seguridad y Derechos Humanos
Mayores informes: www.cmecolombia.co

TALLERES SECTORIALES

MIÉRCOLES 15

- **Taller 1** - Socialización de proyectos, una guía para su aplicación
- **Taller 2** - Minería
- **Taller 3** - Metodología de Valoración Económica para los estudios de impacto ambiental del sector minero-energético, casos practicos.

MAYORES INFORMES: **www.cinmipetrol.com**
¡Vincúlese!

Patrocinios y muestra comercial
Asociación Nacional de Comercio Exterior – Analdex
PBX: (1) 5 700 600 Ext. 15, Bogotá D.C.
Email: acastenedo@analdex.org

Inscripciones
Gema Tours S.A.
PBX: (1) 3465025
E-mail: meyerlynino@gematours.com

Reservas aéreas:
Gema Tours S.A.
PBX: (5) 660 24 99 Ext. 120 y 155, Cartagena
Email: elmaryet@gematours.com

Reservas hoteleras:
Gema Tours S.A.
PBX: (5) 5 660 2499
Cartagena
Email: sebinaschot@gematours.com

Más vale prevenir que curar



Panorámica del simulacro de derrame de crudo. Cortesía: Ecopetrol



Casi 500 personas participaron en el simulacro más grande que se ha realizado en la historia de la industria petrolera del país. Todo el sistema de emergencias se puso a prueba en una maniobra que involucró a empresas petroleras, contratistas privados, observadores internacionales y autoridades gubernamentales, cívicas y militares.

La vida de las personas y la protección del medio ambiente son la prioridad para la industria petrolera, por eso la premisa es estar preparados para atender una posible contingencia. La consigna es: "Es mejor estar preparado para algo que no ocurra a que ocurra algo para lo que no estamos preparados".

Con esta premisa Ecopetrol y Ocensa desarrollaron el simulacro más grande en la historia de la industria petrolera nacional. Durante dos días actores del orden nacional y local en compañía del sector privado atendieron una emergencia simulada en El Golfo de Morrosquillo, una de las zonas más importantes para la industria petrolera y por donde se embarca la mayor cantidad de crudo que se vende al mercado externo.

"Esta es una zona estratégica. Desde allí el país saca el 97 por ciento del petróleo que Colombia exporta al mundo, el otro 3 por ciento sale desde Tumaco", señala Abdel Rumié, coordinador del Terminal Marítimo de Coveñas.

Por la importancia que representa este terminal, los sectores públicos y privados se unieron para simular una emergencia de nivel tres y poner a prueba la capacidad de reacción del mismo. En total casi 500 personas participaron en el gran simulacro.



Operación de acordonamiento de la playa de Coveñas. Cortesía: Ecopetrol

En el simulacro del Golfo de Morrosquillo se contó con la participación de observadores internacionales como The Office of U.S. Foreign Disaster Assistance (OFDA) y Clean Caribbean & Americas.

Un incidente enciende las alarmas

En una mañana soleada, donde el azul del cielo se confunde con el mar, una mancha simulada de petróleo tiñó el celeste del océano y alertó a la Estación de Guardacostas de la Armada Nacional sobre una emergencia. Pronto la rutina se rompió y se dio inicio al protocolo de respuesta.

Un buque-tanque que hacía pocas horas había cargado en el Terminal Marítimo de Coveñas tuvo una avería que ocasionó un derrame de crudo. Sin duda una situación alarmante que exigía actuar con total rapidez para evitar cualquier tipo de afectación.

Aunque es una emergencia simulada, Ecopetrol y Ocensa, encargados de la operación del Terminal Marítimo Coveñas parten de la antigua premisa militar que sentencia: "el entrenamiento debe ser tan duro que la guerra parezca fácil".

Solo segundos después de detectar la emergencia, los equipos de Ecopetrol y de Ocensa evalúan la situación y dan cumplimiento al protocolo establecido, informando a las autoridades locales sobre el siniestro.

Pronto, todos los actores del orden público: Alcaldía, Armada Nacional, Defensa Civil, Bomberos, Fuerzas Militares y la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres iniciaron las acciones encaminadas a controlar y mitigar la emergencia.

La sala de crisis se instaló en la Estación de Guardacostas de Coveñas y por tratarse de un simulacro de nivel tres, el más alto en la escala, se requirió de la activación total e inmediata de los actores y del Plan Nacional de Contingencia. contra derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas en aguas marinas, fluviales y lacustres PNC, por lo que desde Coveñas se abrió comunicación directa con la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres en Bogotá.

Controlando la mancha

La prioridad cuando ocurren este tipo de emergencias es evitar que la mancha de crudo se extienda por el mar y llegue hasta las playas. Por eso la primera etapa dentro del protocolo es la contención y la recolección.

El Terminal de Coveñas cuenta con varios buques equipados con tecnología de punta que en caso de una contingencia pueden responder de manera oportuna. Tras reportarse el incidente del buque carguero, las embarcaciones salieron de inmediato a atender la situación.

Usando inflables enlazados entre sí y atados entre los barcos se formó una especie de media luna que bordeó toda la mancha, lo que impidió que el crudo continuara su expansión por el mar.

Al mismo tiempo en la costa de influencia, es decir, la más cercana al incidente y hacia donde se calcula se dirigiría la mancha, se desplegó una gran barrera de inflables que operó como si fuera una barrera de contención.

