Edición N° 03. Diciembre de 2012 - febrero de 2013

ACP hidrocarburos

Una publicación de la Asociación Colombiana del Petróleo

Caño Limón cambió la historia

30 años de este importante descubrimiento petrolero p.22

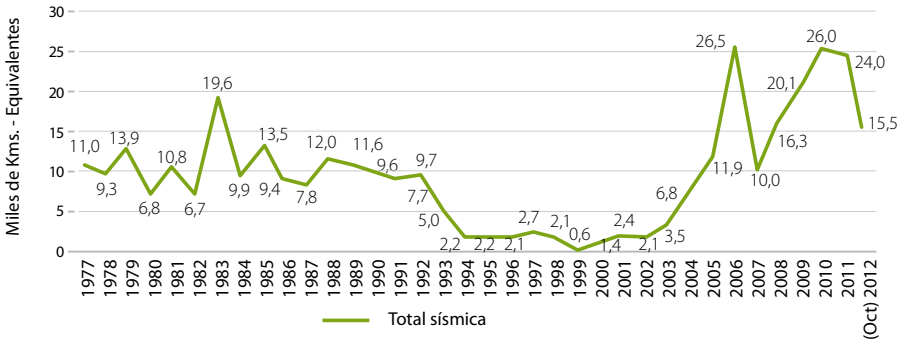
"Es fundamental mantener las reglas del juego para asegurar la competitividad del país en el sector"

Entrevista con el ministro de Minas y Energía, Federico Renjifo p.14



Renta petrolera: motor de desarrollo local y nacional p.6

1 Exploración sísmica



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

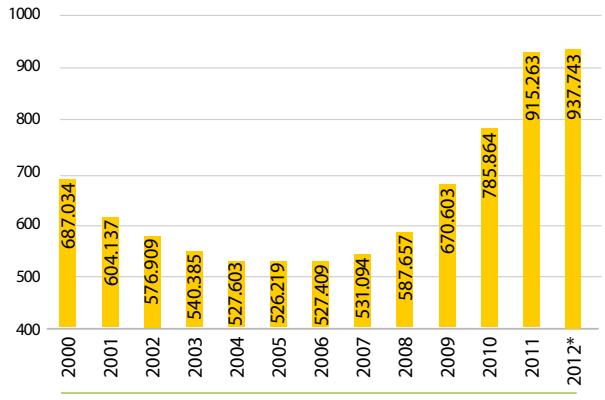
*Información preliminar ACP a octubre 31 de 2012.
Avance ejecución sísmica 80%.

Hasta octubre de 2012 se han recorrido 15.551 kilómetros equivalentes de sísmica, que corresponden al 85 por ciento de la cifra total programada (18.220 kilómetros).

3 Producción de crudo y de gas

Entre enero y octubre de 2012, la producción de crudo alcanzó niveles de 937.743 barriles promedio día (BPDC). La producción de gas, hasta octubre de 2012, registró un promedio de 1.107 millones de pies cúbicos por día calendario (MPCD), entregados a gasoductos.

Producción histórica anual promedio de crudo - BPDC



Fuente: Ministerio de Minas y Energía y ANH.

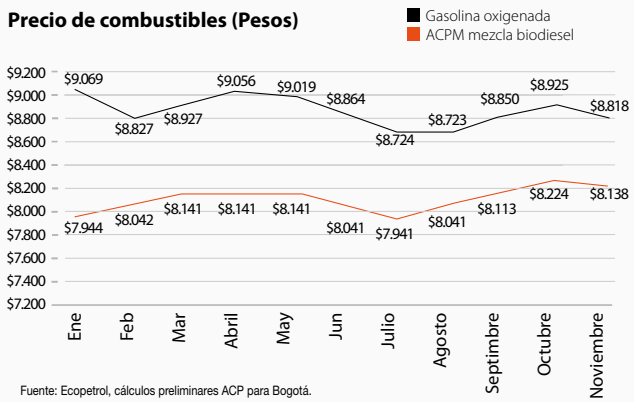
2000-2011: Reporte producción mensual por campo. Balance de crudo por campo.
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

2012: * Información en KBPDC promedio ponderado de enero a octubre de 2012, tomando cifras de enero a junio con fuente Minminas, y julio a octubre con cifras preliminares ANH.

4 Precios combustibles mezclados

Entre enero y noviembre del 2012, el precio de la gasolina oxigenada en Bogotá se estimó entre 8.723,44 y 9.068,68 pesos. Registró una caída en los últimos meses, debido a la disminución de los precios internacionales del petróleo y sus derivados. El precio del ACPM mezclado en Bogotá osciló entre los 7.941,32 y los 8.224,82 pesos. El descenso que se registró en noviembre en el precio de la gasolina se explica, principalmente, por una disminución de casi $200/gal en el ingreso al productor, a pesar del aumento de $40/gal en el margen mayorista regulado.

Precio de combustibles (Pesos)

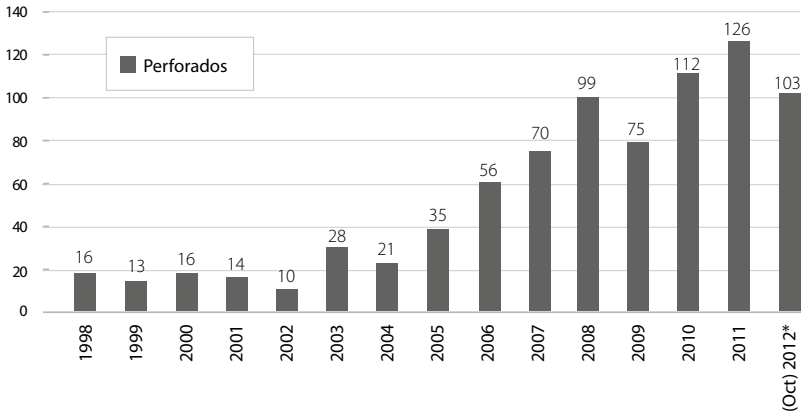


Fuente: Ecopetrol, cálculos preliminares ACP para Bogotá.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul (p)	Ago (p)	Sep (p)	Oct (p)	**Promedio**
Prod. gas (MPCD)	1.114	1.133	1.109	1.139	1.142	1.070	1.039	1.045	1.133	1.149	**1.107**
Prod. crudo (BPDC)	940	899	947	956	936	935	929	918	956	961	**938**

Fuente: Enero-junio: Ministerio de Minas y Energía. Producción mensual por campo y balance de gas por campo, entrega a gasoductos. Julio-Octubre (p): Información preliminar tomada de comunicados de prensa Minminas; producción de gas: producción comercializada de gas.

2 Pozos exploratorios



El programa exploratorio de 2012 indica que para finales de este año se espera perforar 194 pozos exploratorios. A octubre de 2012 se han perforado 103 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 2011: Indicadores de Gestión y Estadísticas de la Industria ANH.

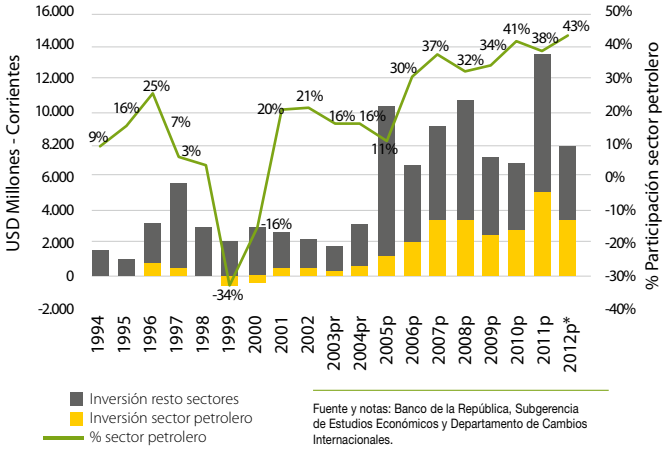
Se presenta el número de pozos tipo A3 hasta el 2009. Para el período 2010-2012 se presentan los pozos exploratorios A2 y A3.

* Información preliminar ACP a octubre 31 de 2012, dato que corresponde al compromiso con la ANH, en total son 103 pozos perforados, de los cuales 8 son adicionales.

5 Inversión extranjera directa

La Inversión Extranjera Directa (IED) del país sumó 7.798 millones de dólares al segundo trimestre de este año, lo que representó un crecimiento de 18,2 por ciento frente a lo reportado en el mismo periodo de 2011.

Se resalta la alta participación del sector petrolero en la IED del país (43 por ciento), que corresponde a 3,358 millones de dólares.



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.

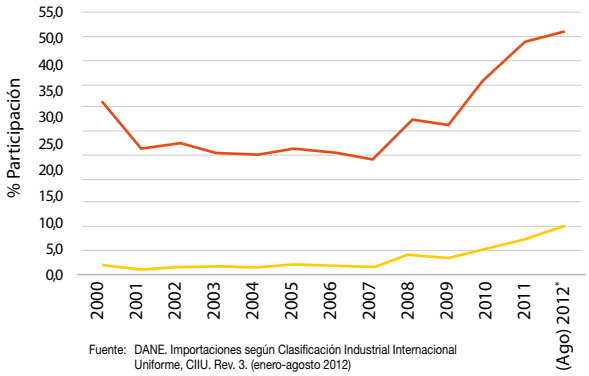
pr: Provisional. **p:** Preliminar. Datos sujetos a modificaciones por la fuente oficial.