La tecnología con la que hoy cuentan Ocensa y Ecopetrol permite determinar en qué dirección iría el derrame de crudo. Mediante la utilización de un *software* especializado y de última generación es posible calcular el desplazamiento que tendrá el crudo derramado y en cuánto tiempo puede llegar hasta las costas.

"Según el monitoreo con equipos y de acuerdo con la época del año se determina hacia dónde va la corriente y de esta manera es posible prever hacia dónde iría el derramamiento", explica Abdel Rumié, coordinador del Terminal Marítimo de Coveñas.

Prioridad uno: la gente

Mientras las operaciones de contención avanzan, un grupo integrado por rescatistas de la Defensa Civil, paramédicos de la Cruz Roja y expertos en el manejo de este tipo de emergencias llegaron hasta la zona de La Caimanera donde reside la población más cercana al lugar del incidente-simulacro.

En total 183 personas, entre las que se encontraban hombres, mujeres y niños fueron evacuadas y llevadas a un lugar seguro para evitar algún percance mayor. Para hacer aún más real la situación en el simulacro se incluyó la presencia de una persona afectada, quien recibió los primeros auxilios y posteriormente fue trasladada al puesto de salud más cercano.

"Lo más importante en estos casos es la comunidad, porque siempre la prioridad es la vida y la integridad de la gente, por eso nosotros capacitamos a la comunidad y siempre la incluimos en nuestros planes de entrenamiento", afirma Rosalba Aguilar, coordinadora del Sistema Respuesta a Emergencias S.R.E de Ocensa.

Enfocados en la dispersión

El segundo paso, en una eventual emergencia por derramamiento de hidrocarburos, es la dispersión marina y aérea. En estas operaciones ya sea por medio de un helicóptero o embarcaciones se agrega el dispersante sobre la mancha de crudo con el fin de neutralizar la situación. El dispersante es la sustancia compuesta de químicos que se riega sobre el posible crudo derramado para que este sea controlado y desaparezca.

Esta tarea es de suma importancia dentro del proceso, por eso en la sala de crisis la gran pregunta que surge es: ¿Cuánto dispersante se debe usar para atender la situación en el Golfo de Morrosquillo?

En el Comité Técnico Nacional del PNC participa el Ministerio de Ambiente, pues es una operación que implica la manipulación de químicos y debe ser lo más acertada posible para evitar cualquier tipo de afectación.

Tras evaluar la magnitud de la emergencia se determinó la cantidad exacta que requiere el caso en el Golfo de Morrosquillo. La autoridad ambiental que participa en el Comité Técnico Nacional del PNC tiene la última palabra.

Por medio de uno de los dos helicópteros que están dispuestos siempre en el Terminal de Coveñas se agrega el dispersante sobre la mancha. En este caso por ser una emergencia simulada en vez de químicos se usó agua.

La tripulación entrenada para este tipo de operaciones toma el control de la aeronave y sale con las cantidades acordadas de dispersante. De la exactitud con que se cumpla esta misión depende en gran parte el éxito del control de la emergencia.

La idea es que este tipo de entrenamientos sean una constante y así poder tener una reacción impecable ante cualquier contingencia.

Volando a escasos metros del agua, el helicóptero libera el dispersante de manera similar a como lo hacen las aeronaves para mitigar el fuego generado por incendios forestales. La labor se completa a la perfección. Tras varios minutos de vuelo se ha depositado todo el dispersante requerido para la emergencia. La aeronave vuelve a su plataforma y el efecto de la mancha ha sido mitigado con éxito.

La emergencia tarda dos días en controlarse. Es un simulacro sin precedentes en la historia de la industria petrolera en Colombia. Todo el sistema se puso a prueba y dentro del ejercicio se incorporaron eventualidades que suelen ser poco comunes en el país pero que no se pueden descartar. Por ejemplo durante las tareas de contingencia se activaron los protocolos para la atención de la fauna y la flora en caso de derramamiento de hidrocarburos.



Golfo de Morrosquillo. Cortesía: Ecopetrol

Prueba superada

El simulacro en el Terminal de Coveñas tuvo como uno de sus ejes principales el bienestar de la comunidad y mantenerla informada, por eso las estrategias de comunicación también se pusieron a prueba para mantener informada a la opinión pública en todo momento. Al tiempo que transcurrían las acciones de control de la emergencia un grupo de periodistas invitados a participar en un taller para comunicadores indagaron qué estaba pasando en el Golfo de Morrosquillo.

De manera inmediata se emitían comunicados de prensa, la Unidad Nacional para la Gestión de Riesgo de Desastres en coordinación con Ocensa y Ecopetrol entregaron la información de lo sucedido de tal manera que la opinión pública estuviera al tanto en todo momento.

Al término del simulacro las conclusiones arrojaron un balance positivo. "Fue excelente desde todo punto de vista. Integramos empresa privada y sector público para trabajar en línea ante la presencia de una contingencia", expresó Abdel Rumié, coordinador del Terminal Marítimo de Coveñas.

"Es parte de nuestra cultura y de nuestra labor diaria. La protección de la vida de las personas, la protección del ambiente y obviamente la protección de los activos como tal, hacen que funcionemos como empresa, como industria y como país", concluye Rosalba Aguilar, coordinadora del Sistema Respuesta a Emergencias S.R.E de Ocensa.

La razón principal por la que se realizan los simulacros es para estar preparados frente a cualquier emergencia que se pueda presentar, por eso al final de estos entrenamientos la retroalimentación es muy importante. En el simulacro del Golfo de Morrosquillo se contó con la participación de USAID-OFDA y Clean Caribbean & Americas como evaluadores, quienes tras los dos días que duró el ejercicio preventivo expresaron sus conclusiones.

Para el director de la UNGRD, Carlos Iván Márquez, "este ejercicio fue muy positivo, pues muestra que la industria colombiana cada vez es más responsable, pues por iniciativa propia piden que se hagan estos simulacros".

Durante años Ocensa ha venido trabajando en el desarrollo de este tipo de planes de contingencia, y de igual manera en Ecopetrol se ha dado prioridad al entrenamiento para enfrentar emergencias, de ahí que luego de lo ocurrido en el Golfo de Morrosquillo la UNGRD, afirmó que "este simulacro es un antecedente importante para retroalimentar el proceso de actualización del Plan Nacional de Contingencia para el Derrame de Hidrocarburos, en el cual se plasmarán las buenas prácticas que se generaron durante la simulación de la emergencia".

Para este año el Terminal de Coveñas, según Ecopetrol, realizará 14 simulacros, 12 de nivel uno, dos de nivel dos y se está trabajando para realizar uno más del nivel tres. La idea es que este tipo de entrenamientos sean una constante y así poder tener una reacción impecable ante cualquier contingencia. ACP



La salud sale a flote

Dicen por ahí que cuando "se quiere, se puede". Pues hasta Salahonda (Nariño), un municipio al que solo se accede por vía marítima, llegó una innovadora solución a los problemas de salud de sus más de siete mil habitantes. Un gran ejemplo de responsabilidad social que atiende varios municipios de la costa Pacífica.

Cada dos meses un gigantesco barco atraca en un pueblo del noroccidente del departamento de Nariño, rodeado del océano Pacífico y de playas al que parece que jamás haya llegado embarcación alguna. Muchos años atrás, en 1526, a este mismo lugar llegaron unos aventureros españoles que encontraron un poblado indígena al que bautizaron con el pomposo nombre del conquistador Francisco Pizarro, pero que hoy en día se conoce con uno mucho más criollo: Salahonda.

Cuenta la historia que Salahonda estaba habitado por negros cimarrones que adquirieron su libertad después de la abolición de la esclavitud. Para llegar a este municipio, ubicado



a 270 km de Pasto y que tiene una extensión de 2340 km^2, es necesario viajar por el océano Pacífico. “Normalmente hay 45 minutos desde Tumaco pero si el mar está bravo, se va más de una hora”, explica su alcalde actual Nicolás Aragón. Su ubicación y la dificultad de acceso revelan los problemas del lugar. “Acá necesitamos todo. Solo tenemos dos colegios, el puente se nos acabó y ni hablar de la salud”, dice el alcalde.

Hasta este apartado lugar aproximadamente cada dos meses llega un barco hospital llamado San Rafaelle, único en Latinoamérica, con nueve tripulantes y 25 profesionales de la salud entre médicos, cirujanos, optómetras, oftalmólogos, pediatras, ginecólogos y enfermeras. “El San Rafaelle nace como una manera de romper con la limitante y deficiente accesibilidad del sistema de salud del Pacífico”, dice Ana Lucía López, directora ejecutiva del barco-hospital y directora de la Fundación Tambo que está al frente de este proyecto.

“En un recorrido de diez o doce días atendemos 2.500 personas y hacemos doce misiones al año”.
Ana Lucía López, Directora ejecutiva del Barco-Hospital

Pero esta misión médica no solo visita Salahonda. Como lamentablemente la historia se repite en otros territorios, el barco recorre el Pacífico visitando los municipios de López de Micay y Timbiquí en Cauca, Bajo Vaudó y litoral del San Juan en Chocó, Puerto Merizalde, río Naya y Yurumangui en Valle y El Charco, La Tola, Iscuandé y Mosquera en Nariño, llevando salud y calidad de vida a miles de colombianos. “En un recorrido de diez o doce días atendemos 2.500 personas y hacemos doce misiones al año. Hemos podido dar soluciones médicas aproximadamente a 60 mil personas en los tres años que llevamos navegando”, cuenta su directora. Además de cubrir las necesidades médicas de las diferentes poblaciones, hacen jornadas de capacitación de control de la natalidad, forman a las parteras para reconocer problemas en los partos y enseñan a las madres pautas de nutrición y

atención en salud. "A veces una persona lleva esperando cinco o seis años para ser atendida y el barco llega prácticamente a las puertas de su casa y los médicos a bordo le hacen la cirugía", dice su directora.

Ecopetrol e Italia unidos por una causa común

La salud es, sin duda, una de las necesidades más apremiantes de la comunidad de la costa Pacífica no solo por sus precarias condiciones económicas, sino por la dificultad que existe para desplazarse a las grandes urbes. Un colombiano llamado Diego Posso quien vivía en Italia y trabajaba en el hospital San Rafaelle, venía constantemente al país a donar equipos médicos. "En uno de esos viajes tuvo la idea de crear un barco para hacer misiones médicas y se puede decir que fue el nacimiento de este hospital. Él fue quien buscó nuestra Fundación para estructurar todo el proyecto", recuerda Ana Lucía. Primero empezaron a hacer misiones en un buque muy pequeño llamado La Esperanza que existía en Buenaventura. Al ver que las comunidades acudían de manera masiva, se empezó a gestar la idea de una embarcación más completa.





Una solución contundente

El ejemplo de Salahonda muestra la dimensión de lo que significa el barco. María Tonelli, directora de Gestión Social de Ecopetrol, habla de la experiencia del San Rafaelle.