*Información a segundo trimestre de 2012.

6 Importaciones y exportaciones

Hasta agosto de 2012, las exportaciones de petróleo y sus derivados le reportaron al país 20.373 millones de dólares FOB, que corresponden al 51 por ciento del total de las exportaciones reportadas.

Para el mismo periodo, las importaciones de elementos para la fabricación de productos para refinación de petróleo fueron de 4.015 millones de dólares CIF, que corresponden al 10 por ciento del total de las importaciones del país.



Fuente: DANE. Importaciones según Clasificación Industrial Internacional Uniforme, CIIU. Rev. 3. (enero-agosto 2012)

DANE. Colombia, Exportaciones de café, carbón, petróleo y sus derivados, ferroníquel y no tradicionales (enero-agosto 2012).

% Imp. fabricación de productos de refinación del petróleo
% Exp. Petróleo y derivados

Revista ACP Hidrocarburos
Edición N° 03. Diciembre 2012-febrero 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
Nicolás Foucart-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
Alexandra Hernández
Carlos Rodríguez
Claudia Ascencio
Ismael Arenas
Jaime Frysz
José Vicente Zapata
Juan Carlos Ucrós
Luis Augusto Yepes
Luis Fernando De Angulo
Marcela Vaca
Mariana Jiménez
Miguel Ángel Herrera
Miguel Ángel Santiago
Tatiana Orjuela

Asesor Editorial
Jaime Frysz

Asesor periodístico
Mauricio Zuluaga

Redacción
Asociación Colombiana del Petróleo
Isabel Cañaveral
Burson-Marsteller

Fotografía
Fernando Valderrama
Archivo Oxy Colombia
Archivo ANH
Archivo Pacific Rubiales Energy
Archivo Ecopetrol
Archivo Petronorte
Archivo Equión Energía
Ministerio de Minas y Energía
Thinkstock

Corrección de estilo
Diseño e impresión
Gatos Gemelos Comunicación

Los artículos, opiniones y declaraciones que contiene esta revista son responsabilidad de sus autores o de quien las emite. No representan necesariamente la posición oficial de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) o de sus directivos.

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

ACP 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



"Invaluable aporte al mundo petrolero de nuestro país"

DE MANERA MUY ATENTA, me permito agradecerle el envío de la revista "ACP Hidrocarburos"; aprovecho la presente para efectuarles un reconocimiento por dicha tarea, que constituye un invaluable aporte al mundo petrolero de nuestro país.

Cristina Pardo Schlesinger,
Secretaria Privada de la Presidencia de la República

La revista ACP Hidrocarburos es un medio de consulta en el Ministerio

EN NOMBRE DEL señor Ministro de Minas y Energía, doctor Federico Renjifo Vélez, agradezco el envío de la revista "ACP Hidrocarburos", que por su importante contenido ha sido dispuesta para consulta de este Ministerio y de los usuarios externos en nuestra biblioteca.

María Isabel Ulloa Cruz,
Secretaria Privada del Ministro de Minas y Energía

"Felicitaciones por tan excelente idea"

CON GRAN PLACER y expectativas hemos leído el ejemplar *ACP hidrocarburos*, edición No. 2, y queremos felicitarlos por tan excelente idea; al mismo tiempo, dado que como funcionarios de Ecopetrol y candidatos a Máster en Regulación Minera, Petrolera y Energética a nivel nacional e internacional, estas publicaciones son de gran interés para nosotros.

Gerencia Nacional de Campos Menores.
Ecopetrol

"Hacía falta en el país para el conocimiento de la industria de hidrocarburos"

EN NOMBRE DE la Junta Directiva Nacional, el personal del Consejo Colombiano de Seguridad y en el mío propio, reciban nuestras felicitaciones por la iniciativa de la revista ACP Hidrocarburos, medio necesario que hacía falta en el país para el conocimiento de la industria de hidrocarburos, y que cuenta con calidad de edición y excelente contenido.

Al mismo tiempo los felicitamos por la iniciativa del Informe General de Gestión Social de la industria, que presenta un panorama completo de lo que el sector está haciendo en este tema en el país.

Renán Alfonso Rojas Gutiérrez,
presidente ejecutivo del Consejo Colombiano de Seguridad

Contenido



4 **EDITORIAL**
Mantener un government take competitivo

6 **IMPACTO ECONÓMICO**
Renta petrolera, motor del desarrollo regional y nacional

12 **ENTREVISTA**
Federico Renjifo
Ministro de Minas y Energía

16 **IMPACTO ECONÓMICO**
Ronda 2012, inversiones por más de 2.600 millones de dólares

22 **OPERACIONES**
Caño Limón cambió la historia

28 **OPERACIONES**
Autogeneración de energía: por una industria más eficiente, sostenible y limpia

32 **POLÍTICA REGULATORIA**
El precio es correcto

36 **EXPERIENCIA INTERNACIONAL**
Embajador de Canadá, Tim Martin

40 **COMPROMISO VERDE**
Tecnología patentada hecha en Colombia

46 **POLÍTICA REGULATORIA**
Un pronunciamiento decisivo

50 **REGIONES**
Un modelo de sostenibilidad con los más altos estándares

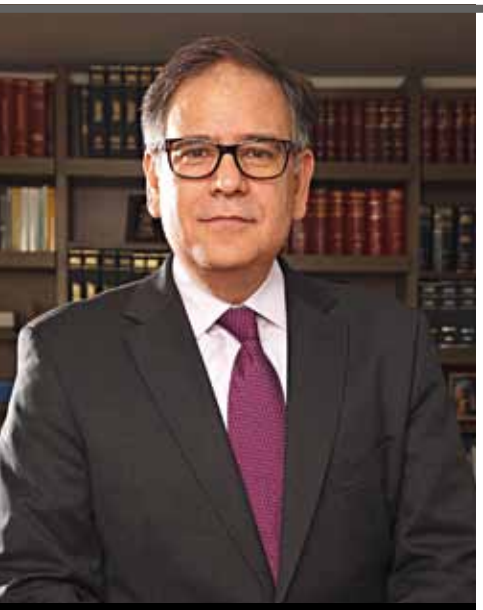
54 **EN BLANCO Y NEGRO**

56 **REGIONES**
Vivienda digna en Casanare

60 **REGIONES**
Inversión social para un futuro sostenible

65 **HECHOS**

Mantener un *government take* competitivo



Alejandro Martínez Villegas
Presidente Ejecutivo de la ACP

Aumentar el Government Take representa un cambio en las reglas del juego que preocupa mucho a las empresas y pesa al momento de decidir el destino de sus programas de inversión

Tres importantes descubrimientos de hidrocarburos en Colombia, Caño Limón en 1983, Cusiana en 1989 y Cupiagua en 1993, fueron el resultado de incentivos para la inversión en exploración de nuevos yacimientos. Estos hallazgos transformaron la industria del petróleo en el país y su aporte a la economía ha sido significativo, en particular en el comercio exterior y en los flujos de capital de inversión foránea. Cambiaron nuestra condición de importador a exportador de petróleo, lo cual ayudó a aliviar el importante déficit que tuvo la balanza comercial del país en la década de los 90's.

Estos grandes descubrimientos, separados entre sí por menos de 10 años, dinamizaron el sector y generaron la expectativa de un potencial enorme de reservas y más hallazgos similares en el futuro; nos imaginamos estar frente una bonanza petrolera. Así, en la década de los 90 el Gobierno y el legislador aumentaron paulatinamente la participación estatal (Government Take) en la renta petrolera, llegando a una participación del 84% por barril. Se adoptó un nuevo esquema de repartición de la producción con Ecopetrol; se impusieron nuevos gravámenes (impuesto de remesas para las compañías petroleras e impuesto de guerra) y adicionalmente se incrementó la tarifa para el pago del impuesto de renta.

Estos cambios en las reglas del juego afectaron la competitividad internacional del país para atraer capital de riesgo privado y la inversión en exploración se marchitó.

La producción de petróleo de 815 mil barriles diarios en 1999 cayó 35% en 5 años, las reservas probadas remanentes estaban disminuyendo, producíamos más de lo que estábamos encontrando y la relación reservas-producción (R/P) que en 1993 era de 20 años, a principios de 2000 se redujo a 8 años. El país perdería su autosuficiencia en un futuro muy cercano a menos de que se tomaran correctivos para solucionar el agotamiento de las reservas.

El Gobierno Nacional lideró entonces, con la colaboración del Congreso de la República, cambios en la política petrolera para recuperar la competitividad del sector y la confianza inversionista, y atraer el indispensable capital de riesgo que impulsa a esta industria: se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se estableció un nuevo contrato de exploración y producción, se agilizaron y simplificaron los trámites en materia ambiental, se cambió la tarifa de regalías para que variase en función de los niveles de producción, se le permitió a las compañías la amortización acelerada de las inversiones y al final el Government Take para los nuevos descubrimientos se redujo al 60%.