¿A cuántas familias del municipio de Salahonda beneficia el barco hospital San Rafaelle que apoya Ecopetrol?
MT: Actualmente se benefician indirectamente 3.000 habitantes y directamente 150 familias en la intervención en salud: servicios médicos de nivel 1 y 2. Ecopetrol financia cirugías ambulatorias a las cuales la población difícilmente puede acceder por sus propios medios, dado que los hospitales más cercanos se encuentran en Tumaco o en Pasto, y carecen de los recursos económicos que permitan realizar el desplazamiento y su manutención. Muchos de estos pacientes padecen estas enfermedades por las limitantes económicas que les impiden su tratamiento médico.

¿Cuál es el monto de inversión en estos programas?
MT: Ecopetrol en apoyo a la operación del barco-hospital, entre otras acciones que se desarrollan de manera integral, ha invertido alrededor de 560 millones de pesos en los diferentes convenios que se han realizado desde 2010.

¿Qué cambio ha generado este proyecto, específicamente en Salahonda?
MT: Se han generado cambios en los hábitos de vida de la población en temas de prevención de enfermedades, inclusión en los servicios de salud y empoderamiento de la comunidad



CIFRAS DE ATENCIÓN

250	Personas por día atiende el equipo médico a bordo del San Rafaelle.
4	Departamentos beneficiados: Cauca, Choco, Valle y Nariño.
4.600	Millones donó Italia para adecuaciones del barco-hospital.
31	Personas entre tripulantes y equipo médico.
60.000	Personas atendidas en tres años.
12	Misiones cada año.
2.500	Personas se atienden por cada misión.
1	Quirófano tiene el barco donde se interviene a quien lo requiera con cirugías ambulatorias de mediana complejidad.

en los procesos de participación y desarrollo. Logrando así generar procesos de concientización, organización y planeación y permitiendo que la comunidad sea gestora de su propio desarrollo. Las comunidades están fomentando su propia iniciativa en la solución de los problemas de salud que los aqueja.

¿Cómo califica el cambio que se ha vivido allí?

MT: Según los resultados obtenidos, se ha generado impacto con la intervención ya que tanto la comunidad como los gobernantes reconocen el barco-hospital como un gran beneficio para su política de salud. Además de que el proyecto ha generado espacios de interlocución y articulación entre entidades (alcaldía, hospital y EPS) y organizaciones comunitarias, siendo un complemento en infraestructura y servicios, garantizando el acceso y la democratización de los servicios de salud.

En estos tres años de funcionamiento, el barco-hospital ha contribuido con la reducción del índice de natalidad, ha salvado vidas y ha llevado capacitaciones en prevención de embarazos tempranos.

El mismo Diego Posso viajó y expuso el proyecto a la Asociación Italiana para la Solidaridad entre los Pueblos (AISPO), con sede en Milán, que fue la primera entidad en apoyar esta iniciativa. Italia donó los 4.600 millones de pesos que se necesitaron para comprar, adecuar y dotar el barco con los mejores equipos médicos y el mismo Posso vino a Colombia a trabajar en su diseño y construcción. La creación del barco se incluyó como uno de los programas de la Fundación ítalo-colombiana del Monte Tabor, que aún se encarga de hacer convenios para conseguir el recurso médico con la Universidad del Cauca y del Valle. El San Rafaelle es administrado por esta fundación, que funciona como una ONG pero a su vez es una IPS, que debe cumplir y está vigilada por el Ministerio de la Protección Social.

La primera misión "zarpó" el 16 de junio del 2010. Actualmente se sostiene gracias a donantes particulares y especialmente gracias a Ecopetrol que ha invertido 560 millones de pesos desde el 2010 para su sostenimiento. "Realmente Ecopetrol es el que ha mantenido vivo este proyecto. Tenemos dificultades para moverlo pero gracias a esta empresa lo logramos", reconoce su directora.

En estos tres 3 años de funcionamiento, el barco-hospital ha contribuido con la reducción del índice de natalidad, ha salvado vidas y ha llevado capacitaciones en prevención de embarazos tempranos, entre otras. "Hemos hecho que muchas personas que estaban en una cama hoy puedan tener una vida normal", dice Ana Lucía.

Salahonda o Francisco Pizarro, así como varios municipios de la costa Pacífica han sido testigos de cómo la salud y el bienestar llegan a sus casas, gracias a una iniciativa de la Fundación Tambo y el apoyo de Ecopetrol. ACP

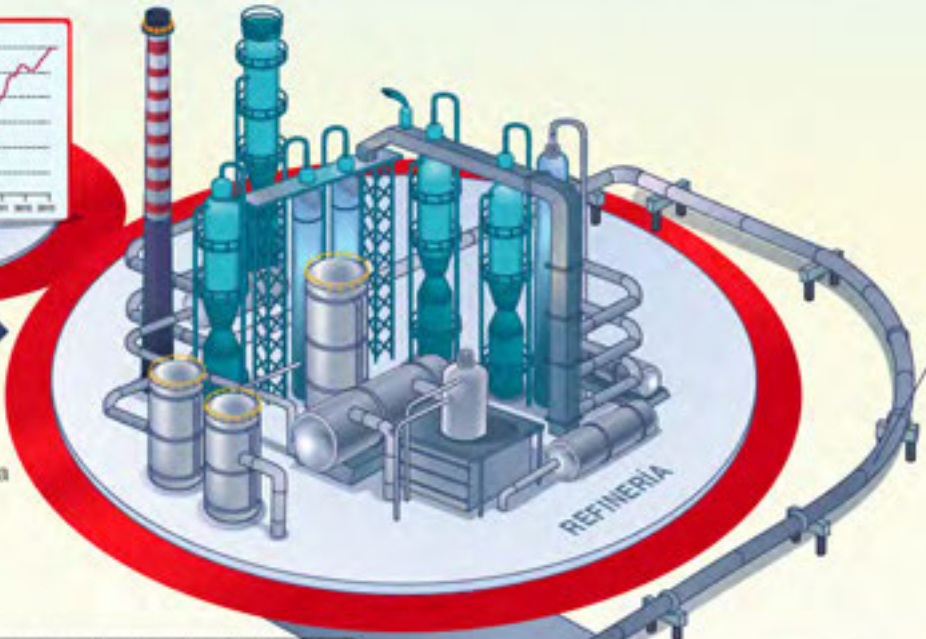
¿Cómo se fija el precio de la gasolina?