Los buenos resultados no se hicieron esperar y es así como entre 2004 y 2011 la exploración sísmica y la perforación exploratoria se quintuplicaron frente a la realizada entre 1994 y 2003, y la fecha de pérdida de autoabastecimiento de petróleo crudo se extendió hasta el año 2019. Solo en el año 2011 se perforaron 126 pozos exploratorios

A pesar de la creciente actividad exploratoria no se han dado los nuevos descubrimientos esperados que le permitan al país reemplazar las reservas producidas y aumentar a más de 10 años la relación reservas/ producción.

y se registraron 24 mil kilómetros de sísmica e ingresaron al país $5.125 millones de dólares de inversión extranjera dirigida al sector (38% del total) vs alrededor de $500 millones a comienzos de los años 2000 (aprox. 20% del total). La producción nacional de petróleo crudo comenzó a ascender desde el 2007, alcanzando un récord histórico de 962 kbd en noviembre de 2011, gracias principalmente a la recuperación de reservas adicionales en campos existentes/viejos y a descubrimientos de pequeñas y medianas acumulaciones.

A pesar de la creciente actividad exploratoria no se han dado los nuevos descubrimientos esperados que le permitan al país reemplazar las reservas producidas y aumentar a más de 10 años la relación reservas/producción. Sin embargo, el optimismo continúa y las metas de crecimiento macroeconómico del Gobierno están hechas sobre la base de una de sus principales locomotoras, el sector extractivo, calculando una producción de hidrocarburos que bordea 1.4 millones de barriles equivalentes promedio diarios para el año 2014.

Frente a este panorama es difícil entender que se siga hablando de una bonanza petrolera e incrementando el Government Take para los nuevos descubrimientos, el cual ya está hoy en alrededor del 70%. En el Congreso de la República se están impulsando unas iniciativas legislativas que buscan gravar la actividad petrolera con el impuesto de Industria y Comercio (ICA), establecer compensaciones económicas mínimas en el contrato de exploración y producción (E&P) e impedir la deducibilidad de regalías y compensaciones del impuesto de renta. De ser aprobadas, además de gravar la producción existente, incrementarían el Goverment Take para nuevos descubrimientos en 20 puntos porcentuales, hasta llegar al 90%. Esto llevaría a marchitar la inversión y actividad petroleras tal como sucedió en los años 90 cuando dejamos de ser competitivos para atraer nueva inversión al sector. Los descubrimientos pequeños y los de crudos pesados, que son los que se están encontrando actualmente, verían seriamente afectadas sus economías.

Estas iniciativas son además innecesarias teniendo en cuenta que el régimen contractual y fiscal del sector es muy eficiente para el Estado porque le permite capturar en forma independiente renta de todas y cada una de las fuentes generadoras de ingresos de los proyectos petroleros (volumen, precio y utilidad) y maximizarla en función del mercado mediante la participación adicional de producción que ofrecen las empresas adjudicatarias en las rondas de la ANH.

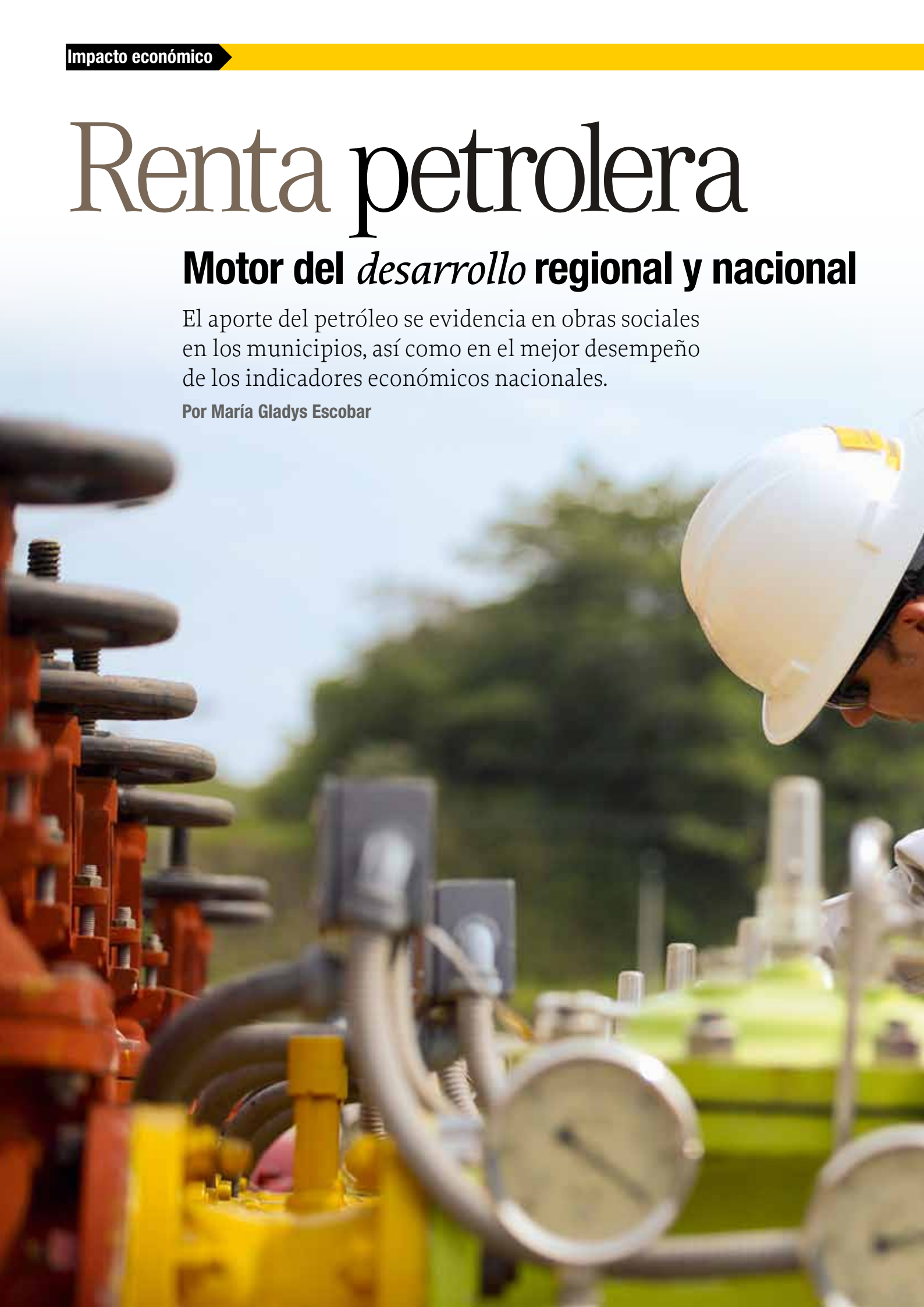
Aumentar el Government Take representa un cambio en las reglas del juego que preocupa mucho a las empresas y pesa al momento de decidir el destino de sus programas de inversión. Ahuyentar la inversión extranjera es un lujo que no puede darse Colombia frente al sector que más ingresos le genera, pues se estarían amenazando seriamente, no solamente el autoabastecimiento futuro de hidrocarburos, sino las metas macroeconómicas y fiscales del país. ACP

Renta petrolera

Motor del *desarrollo* regional y nacional

El aporte del petróleo se evidencia en obras sociales en los municipios, así como en el mejor desempeño de los indicadores económicos nacionales.

Por María Gladys Escobar



Obras son amores y no buenas razones, dice un adagio popular, y en el caso de la renta petrolera son numerosas las acciones que dan cuenta de los reales aportes que siempre ha realizado el sector a la economía y muy especialmente en los últimos cinco años.

La herencia de los recursos petroleros se puede ver tanto en las numerosas obras que se han realizado en los municipios en las que destaca una mayor infraestructura de colegios y hospitales, como en los indicadores económicos generales del país tales como el Producto Interno Bruto (PIB), las exportaciones y la Inversión Extranjera Directa (IED), que muestran su gran contribución al desarrollo nacional.

Si la economía nacional viene creciendo a un nivel de 4,8% anual, la industria extractiva en los últimos años cuadriplica este nivel.

El decano de Economía de la Universidad de la Salle, Luis Fernando Ramírez, destacó que la actividad petrolera en su conjunto es actualmente el principal factor generador de ingresos del país, lo cual se puede ver en la participación que tiene en el PIB, en su aporte a la balanza comercial mediante las exportaciones y lo que se recibe en materia de inversión extranjera.

El peso del sector en la economía nacional se destaca y su participación en el Producto Interno Bruto (PIB) se aproximó al 5% durante 2011, cuando tomó un mayor protagonismo luego que el PIB alcanzara la mayor tasa de crecimiento –17 por ciento con respecto a 2010–, tres veces mayor al crecimiento que tuvo la economía nacional.

Dicha tasa de crecimiento fue tres veces mayor a la que tuvo la economía nacional y se espera que su desempeño continúe por este buen camino lo que llevará- según Ramírez- a que su peso en el PIB de 2012 se acerque al 6%, un nivel considerable para el último quinquenio ya que en 2007 la proporción era de 3,5%.