En Colombia por norma se debe consumir gasolina oxigenada, que corresponde actualmente a una una mezcla de 92% de gasolina proveniente del petróleo crudo y 8% de alcohol carburante (etanol) proveniente de caña de azúcar o yuca.



Productor de gasolina

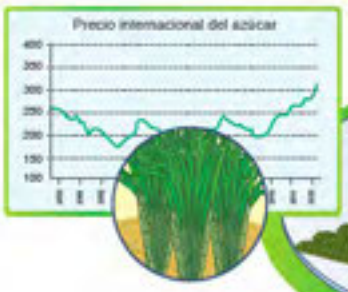
Su ingreso está regulado por el Gobierno Nacional y tiene como referente el precio internacional del petróleo crudo y la Tasa Representativa del Mercado (TRM).



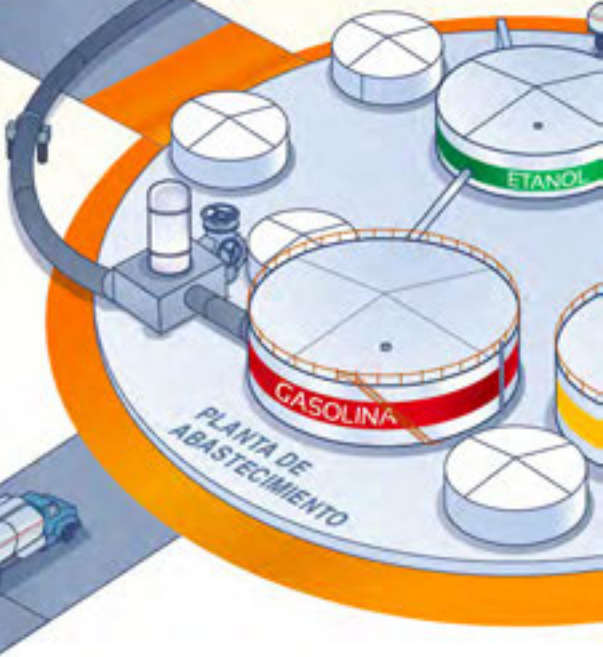
Impuesto Nacional a la Gasolina

A partir de enero de 2013 reemplazó el "impuesto a las ventas" y el "impuesto global a la gasolina". Este es un valor fijo por ley que se incrementa anualmente con la inflación.

No se aplica al etanol.









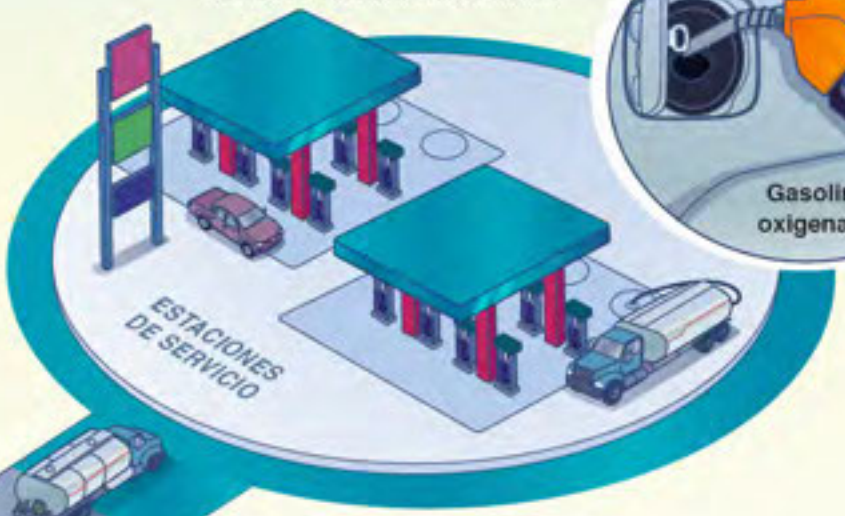
Productor de etanol

Su ingreso está regulado por el Gobierno Nacional y tiene como referente el precio internacional del azúcar refinada y la TRM.

Distribuidor minorista

En las principales ciudades el distribuidor minorista es libre de fijar el precio que considere conveniente, incluso superando el precio de referencia indicado mensualmente por el Ministerio de Minas y Energía.





Transportador

La tarifa de transporte depende de la distancia de la refinería a la planta de abasto y está regulada por el Gobierno Nacional.

Sobretasa a la gasolina

Gravamen que fija mensualmente el Ministerio de Minas y Energía en función del precio de venta al público.

La sobretasa es en favor de cada uno de los municipios donde se vende la gasolina.