Si la economía nacional viene creciendo a un nivel de 4,8% anual, la industria extractiva en los últimos años cuadriplica este nivel; es decir, se convierte en el gran impulsor del PIB. El impacto macroeconómico de la industria petrolera no solo se ve en la participación total que tiene en el PIB, sino también en la dinámica que le proporciona a otros sectores, porque tal como lo demostró el documento de la Regla Fiscal para Colombia, que elaboró el Comité Técnico Interinstitucional encabezado por el Banco de la República, por cada peso de incremento en la producción de petróleo y gas, la oferta y la demanda de estos sectores crece 1,9 pesos.

La producción de petróleo y gas propicia una gran demanda de insumos, que no solo se quedan en los renglones que le proporcionan bienes y servicios para las tareas que le son inherentes como exploración y producción, sino que se expande a otras 16 actividades económicas tales como servicios de transporte terrestre, servicios financieros y productos industriales. Durante 2011, por ejemplo, el sector de transporte terrestre creció 6 por ciento; servicios financieros 12 por ciento y productos industriales 4 por ciento, con respecto al 2010.

Exportaciones e inversiones

En materia de exportaciones, el petróleo captura cerca del 54% de las ventas al exterior que al corte de agosto de 2012 sumaron 39.874 millones de dólares FOB, con un au-



mento de 7,7% con relación al mismo período del año anterior. Este resultado obedeció, de acuerdo con el reporte que realizó el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, Dane, al crecimiento de 8,9% en las exportaciones de combustibles y productos de la industria extractiva que pasaron de US$24.156,9 millones a US$26.296,3 millones. Los productos que más contribuyeron a dicho aumento fueron el petróleo crudo y los productos derivados de petróleo y conexos (9,2 puntos porcentuales).

Si se ven estos resultados en retrospectiva se nota una gran evolución puesto que en 2011 las exportaciones de petróleo y derivados totalizaron 27.954 millones de dólares FOB, lo que representó un crecimiento de 70 por ciento frente al 2010, el nivel más alto en los últimos 20 años.

En cuanto a la IED los resultados saltan a la vista porque cerca del 38% se dirige al sector petrolero para actividades de exploración y explotación, de manera que en 2011 de los 13.234 millones de dólares que recibió el país por inversión extranjera, 5.083 millones se dirigieron al sector petrolero, proporción que se convierte en la segunda más alta que se ha dado desde 1994, según reportes del Banco de la República.

Si se compara con 2007 se puede ver que las inversiones en el mediano plazo han seguido aumentando porque en dicho año los recursos que se recibieron por IED fueron por 3.300 millones de dólares. Para el periodo acumulado 2007 hasta el primer semestre de 2012 el sector ha recibido en IED 35 mil millones de dólares.

Las buenas perspectivas se espera que continúen este año cuando el sector de petróleo y gas podría atraer aproximadamente 8 mil millones de dólares.

La IED es fundamental para Colombia desde el punto de vista del crecimiento económico porque el país no cuenta con la suficiente capacidad de ahorro para financiar la formación de capital y porque es una fuente preponderante para la expansión de la capacidad productiva.

Estas inversiones tienen, además, efectos positivos para las finanzas públicas y sus cuentas externas debido a que elevan las rentas tributarias del país.

Sin embargo, para que esta dinámica inversionista continué se deben superar escollos como las demoras en la expedición de licencias ambientales y la mayor conflictividad social, inconvenientes que de continuar llevarían al traste los adelantos que se han logrado gracias a las políticas del Gobierno, los mejores precios internacionales y las mejoras en la seguridad.

Los retos de la sostenibilidad

En concepto del Decano de Economía de la Salle, se debe velar por sostener el aporte económico del sector petrolero porque su dinámica está soportado por unas reservas de petróleo limitadas –alrededor de 2.259 millones de barriles- que alcanzan para sostener por unos siete años la producción actual que ronda los 950 mil barriles diarios.

Por lo anterior, el país debe mantener las reglas de juego para la industria y conservar el 'Government-Take'

Estabilidad

Es necesario contar con la confianza inversionista para seguir la activa campaña exploratoria que permita no solo elevar la producción basada en los campos maduros sino que se incorporen reservas de nuevos yacimientos.



Parque en San Luis de Palenque (Casanare)



Jornadas de salud en Arauca

en un margen competitivo, porque tal como lo ha manifestado el presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), Alejandro Martínez Villegas, dichas condiciones son fundamentales porque aún no se han dado los grandes descubrimientos de yacimientos petroleros y las reservas dependen de la producción que proviene de los campos viejos.

Es necesario contar con la confianza inversionista para seguir la activa campaña exploratoria que permita no solo elevar la producción basada en los campos maduros sino que se incorporen reservas de nuevos yacimientos.

Sin mayores reservas no hay garantías para sostener la creciente producción que se ha propuesto el Gobierno, el cual espera llegar pronto a la meta del millón de barriles.

En las finanzas nacionales son fundamentales los aportes petroleros, según Ramírez, porque con ellos se han dado avances en materia de la política social, y le permitió financiar áreas importantes para el bienestar de la población como los programas de la salud, vivienda, educación, así como también incrementar los recursos para Familias en Acción.

En 2011 las exportaciones de petróleo y derivados totalizaron 27.954 millones de dólares FOB, lo que representó un crecimiento de 70 por ciento frente al 2010

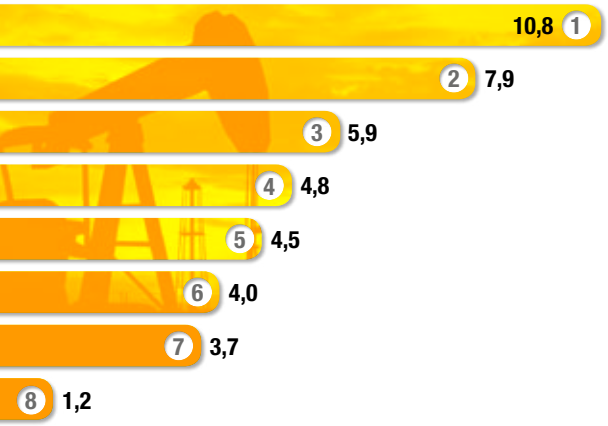
El impulso al desarrollo económico y social de la industria petrolera, no solamente se produce en la importante generación de recursos que le deja a la Nación, sino también en los ajustes institucionales y regulatorios que se han implementado para tener un mayor y mejor ahorro fiscal, que permitirá al país financiar la innovación, impulsar la construcción y absorber tecnologías. Esto mejora la competitividad de todos los renglones económicos del país.

¿Pero qué se ha hecho este año con los recursos provenientes de la renta petrolera ahora que se cambió el esquema de regalías? Según el Departamento Nacional de Planea-

Departamentos que sobresalen

La renta petrolera movilizó la economía regional y sus aportes fueron notables como se puede ver en el último informe del Dane sobre las Cuentas Nacionales Departamentales. La razón es que departamentos petroleros por excelencia como Meta y Casanare tuvieron un crecimiento récord de su Producto Interno Bruto, PIB, durante 2011 que se ubicó en 19,7% y 15,1%, respectivamente. Cabe destacar que estos dos departamentos generaron en 2011 cerca de 65 por ciento de la producción de petróleo y gas.

PRODUCTO INTERNO BRUTO
Variación acumulada enero-junio 2012-2011



1. Explotación de minas y canteras*
2. Construcción
3. Financiero, actividades inmobiliarias y servicios a empresas
4. Transporte, almacenamiento y comunicaciones
5. Comercio, reparación, restaurantes y hoteles
6. Suministro de electricidad, agua y gas
7. Servicios sociales, comunales y personales
8. Agropecuario

Fuente: DANE, Dirección de Síntesis y Cuentas Nacionales.
* Incluye hidrocarburos

En general, lo que se puede ver es que los departamentos minero-energéticos como **Meta, Santander, Boyacá, Casanare, Cesar, La Guajira, Arauca, Chocó, Córdoba, Huila y Putumayo** lograron durante 2011 un mayor peso dentro de la economía nacional y en conjunto representaron el 26,8% del Producto Interno Bruto (PIB), superando a Bogotá, Antioquia y Valle del Cauca, entre otros que en pasado llevaban la delantera en esta materia.

ción (DNP), con el Sistema General de Regalías a la fecha se han aprobado proyectos por 2,1 billones de pesos para financiar 601 proyectos, durante 101 sesiones de los Triángulos de Buen Gobierno realizados en: Antioquia, Arauca, Boyacá, Bolívar, Casanare, Cesar, Córdoba, Cundinamarca, La Guajira, Meta, Norte de Santander, Tolima, Sucre y Santander.

Este Sistema, resalta el DNP, está estimulando la competitividad de las regiones, por medio de proyectos que generan impacto, desarrollo y que propician el ahorro para las próximas generaciones. Su reporte muestra que antes de la reforma, el 80% de las regalías le llegaba al 17% de la población. Ahora, 80% se va al 70% de la población.

El Sistema General de Regalías y los beneficios del petróleo están beneficiando ahora no solo a los municipios productores, sino que sus recursos se irrigan a más regiones que requieren de los dineros que recibe el país por este concepto para poder lograr mayores niveles de desarrollo.

Impulso a los municipios

El ex ministro de Minas y Energía, Luis Ernesto Mejía, considera que la renta petrolera no es solo lo que pagan las petroleras por regalías e impuestos, sino que también hay otros aportes al desarrollo regional que por lo general no se reconocen. Estos otros aportes tienen que ver con las nuevas dinámicas que se propician cuando llegan las empresas a zonas apartadas que, por lo general, tienen que construir infraestructura para poder operar.

Entre esas dinámicas conexas, por ejemplo en el departamento del Meta, está el gran desarrollo



de cultivos que ha tenido la altillanura y en la cual ha sido fundamental la mayor conectividad que hoy tiene esta zona por las redes que se han extendido para la industria petrolera.

En el caso del municipio de Puerto Gaitán una de las contribuciones fue la mejoría de la interconexión eléctrica, porque el sistema tenía una capacidad limitada y hoy en día con la construcción de una subestación de energía para abastecer a las petroleras le dio solidez al servicio.

Y aunque no todo es color de rosa en municipios como Puerto Gaitán y otros, debido a que la migración de un gran número de personas de otros lugares en busca de oportunidades generan inconvenientes sociales, hay mayores frentes de trabajo que les ayudan a progresar.

José Juan Rivera, director Ejecutivo de la Asociación de Municipios Petroleros, Ampet, abona a la renta petrolera el que le ha permitido a muchas zonas apartadas del país obtener recursos para mejorar la infraestructura de salud y educación, ya que son lugares a los que el Estado no le suministraba el presupuesto necesario para este fin.

En materia de salud, una de las últimas instalaciones es el hospital de Yopal; y en educación, Rivera está convencido que la mejora en la infraestructura ha motivado a muchos docentes a ir a estos lugares y así mejorar la calidad de la educación.

Esa mejoría en los planteles educativos se nota, según destaca Rivera, en municipios de Arauca como Arauquita, Saravena, Puerto Rondón y Cravo Norte. En el Meta y Casanare también hay avances en este sentido en municipios productores de petróleo.

Rivera señala que las necesidades que quedan por atender en dichos municipios son muchas, pero para suplirlas se requiere no solo del apoyo del sector petrolero sino también del Gobierno en general.

El Sistema General de Regalías y los beneficios del petróleo están beneficiando ahora no solo a los municipios productores, sino que sus recursos se irrigan a más regiones

Al respecto, el alcalde de Barrancabermeja, Elkin Bueno, considera que para el caso de este municipio la presencia de empresas de la industria petrolera le ha permitido contar con un socio estratégico para el desarrollo de la ciudad en proyectos de gran impacto social, como por ejemplo el Plan de Saneamiento Hídrico, con el cual las aguas servidas de la ciudad dejarán de llegar a la Ciénaga Miramar y serán llevadas a una Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR), antes de ser vertidas al río Magdalena.

No obstante los cuantiosos recursos percibidos vía regalías, el mandatario local afirma que estos no alcanzan a cubrir los requerimientos de inversión social.

El mandatario local reconoce que Barrancabermeja, así como otros municipios petroleros del Magdalena Medio, tienen una alta dependencia de las regalías petroleras y por esta razón ahora que dejarán de recibir cerca de 90 mil millones de pesos para invertir en la región en el 2012 producto de la reducción de regalías directas, requieren compensar esa reducción con la formulación de proyectos regionales ante los fondos de Compensación Regional, Desarrollo Regional y Ciencia Tecnología e Innovación.

Al ver el panorama de desarrollo nacional y regional que propicia la industria petrolera, es claro que se están generando dinámicas económicas nunca antes vistas, las cuales se deben irradiar a todos los sectores para que se involucre a más ganadores.

Para el país no es bueno que se satanicen los recursos provenientes del petróleo, sino que es hora de trabajar en esquemas de políticas públicas que hagan que su impacto no distorsione el desarrollo nacional. ACP



Proyecto productivo centro de procesamiento de lácteos, Arauca.

El ministro de Minas y Energía, Federico Renjifo, habló sobre los retos y proyecciones del sector para el 2013. Se mostró optimista y tocó el tema del millón de barriles.

FEDERICO RENJIFO

Ministro de Minas y Energía

"Estoy convencido de que esta actividad se puede hacer de una manera responsable y sostenible", dijo el Ministro Renjifo al referirse a la exploración de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en el país. Sobre este tema y otros de suma importancia para el sector petrolero, se refirió el funcionario durante la entrevista concedida a ACP Hidrocarburos.

Doctor Renjifo, ¿cuáles cree usted que son los principales retos de la industria de los hidrocarburos en este momento?

Los principales retos son aumentar las reservas y la producción de hidrocarburos (crudo y gas), mantener de forma ascendente los montos de la inversión extranjera total y sectorial, y el desarrollo pleno de los hidrocarburos no convencionales en nuestro país. También estamos trabajando por ser exigentes en materia social y ambiental, pero siempre con el criterio de ser claros en nuestras expectativas y de acompañar, a través de la ANH, a las empresas en sus procesos de acercamiento con las comunidades.

Ministro, los términos de referencia de los contratos E&P de la ANH incluyen nuevas obligaciones en materia social y de seguridad y hay otras de carácter ambiental. ¿Cree que vamos hacia un cambio en las reglas del juego que afectarían el ritmo de crecimiento de la industria petrolera?

Estoy convencido de que es fundamental mantener las reglas del juego para asegurar la buena competitividad del país en el sector de hidrocarburos y consolidar los indicadores positivos que hemos tenido en los últimos años en materia de exploración, producción y de incorporación de reservas. El Gobierno Nacional ha sido claro en este mensaje de estabilidad hacia la comunidad de inversionistas, independientemente de que queramos mejorar los estándares de nuestros contratos para proyectar el desarrollo del sector.

Socialmente, lo que queremos es organizar las relaciones entre empresa y comunidad, para que así las expectativas de la gente estén alineadas con la realidad del objeto social de las empresas. No me cabe la menor duda de que el trabajo que está adelantando la ANH le ayudará a las empresas a orientar mejor toda la inversión social que realiza la industria.

También quiero resaltar el apoyo de la Fuerza Pública, la cual ha realizado un gran esfuerzo para garantizar la seguridad de la infraestructura del sector.

La meta del Gobierno era llegar al millón de barriles en diciembre de 2011. ¿Qué medidas se van a adoptar para cumplir y sostener esta meta de producción en caso de lograrse?

Las variaciones en la producción de crudo durante 2012 han estado relacionadas con el licenciamiento ambiental, problemas en comunidades y atentados a la infraestructura petrolera.

Además, venimos trabajando en conjunto con la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), con el fin de agilizar todos los trámites que actualmente





evidencian retrasos. También estamos generando los mecanismos para evitar que se repitan este tipo de situaciones.

Aunque seguimos trabajando para llegar pronto al millón de barriles, queremos que ese millón esté arriba de manera sostenible; en ese sentido, trabajamos de la mano con la Agencia Nacional de Licencias Ambientales y con todo el Estado.

Es importante resaltar que la proyección para el 2012, con base en los dos primeros trimestres del año, indica que la inversión extranjera directa en el sector petrolero va a ser de más de 6.500 millones de dólares, lo cual demuestra el continuo crecimiento del sector petrolero en los últimos años, que se seguirá viendo reflejado en inversión, en transporte y oleoductos, por ejemplo.

Los paros y bloqueos a las operaciones de los campos petroleros y los problemas de seguridad, son factores que afectan el ritmo de producción del país. ¿Qué se está haciendo para garantizar la seguridad de las operaciones del sector?

Hay que resaltar que el Ministerio de Minas y Energía está trabajando con el Ministerio de Defensa Nacional 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. Se ha previsto la creación y activación de siete batallones, compuestos por 137 pelotones y más de 4.000 hombres, para proteger las zonas minero-energéticas del país. Debo reconocer el gran esfuerzo y los logros de nuestras Fuerzas Armadas para garantizar la seguridad, y así lograr el acceso de todos los colombianos a las instituciones que son los cimientos de la prosperidad.

Además, venimos implementando una estrategia de coordinación con el Ministerio del Interior, el Ministerio de Defensa, autoridades municipales y departamentales y la Fiscalía General de la Nación, con el fin de dar respuesta a situaciones que afecten la producción de petróleo del país, y contar así con instrumentos de atención, seguimiento y monitoreo a hechos que puedan afectar a la industria.

En tal sentido, trabajamos por definir mecanismos que fortalezcan acciones de coordinación entre las entidades de Gobierno, como la ANH, los organismos de control y la industria, para prevenir y solucionar bloqueos y paros que se presenten en las operaciones, y así atender de manera oportuna, eficaz y eficiente los factores externos que puedan afectar la operación del sector.

La filosofía del nuevo sistema de regalías es la de repartir los recursos que deja el sector minero-energético en todos los departamentos del país, y no solamente en los productores.

El precio de los combustibles siempre está en la agenda del Ministro de Minas y Energía. ¿Se va a reducir el precio de la gasolina y el ACPM? Y de ser así, ¿con qué mecanismo?