Distribuidor Mayorista

Su remuneración es fija y regulada por el Gobierno Nacional. Reconoce sus actividades de almacenamiento para garantizar un adecuado suministro, mezcla y control de calidad.

PRECIO (febrero 2013)

Precio de referencia por galón de gasolina en la ciudad de Bogotá



Nuevo sistema general de regalías: ¿EQUIDAD Vs. TRAMITOLOGÍA?

El alcalde de un municipio petrolero y una funcionaria del Departamento Nacional de Planeación exponen sus argumentos con respecto a la aplicación del nuevo sistema general de regalías. Opiniones desde orillas muy diferentes.

El Gobierno Nacional ha realizado numerosos esfuerzos de sensibilización alrededor del nuevo Sistema General de Regalías, pero continúa la controversia sobre su aplicación, especialmente en las zonas impactadas por los sectores minero y petrolero.

Tras un año de su aplicación, las opiniones al respecto se siguen mostrando divididas. En esta edición de la revista ACP Hidrocarburos, compartimos con nuestros lectores dos puntos de vista: uno refleja la posición del Gobierno Nacional y el otro la posición de un gobierno local de una de las regiones petroleras. Paula Ximena Acosta, subdirectora Territorial y de Inversión Pública del Departamento Nacional de Planeación (DNP), y Édgar Humberto Silva, alcalde de Puerto Gaitán (Meta), son los protagonistas de nuestra sección En Blanco y Negro.



Paula Acosta

Subdirectora Territorial de Inversión Pública del Departamento Nacional de Planeación.

1. ¿Cuáles son los principales beneficios del nuevo Sistema General de Regalías?

El principal beneficio es la equidad. Antes de la nueva ley, solo nueve departamentos recibían regalías. Ahora, con el nuevo sistema, todos los departamentos y 1.089 municipios son beneficiarios. Y lo mejor es que los dineros están llegando a los lugares que más necesitan recursos. Por ejemplo: Cauca está recibiendo 260 mil millones al año, cuatro veces más de lo que hubiera recibido sin la reforma. Chocó está recibiendo 200 mil millones, casi tres veces más de recursos, gracias al nuevo Sistema General de Regalías.

2. ¿Qué aspectos negativos encuentra en el nuevo sistema?

El de las regalías es un tema que nos une cada día más. Es un asunto de coordinación entre el Gobierno y las regiones. Juntos, por primera vez en la historia, hicimos camino al andar y lo seguimos haciendo, porque rediseñamos un sistema fundamental para el país, como es la distribución y la inversión de sus regalías. Este es un sistema de distribución mucho más equitativo entre las regiones y entre la gente.

3. ¿Se tuvieron en cuenta las enseñanzas del anterior régimen del Fondo Nacional de Regalías cuando se diseñó el nuevo Sistema General de Regalías?

Por supuesto. La idea es no repetir errores del pasado. Con el nuevo sistema, las decisiones de inversión no las toma una sola persona. Se hacen de manera colegiada en los OCAD, donde están representados el Gobierno Nacional, departamental y municipal. Además, el nuevo sistema financia estudios y diseños (preinversión) que en muchos casos se convertía en un cuello de botella para poder formular proyectos de mayor envergadura. El presupuesto bienal también es una innovación del sistema, ya que permite una mejor planeación y ejecución de los proyectos de inversión. Para 2013 y 2014 el Congreso aprobó un presupuesto de $17,7 billones, $7,7 se dedicarán a ahorro.

4. ¿Se pensó en diseñar un régimen de transición para que no se vieran afectados los departamentos productores con la entrada en vigencia del nuevo Sistema General de Regalías?

El sistema lleva en funcionamiento cerca de nueve meses y hemos logrado ponerlo en funcionamiento. Todos los OCAD están sesionando de manera regular, los proyectos se están estructurando y aprobando, los desembolsos están dándose. Fíjese, se han aprobado 1.826 proyectos que suman $8,6 billones, de los cuales 4,5 billones de pesos son del Sistema de Regalías del año 2012. El mismo gobernador del Meta, Alan Jara, el año pasado reconoció la disposición del Gobierno para superar los inconvenientes y poner en marcha el Sistema. Textualmente, recuerdo esta frase de él: "En apenas dos meses, hemos podido aprobar, priorizar proyectos en los 29 municipios del departamento".



Édgar Humberto Silva González

Alcalde de Puerto Gaitán, Meta.

1. ¿Cuáles son los principales beneficios que trae el nuevo Sistema General de Regalías?

En mi opinión el nuevo Sistema General de Regalías tiene pocos beneficios. Uno es el acompañamiento por parte del Gobierno Nacional en la formulación de proyectos para presentar a los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCAD).

2. ¿Qué aspectos negativos encuentra en el nuevo Sistema?

Los principales aspectos negativos del nuevo Sistema son la tramitología y los inconvenientes para aprobación de los proyectos que se presentan. Además, en muchas ocasiones las personas que conforman los OCAD o incluso los representantes del Gobierno Nacional que se trasladan a la zona, no conocen la región ni sus necesidades.

3. ¿Se tuvieron en cuenta las enseñanzas del anterior régimen del Fondo Nacional de Regalías cuando se diseñó el nuevo Sistema General de Regalías?

En mi opinión del sistema anterior solo se tuvieron en cuenta los aspectos y las experiencias negativas que existen desde hace más de 20 años. Un ejemplo es que después de 25 años, todavía se sigue hablando de la piscina de olas en Arauca.