El país cuenta con una fórmula de la gasolina que blinda a los colombianos de cambios extremos en el precio, reconoce el valor paridad de exportación de la gasolina y ofrece mayor objetividad y transparencia para establecerlo. Además, mitiga alzas exageradas del precio al consumidor final y también permite bajas en el mismo.

Por otro lado, el Ministerio de Hacienda, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía, presentó el proyecto de ley de reforma tributaria con una reducción de aproximadamente 200 pesos en el total de los impuestos de la gasolina. Se espera que en esta legislatura se apruebe esta iniciativa, para



contribuir a la disminución de los precios de los combustibles.

Además, se están buscando eficiencias en la producción de biocombustibles, que puedan contribuir a menores precios de los combustibles en Colombia. Esta es una tarea ejecutada por el Ministerio de Minas y Energía de manera continua, y que ha significado reducciones tanto en el componente etanol como en biodiesel.

También buscamos promover la competencia entre los diferentes agentes de la cadena de distribución, para favorecer al consumidor final con precios bajos, un producto de calidad y un servicio bajo estándares de seguridad. Asimismo, la Superintendencia de Industria y Comercio garantiza que las disminuciones en los precios establecidas por el Gobierno Nacional sean efectivamente implementadas por las estaciones de servicio de todo el país. Con este marco regulatorio e institucional, el sector de distribución de combustibles tiene las condiciones necesarias para desarrollarse con bajos precios, en beneficio del país.

Hace poco la Contraloría formuló unas observaciones frente a la exploración de yacimientos no convencionales. Ministro ¿cuáles son las acciones del Gobierno para atenderlas, sin que ello afecte las inversiones destinadas a desarrollar estos yacimientos en el país?

El Ministerio de Minas y Energía y la ANH, junto con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA, se encuentran trabajando intensamente en el diseño y ejecución de un programa de gestión de conocimiento que le permita al Gobierno Nacional regular de una manera adecuada las actividades particulares del desarrollo de los yacimientos no convencionales. Estoy convencido de que esta actividad se puede hacer de una manera responsable y sostenible.

Con la naciente empresa CENIT, Ecopetrol tendrá en sus manos la operación del sistema de transporte. ¿Cómo van a garantizar que las demás empresas accedan a esa infraestructura en igualdad de condiciones?

Se debe precisar que la creación de CENIT no va a cambiar inicialmente la situación existente en materia de propiedad de los oleoductos.

Es importante mencionar que actualmente existe una reglamentación específica de este Ministerio (Reglamento de Transporte de Crudos por Oleoducto), la cual propende por establecer procedimientos transparentes y oportunos para la prestación del servicio, y facilitar el acceso de terceros a los oleoductos. Este Ministerio vela por el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la reglamentación mencionada.

Adicionalmente, mediante la creación de CENIT se espera mejorar en la atención de las necesidades de capacidad de transporte de todos los productores y consumidores del país de manera integral, y en el ofrecimiento de alternativas comerciales para el acceso de terceros a los sistemas de oleoductos.

¿De qué manera el Gobierno ayudará a que todas las regiones del país puedan acceder a los recursos de las regalías con mayor celeridad?

La filosofía del nuevo sistema de regalías es la de repartir los recursos que deja el sector minero-energético en todos los departamentos del país, y no solamente en los productores, a través de los Órganos Colegiados de Administración y Decisión, en tres niveles: nacional, departamental y municipal, con los cuales la selección de proyectos de inversión será más rigurosa y encaminada a desarrollar gruesos proyectos de inversión que den un gran impulso a la prosperidad regional y nacional.

Como en todo proceso de innovación institucional, en el arranque ha habido demoras en la estructuración de proyectos, lo cual ha generado descontento hacia el nuevo sistema. No obstante, la ejecución en los últimos meses ha aumentado rápidamente, a medida que se van ajustando las metodologías para la presentación de proyectos y que se van aprobando los diferentes proyectos de inversión. Debemos promover que hacia el interior de los OCAD (Órganos Colegiados de Administración y Decisión) se destinen recursos considerables para el desarrollo de infraestructura. Este tipo de inversiones hace más competitivos otros sectores de la economía nacional. ACP



"(...) Buscamos promover la competencia entre los diferentes agentes de la cadena de distribución, para favorecer al consumidor final con precios bajos, un producto de calidad y un servicio bajo estándares de seguridad".


ANH
COLOMBIA
ecopetrol
V COLOMBIA OIL & GAS
INVESTMENT CONFERENCE
ANH

Ronda 2012

Inversiones por más de 2.600 millones de dólares

Por Isabel Cañaveral



Se espera que la industria invierta en los próximos cuatro años más de 2.600 millones de dólares en la exploración de nuevas áreas.



De izquierda a derecha: Luz Helena Sarmiento, directora de ANLA; Mauricio Cárdenas, ministro de Hacienda; Federico Renjifo, ministro de Minas y Energía; Orlando Cabrales, presidente de la ANH; Ricardo Santamaría, director de Portafolio.

Consecuente con la actual política petrolera implementada en Colombia a partir de 2003, el Gobierno ha venido trabajando de manera articulada para ofrecer bloques exploratorios atractivos que permitan intensificar la actividad, lograr los grandes descubrimientos que se requieren e incrementar las reservas del país.

En este sentido, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, hizo públicas las ofertas recibidas para la exploración y explotación de hidrocarburos en el país en el marco de la V Colombia Oil and Gas Investment Conference, realizada en Cartagena.

Posteriormente, el 21 de noviembre esa entidad presentó los resultados de la Ronda en la que se asignaron 49 bloques, de 115 áreas ofrecidas, a 27 empresas. Como resultado de este proceso, se espera que en los próximos cuatro años el sector petrolero invierta en el país cerca de 2.635 millones de dólares en exploración de nuevas áreas.

De esa cifra, 2.300 millones de dólares corresponden a los programas exploratorios que realizarán las compañías (en los términos de referencia la ANH le exigió a cada empresa un monto mínimo de inversión), y los 335 millones de dólares restantes provienen de la inversión adicional propuesta por las petroleras, que en algunos casos sirvió como desempate en la subasta.

La competitividad se pone a prueba

Para llevar a buen término la Ronda Colombia 2012, la ANH realizó una labor titánica durante cinco meses promocionando la subasta colombiana en diversos Road Shows alrededor del mundo. Igualmente, las labores previas de recolección de información para estructurar los paquetes y términos de referencia fue aún más exigente.

El trabajo es más complejo si se tiene en cuenta que otros países de la región están inmersos en procesos similares de otorgamiento de áreas, como es el caso de Brasil que realizará la 11ª Ronda a principios de 2013, en la que se ofrecerán 174 bloques de exploración,

RONDA COLOMBIA 2012 Resultados de asignación de áreas

Anadarko Colombia Company → COL2
BC. Exploración y Producción de Hidrocarburos SL → LLA33, LLA43, LLA66
Clean Energy Resources S.A. → VMM39
Consorcio Andes Energía Argentina S.A. - Integra Oil & Gas S.A.S → LLA2, LLA12, LLA28, LLA49, LLA51, LLA79, VMM8
Consorcio Gran Tierra -Pluspetrol → SN1
Consorcio Gran Tierra -Perenco → SN3
Consorcio Optima - Range → PUT 5, VMM7, VSM1
Ecopetrol S.A. → PUT13, PUT17, CAT3, VMM5, VMM16
Geoproduction Oil and Gas Company, LLC → VIM21
Grupo C&C Energía (Barbados) LTD → LLA83
Gulfsands Petroleum PLC → LLA50, PUT14
Hocol S.A. → LLA65, GUA2, VIM8, VIM15
Mansarovar Energy Colombia LTD → LLA69
OGX Petroleo e Gas Ltda → VIM19
ONGC Videsh Limited → GUA OFF 2
Petróleos del Norte S.A. → LLA1, LLA53, LLA70, PUT25
Petróleos Sudamericanos S.A. → PUT24
Shell Exploration and Production Colombia Gmbh → COL3
Unión Temporal Bloque VMM29 ECPEM (Ecopetrol - ExxonMobil) → VMM29
Unión Temporal Bloque COR62 ECPEM (Ecopetrol - ExxonMobil) → COR62
Unión Temporal Bloque COR46 ECPEM (Ecopetrol- ExxonMobil) → COR46
Unión Temporal Ecopetrol - Hocol → AMA4
Unión Temporal Anadarko - Ecopetrol Bloque A → COL5
Unión Temporal Repsol - Ecopetrol → GUA OFF 1
Unión Temporal Anadarko - Ecopetrol Bloque B → URA4
Unión Temporal Amerisur - Pluspetrol → PUT12
Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. → LLA64, LLA78

115 **Bloques ofrecidos**
Área: 15.678.494 Ha





Los resultados de la Ronda indican que se recibieron propuestas para 49 áreas de un total de 115 ofrecidas, es decir el 43 por ciento del total lanzado a la subasta. Lo anterior revela que se superó en un 25 por ciento el número de bloques asignados en el 2010.

la mitad en costa afuera y la otra mitad en costa adentro, según información de la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP)[1] de ese país. No obstante, aún dependen de la aprobación de la nueva ley de regalías en el Congreso.

Así mismo, naciones como Ecuador[2] y Uruguay también son importantes jugadores de la región con los que compite Colombia. El vecino país preparó la Ronda Suroriente en la que, el 28 de noviembre, salieron a licitación 13 bloques para explorar en la región amazónica con un potencial de reservas de hasta 1.600 millones de barriles. Por su parte, Uruguay[3] cerró recientemente su segunda ronda en la que recibió 19 ofertas por parte de nueve empresas interesadas en adquirir ocho áreas off shore de las 15 que fueron ofertadas. Así las ctosas, la atracción de capitales de riesgo a Colombia no es un trabajo sencillo.

El viceministro de Energía, Tomás González, afirmó durante el V Colombia Oil and Gas Investment Conference que el país es competitivo y que los resultados de la Ronda son el reflejo de la política que el Gobierno quiere mantener en el largo plazo. "Definitivamente hay un incentivo para invertir", dijo durante su ponencia al referirse a los resultados de una encuesta realizada por el Fraser Institute de Canadá a cerca de 640 empresarios que ubicaron en una buena posición a Colombia, luego de evaluar 18 variables, entre ellas, prospectividad, reglas fiscales, estabilidad, seguridad y restricciones ambientales, entre otras.

Los jugadores y las áreas

Los resultados de la Ronda indican que se recibieron propuestas para 49 áreas de un total de 115 ofrecidas, es decir el 43 por ciento del total lanzado a la subasta. Lo anterior revela que se superó en un 25 por ciento el número de bloques asignados en el 2010.

Para el Gobierno estos resultados fueron satisfactorios. Así lo manifestó el ministro de Minas y Energía, Federico Renjifo, para quien "esta es una Ronda de mucha importancia y lo que ocurrió genera la mayor confianza a los colombianos y a los inversionistas extranjeros".

Por su parte, Orlando Cabrales, presidente de la ANH, compartió la opinión del Ministro y se mostró satisfecho con los resultados de la Ronda Colombia 2012, y comentó que "obtener un porcentaje de 43 por ciento frente a las áreas totales ofrecidas está muy por encima de lo que normalmente se ve en este tipo de rondas abiertas, donde los porcentajes que se adjudican son más o menos del 30 por ciento".

¿Qué se ofreció?

Las áreas ofrecidas en la Ronda Colombia 2012 fueron de tres tipos: Tipo 1, cuencas maduras; Tipo 2, cuencas con mediano conocimiento geológico, y Tipo 3, áreas sin mayor información del subsuelo para lo cual se requieren contratos TEA o de evaluación técnica.

Para los tipo 1 y 2, continentales y costa afuera con prospectividad para yacimientos convencionales, los criterios de adjudicación se definieron por el porcentaje de participación en la producción que se le ofrece a la ANH, y el desempate se resolvió por la inversión adicional que ofreció el proponente sobre el programa exploratorio mínimo.

Por su parte, para las áreas tipo 3 continentales y costa afuera, con prospectividad para yacimientos convencionales y no convencionales, y las tipo 2, continentales con prospectividad para yacimientos no convencionales, los criterios de adjudicacion estuvieron determinados por la inver-

1 www.anp.gov.br

2 www.recursosnaturales.gob.ec

3 www.rondauruguay.gub.uy

sión adicional sobre los programas mínimos y el desempate se estableció por el porcentaje de participación ofrecido por la empresa.

En ese sentido, las compañías presentaron propuestas con un porcentaje de participación para la ANH en la producción de entre el 1 por ciento y el 34 por ciento.

Las cuencas con mayor interés fueron: la de los Llanos Orientales que recibió propuestas para 18 áreas de 24 ofrecidas, y la del Valle Medio del Magdalena, para la cual se registraron propuestas en seis de los nueve bloques ofrecidos. Tres de ellos con prospectividad para yacimientos no convencionales.

Yacimientos no convencionales

De los bloques ofrecidos en la Ronda, 30 tienen prospectividad de yacimientos no convencionales. De estos se recibieron propuestas para cinco áreas (17 por ciento del total de las ofrecidas), las cuales fueron asignadas a Ecopetrol, quien operará tres áreas de manera independiente y dos bajo la figura de unión temporal con ExxonMobil. El valor de la inversión adicional propuesta para este tipo de áreas osciló entre tres millones y 22 millones de dólares.

Frente a las ofertas recibidas para yacimientos de hidrocarburos no convencionales, Carlos Garibaldi, director de Business Development de Tecpetrol, dijo que "a lo mejor es el momento de revisar qué sistema de incentivos más extensos o de requerimientos de acceso se necesitan. El problema principal es que se ve un desbalance entre la información disponible y los costos que se requieren".

Garibaldi aseguró que las condiciones regulatorias y contractuales que Colombia implementó para la exploración de hidrocarburos no convencionales fueron un paso en la dirección correcta, pero al parecer no fueron suficientes, y sugirió que "a lo mejor hay que ser más creativos, buscar no solo incentivos fiscales, sino contractuales, las áreas y los compromisos. Son varias ideas que se deberían discutir con la industria y presentarles a la ANH para que la próxima ronda funcione aún mejor".

La ronda fue un éxito para unos y con elementos por mejorar para otros, pero sin duda fue muy positiva.

Offshore

Las áreas offshore fueron más atractivas. Se ofrecieron 12 bloques ubicados costa afuera, de ellos seis fueron asignados a tres compañías y tres uniones temporales. Cuatro de ellos se asignaron por la inversión adicional propuesta y dos por el porcentaje de participación de la producción que se le dará a la ANH.

Ecopetrol fue la empresa con el mayor número de áreas asignadas, 12 en total. En cinco de estos bloques operará de manera independiente y en las demás a través de uniones temporales con Anadarko, ExxonMobil, Repsol y Hocol.

El interés de Ecopetrol fue por 3,1 millones de hectáreas ubicadas en las cuencas de los Llanos, Valle Medio del Magdalena, Caguán-Putumayo, Catatumbo, Cordillera y los bloques costa fuera en el Caribe. La compañía colombiana estima invertir en estas áreas 370 millones de dólares aproximadamente.

Otras empresas que registraron un alto número de bloques asignados fueron: Consorcio Andes Ener-



gía Argentina S.A. - Integra Oil & Gas S.A.S, con siete; Hocol con cinco; Petróleos del Norte S.A con cuatro; ExxonMobil y Anadarko con tres áreas cada una, entre otras.

Para hacer la asignación de los bloques la ANH revisó la capacidad financiera de cada empresa y verificó el cumplimiento de los requisitos exigidos en los términos de referencia.

Este proceso de oferta de áreas permitirá la llegada de nuevas empresas al país, quienes operarán de manera independiente o a través de uniones temporales, algunas de las nuevas empresas son: Consorcio Andes Energía Argentina S.A.- Integra Oil & Gas S.A.S, BC. Exploración y Producción de Hidrocarburos SL, Consorcio Optima – Range, Anadarko Colombia Company, Cleanenergy Resources S.A., LLC, Gulfsands Petroleum PLC, y ONGC Videsh Limited.

Lecciones para analizar

Para el 28 de noviembre último se tenía prevista una segunda ronda, en la que las compañías habilitadas tendrían una nueva posibilidad sobre las áreas declaradas desiertas. En ese sentido Orlando Cabrales dijo que "esperamos incrementar el número de bloques, que podría estar entre 5 y 10 bloques adicionales".

Para la industria esta ronda deja lecciones que deben analizarse. Luis Ernesto Ardila, asesor de la ANH, aseguró que la entidad está haciendo una labor extensa para adquirir información de las cuencas y "vamos a tener que romper paradigmas, tomar riesgos un poco más altos, ir a las cuencas menos exploradas, porque las cuencas exploradas ya nos han entregado yacimientos grandes. Sin embargo tenemos que tener en cuenta como en el Putumayo, por ejemplo, se han hecho descubrimientos importantes después de 60 años de que se descubriera el primer yacimiento de petróleo, de manera que no podemos olvidarnos de las cuencas maduras, pero tenemos que brincar a las cuencas emergentes y de fronteras".

La ronda fue un éxito para unos y con elementos por mejorar para otros, pero sin duda fue muy positiva. Por ahora la industria se reunirá en espacios como la Asociación Colombiana del Petróleo para analizar las lecciones aprendidas que deja la versión 2012 de la subasta. Allí se identificarán propuestas para plantearle al Gobierno y para que los próximos procesos sean aún más atractivos. ACP



Panel Infraestructura para el desarrollo de la industria de hidrocarburos durante el Congreso de la ANH en Cartagena.


Campo Chuchupa
Archivo Chevron

Ecopetrol fue la empresa con el mayor número de áreas asignadas, 12 en total. En cinco de estas áreas operará de manera independiente y en las demás a través de uniones temporales con Anadarko, ExxonMobil, Repsol y Hocol.

Caño Limón cambió la historia

Con el descubrimiento de este campo en 1983, Colombia aumentó su producción petrolera, alcanzó la autosuficiencia y se convirtió en exportador de crudo. En su aniversario treinta se han producido más de 1.200 millones de barriles de crudo.