5. ¿Cuáles fueron las principales limitaciones en la distribución de los recursos provenientes de las regalías en 2012? ¿Qué porcentaje de los recursos están en ejecución en el departamento del Meta y en el país?

En la vigencia de 2012 se han aprobado proyectos por 1,8 billones en los OCAD departamentales; cerca de un billón en los municipales; 421 mil millones en ciencia y tecnología, y 1,22 billones en los OCAD regionales. En el Meta se presentaron 168 proyectos por más de $700.800 millones, para los cuales ya fueron designados sus ejecutores.

6. ¿Son los OCAD los mecanismos adecuados para la aprobación de proyectos?

Las entidades territoriales son las dueñas de los recursos de regalías. Y los OCAD son los espacios donde participan el Gobierno Nacional, departamental y municipal. Es allí donde se viabilizan, priorizan y aprueban los proyectos y donde se decide su ejecutor. Este es un mecanismo consagrado por la Constitución que busca facilitar la coordinación entre niveles de gobierno respetando la autonomía de cada uno; pero sobre todo creando un ambiente de total transparencia para tomar las decisiones sobre estos recursos. Los datos de aprobaciones de proyectos y el monto de 2012, en siete meses, son muy buenos. Al día de hoy, se han aprobado 1.826 proyectos que suman 8,6 billones de pesos.

7. ¿Qué asistencia técnica recibieron los delegados departamentales y municipales en la formulación de los proyectos y en su presentación ante los OCAD?

El año pasado se realizaron incontables jornadas de capacitación, talleres y foros con entidades territoriales, entes de control, universidades y sociedad civil para dar a conocer el nuevo sistema. En nuestros estimativos se han capacitado a más de 8.700 funcionarios públicos a lo largo y ancho del país. El DNP a través de su Programa de Fortalecimiento Territorial acompañó con asistencia técnica a todos los departamentos y a cerca de 400 municipios en la formulación de proyectos. A esto se deben sumar los recursos que todas las secretarías de planeación, gobernaciones y municipios del país recibieron para fortalecerse y poner en funcionamiento el Sistema general de regalías. En el caso de los municipios más pequeños fue de $49 millones.

8. ¿Cómo articular acciones a nivel centrale y regional para agilizar la aprobación de los proyectos presentados ante los OCAD?

Ya están en marcha. El año pasado expedimos un decreto que redujo el tiempo de los trámites previos a la aprobación de proyectos. La verificación de requisitos y el concepto del comité consultivo bajó de diez

a cinco días; se disminuyó el tiempo para la citación a las sesiones de los OCAD de quince a siete días.

9. ¿Qué retos le esperan al Sistema General de Regalías en 2013?
Que todos los recursos del año pasado, que se han aprobado, estén girados antes del 31 de marzo. Comprometer en el primer semestre de este año el grueso de los recursos de inversión del bienio para poder concentrarse en la ejecución de todos los proyectos en los siguientes tres semestres.

10 ¿Qué proyectos clave para el departamento del Meta y para la Orinoquía se han asegurado con los recursos de regalías de 2012? ¿Cuáles se piensan presentar a los OCAD para los recursos presupuestados 2013-2014?
Le hablo de lo aprobado: en el Meta, construcción de vivienda de interés prioritaria en municipios como Fuente de Oro, Acacías, Puerto Lleras, Puerto Gaitán y Uribe por $28.443 millones; obras de alcantarillado y saneamiento básico por $16.372 millones, en los municipios de Granada y Puerto Concordia; la vía que conduce de San Carlos de Guaroa al alto Pompeya –municipio de San Carlos de Guaroa y Villavicencio- por $29.721 millones; y el estudio, diseño y construcción del anillo vial de la intersección Catama, en Villavicencio, por $26.438 millones, entre otras. En Casanare, Yopal contará con redes de alcantarillado pluvial por $20.572 millones; en salud, la implementación de acciones de promoción, prevención y vigilancia de los municipios del departamento, por $14.000 millones; y la construcción y mejoramiento de la vía Monterrey-Tauramena por $16.799 millones, entre otras.
Se aprobó la implementación del servicio de gas GLP por redes de los municipios de Santiago, Colón, Segundo y San Francisco, en el departamento de Putumayo por $19.621 millones; la construcción de 810 viviendas para la población desplazada de la zona norte del departamento del Caquetá, en el municipio de San Vicente del Caguán por $21.164 millones; el mantenimiento de la malla vial del Caquetá, aprovechando la explotación de la mina de asfalto Las Pavas por $19.000 millones; y la implementación de programa para la masificación del servicio de gas combustible domiciliario por redes físicas en trece municipios del departamento del Caquetá por $17.661 millones.
Para este año, el Meta ya tiene dos proyectos: apoyo a la prestación del servicio de internado en los establecimientos educativos oficiales en 27 municipios por $24.202 millones y otro para el fortalecimiento del servicio de transporte escolar en el Meta, Orinoquía, por $24.665 millones.

4. ¿Se pensó en diseñar un régimen de transición para que no se vieran afectados los departamentos productores con la entrada en vigencia del nuevo Sistema General de Regalías?
No creo que se haya pensado en Puerto Gaitán. El Sistema Nacional de Regalías fue una improvisación del Gobierno Nacional, y por eso tuvo que acudir a los recursos de las regalías para cumplir con su plan de desarrollo.

5. ¿Cuáles fueron las principales limitaciones en la distribución de los recursos provenientes de las regalías en 2012? ¿Qué porcentaje de los recursos están en ejecución en el municipio de Puerto Gaitán?
En Puerto Gaitán no se ha visto el dinero de las regalías. Hasta el 12 de diciembre de 2012 nos aprobaron los últimos proyectos con recursos provenientes de este sistema, pero hoy en día no se están ejecutando.

6. ¿Son los OCAD los mecanismos adecuados para la aprobación de proyectos?
Considero que los OCAD serían buenos si los conformaran en su mayoría personas de la región, de los departamentos y de los municipios.

7. ¿Qué asistencia técnica recibieron los delegados departamentales y municipales en la formulación de los proyectos y en su presentación ante los OCAD?
Nosotros nunca tuvimos ningún tipo de asistencia técnica para la presentación de la formulación de los proyectos.

8. ¿Cómo articular acciones centrales y regionales para agilizar la aprobación de los proyectos presentados ante los OCAD?

Así como el Gobierno Nacional se llevó los recursos, debería asignar algunos rubros para que en cada municipio se conforme un equipo técnico, sin importar que fuera liderado por ellos.

9 ¿Qué retos le esperan al Sistema General de Regalías en 2013?
El reto más importante del Sistema General de Regalías para 2013 es demostrar que es equitativo y permite invertir en proyectos de inversión social en cada uno de los municipios.

10. ¿Qué proyectos clave para el departamento del Meta y para la Orinoquía se han asegurado con los recursos de regalías del 2012? ¿Cuáles se piensan presentar a los OCAD para los recursos presupuestados 2013-2014?
Con los recursos de 2012 se aprobaron diez proyectos para Puerto Gaitán. Un proyecto clave es el de un alcantarillado pluvial que permitirá tener una cobertura del 100 por ciento en este tema y llegar al 100 por ciento de las vías pavimentadas.
Hay otro proyecto importante con el cual se busca que el municipio tenga agua potable las 24 horas del día. Además, se tienen otros proyectos para 2013, como lograr tener saneamiento básico para algunos resguardos indígenas, que son los más afectados por esta carencia. ACP



MINERÍA Y PETRÓLEO REUNIDOS EN CARTAGENA

"Economía, sociedad y medio ambiente, hacia la identificación de metas comunes", será el tema central de la IX edición del Congreso Internacional de Minería y Petróleo Cinmipetrol que se realizará en el Hotel Hilton de Cartagena, los días 15, 16 y 17 de mayo.
Expertos nacionales e internacionales, académicos, técnicos, empresarios, líderes gremiales y altos funcionarios del Gobierno Nacional se darán cita en la Heróica para analizar tres ejes temáticos: la renta minera y petrolera como factores de desarrollo; territorio y entorno social, y el modelo de licenciamiento ambiental enfocado a la calidad de la gestión pública y privada.
Como antesala a la agenda temática y para abordar algunos temas con mayor profundidad, los asistentes podrán participar de cuatro talleres sectoriales en el marco de Cinmipetrol. El 14 de mayo se realizará el segundo Taller Internacional de Principios Voluntarios del Comité Minero-Energético de Seguridad y Derechos Humanos, llamado "Gobierno y empresas vis a vis Derechos Humanos"; el 15 de mayo las opciones son: "Socialización de proyectos, una guía para su aplicación"; "Metodología de valoración económica para los estudios de impacto ambiental del sector minero-energético", o un taller sobre el sector minero.
Las inscripciones ya están abiertas. Mayor información: **www.cinmipetrol.com**

EXPERTOS NO CONVENCIONALES

Como parte de la preparación que está llevando a cabo Colombia para el desarrollo en yacimientos no convencionales y para que autoridades, reguladores y profesionales del sector conocieran las experiencias de otros países en relación con estas operaciones, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) lideró el Programa de Gestión del Conocimiento, con el apoyo de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).
Académicos e investigadores como los profesores estadounidenses Mark Zoback de la Universidad de Standford y John Deutch de MIT, plantearon sus perspectivas y estudios frente al marco regulatorio y la planeación de actividades de exploración y producción en yacimientos no convencionales.
Asimismo, expertos de compañías como Shell, Nexen, Drummond y Exxon-Mobil presentaron sus experiencias y las mejores prácticas en los ámbitos sociales, ambientales y de operación, que han sido exitosos en países como Estados Unidos y Canadá.



De izquierda a derecha: Mark Zoback de la Universidad de Standford, Marcela Bonilla del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y John Deutch de MIT.



Alejandro Martínez Villegas, Presidente Ejecutivo de la ACP

DESAYUNO CON PERIODISTAS

A comienzos del mes de febrero la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), realizó el primer desayuno con periodistas para presentarles los hitos más importantes del sector en 2012 y las proyecciones para el presente año. El presidente de la ACP, Alejandro Martínez Villegas, les explicó a los 37 periodistas asistentes los desafíos para lograr la sostenibilidad del sector petrolero.

PERSPECTIVAS 2013

La ACP espera que el crecimiento de la industria en materia de producción para 2013 se ubique entre el 9 y el 12 por ciento. Para los 20 pozos más grandes del país se estima que el crecimiento esté entre el 15 y el 20 por ciento, para llegar a un promedio entre 1.030.000 y 1.060.000 barriles de petróleo diarios, esto si se logran agilizar los procesos de otorgamiento de licencias ambientales y no se presentan ataques a la infraestructura.
Para este año la industria espera que se exploren 135 pozos y se corran 27.800 kilómetros de sísmica.



2011

INFORME DE GESTIÓN SOCIAL

Espérelo

Consúltelo a partir de abril en
www.acp.com.co

ASOCIACION COLOMBIANA DEL PETROLEO