Por José Luis Barragán



El 16 de octubre de 1973 se produjo un sismo de intensidad superior al tope de la escala de Richter, que estremeció los cimientos de la economía mundial. Ese día los países árabes anunciaron un incremento del precio del petróleo por encima del 15 por ciento y el corte del suministro a Occidente. El mundo colapsó.

Este episodio, como otros más registrados entre agosto de ese año y marzo del siguiente, que incluyeron el enfrentamiento bélico entre árabes e israelíes en la Guerra de Yom Kipur o Ramadán, se conocen como la Crisis Energética de los Setenta, cuyo impacto es hoy un recuerdo, pero que en ese momento generó pánico.

Incluso en Estados Unidos, cuya economía y sociedad vivían una época de esplendor luego de su triunfo en la Segunda Guerra Mundial, se desplomó su producción industrial al 0,3 por ciento, cuando venía creciendo al 2,7 por ciento anual, y su PIB marcó en rojo durante dos años.

Si bien el embargo duró sólo cinco meses y se levantó en marzo de 1974, la crisis tuvo una connotación similar a la caída de la Bolsa de Nueva York en 1929, durante la gran depresión. Aunque breve en duración, este periodo fue intenso en su desarrollo, porque los países de Occidente fueron obligados, de un día para otro, a darle un giro a sus políticas de generación de energía y a buscar otras fuentes que sustituyeran al crudo. En medio del caos mundial, Colombia no fue la excepción y también vivió su propia crisis.

El portafolio exportador del país tenía como producto estrella al café. Según cifras del DANE, de los 1.231,5 millones de dólares que en 1973 ingresaron por concepto de ventas al exterior, 597 millones correspondieron a este grano, es decir, el 48,47 por ciento del total. En contraste, el petróleo representó solamente 2,08 por ciento, aportando divisas por 25,7 millones de dólares.

Un año más tarde, mientras los ingresos por concepto de la venta de café y otros productos agrícolas ganaron terreno, el petróleo nacional continuó bajando, hasta llegar a 4,5 millones de dólares, lo que significó una caída superior al 80 por ciento.

El 20 de abril de 1983 comenzó la perforación del pozo descubridor, bajo el Contrato de Asociación Cravo Norte, firmado con Ecopetrol

Colombia se convirtió en importador neto de petróleo en 1975, pero meses antes el gobierno del presidente Misael Pastrana Borrero decretó la emergencia económica y debió tomar medidas extraordinarias.

La expedición del Decreto Legislativo 2310 de 1974 permitió pasar del sistema de concesión al de explotación directa, a cargo de Ecopetrol y a los contratos de asociación. Con estos, la estrategia consistió en atraer inversionistas extranjeros para que con su tecnología y su capital le dieran un nuevo impulso al sector petrolero. Sin embargo, los resultados, como suele ocurrir en este negocio, no llegaron de inmediato.

El Día D

Pasaron más de seis años de intensas búsquedas sin mayores resultados. Y cuando la paciencia se acababa y los nubarrones sobre la economía se hacían más intensos, la petrolera estadounidense Occidental Petroleum Company logró reali-



“La importancia mayor del descubrimiento de Caño Limón es que ocurrió en una época en que Colombia era prácticamente un importador de petróleo y el panorama petrolero para el país era bastante oscuro” explica Abel Naranjo, profesor del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Nacional de Colombia en Medellín.



zar un descubrimiento, que cambió la historia del sector energético y de la economía del país.

Luego de una amplia actividad exploratoria, en medio de un ambiente agreste, sin vías de comunicación y con los llanos inhóspitos como marco imponente e impenetrable, donde los intentos de otras empresas por encontrar crudo habían fracasado, se descubrió un yacimiento con un muy interesante potencial, al que se bautizó Caño Limón, por el nombre de un caño que tributa sus aguas al río Arauca. El 20 de abril de 1983 comenzó la perforación del pozo descubridor, bajo el Contrato de Asociación Cravo Norte, firmado con Ecopetrol.

Para Abel Naranjo, profesor del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Nacional de Colombia en Medellín, “la importancia mayor del descubrimiento de Caño Limón es que ocurrió en una época en que Colombia era prácticamente un importador de petróleo y el panorama petrolero para el país era bastante oscuro”.

Las previsiones iniciales bajo las cuales se declaró la comercialidad del que a la postre resultó ser un gigante, fueron de aproximadamente 60 millones de barriles de reservas, una cifra astronómica para la época. Después de dos meses de perforación, el 13 de julio se inició la producción del pozo, a ratas superiores a 10.000 barriles diarios.

De acuerdo con Fernando Gutiérrez, primer gerente del Distrito Caño Limón-Coveñas de Ecopetrol y quien hoy dirige el Oleoducto Bicentenario, “el país no resistía la situación reinante” y se requirió de un revulsivo, que se dio de inmediato.

“El primer efecto fue sobre las finanzas nacionales. En ese momento, la capacidad de importar del país era muy limitada y desde el punto de vista de la balanza cambiaria habría sido un profundo problema si hubiésemos crecido en el consumo interno sin un descubrimiento como Caño Limón. Para la industria petrolera, el efecto fue crecer radicalmente. Se duplicó la producción en un primer instante”, explica Gutiérrez.

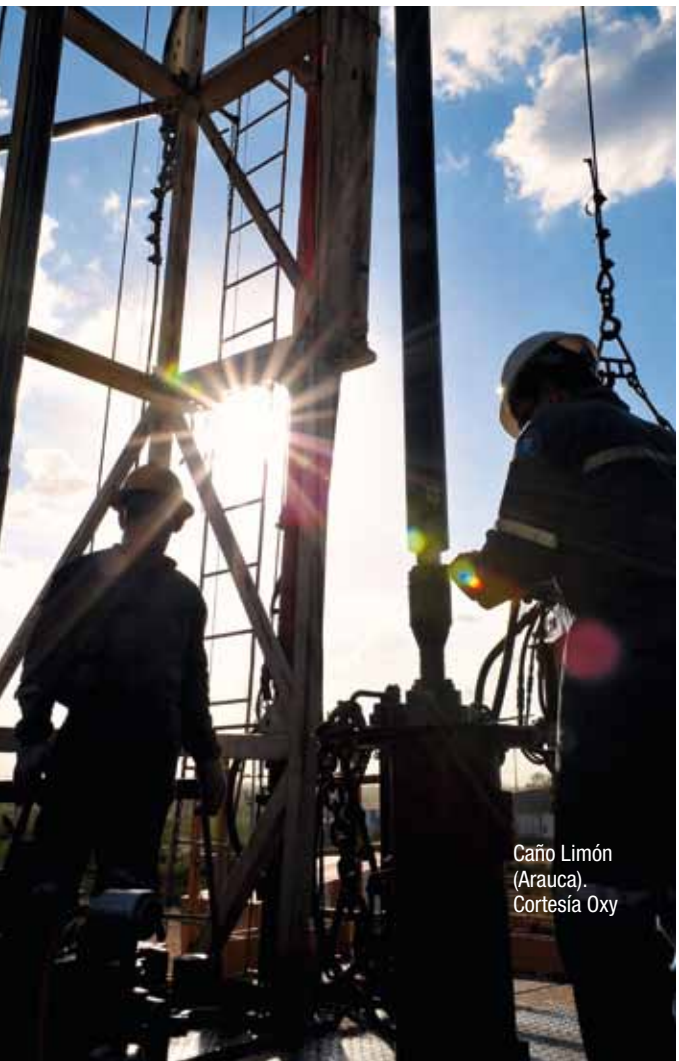
Luego del hallazgo surgió el reto de encontrar una forma de evacuar el crudo, lo que requirió la construcción de un oleoducto que inicialmente unió a Caño Limón con Río Zulia, desde donde se conectaba con la red existente.

Pero el volumen de reservas los obligó a extenderla hasta el municipio de Coveñas, ubicado en el golfo de Morrosquillo, departamento de Sucre, sobre una distancia superior a 770 kilómetros. El 7 de diciembre de 1985 inició el transporte de crudo por el oleoducto, con una capacidad nominal de 215.000 barriles diarios.

La revitalización de la producción llevó a Colombia a alcanzar la autosuficiencia petrolera, y en 1986 cambió oficialmente su estatus de importador a exportador. Sin embargo, la operación de transporte del 50 por ciento de la producción de crudo de la época se produjo bajo circunstancias difíciles de orden público.

Algunos puntos eran casi inaccesibles y la intensidad de los atentados a la infraestructura agudizó la situación, lo que obligó, según recuerda Gutiérrez, “a volvernos expertos en algo que no debía ser: el manejo de crisis”.

Según explica, este hallazgo “marcó un antes y un después”



Caño Limón (Arauca). Cortesía Oxy



Vista aérea facilidades de Caño Limón. Cortesía Oxy

en la historia del sector. Primero porque, luego de 65 años, se había hecho el descubrimiento más importante de la historia petrolera de Colombia. Asimismo, despertó "un interés fuerte" entre las petroleras mundiales por venir a buscar al país.

"Puso al modelo de contratos de asociación en el primer plano mundial, comenzó a llegar gente a buscar y algunos de ellos descubrieron Cusiana y Cupiagua", afirmó.

Hitos

El impacto de la explotación de Caño Limón en la economía nacional se tradujo rápidamente en mayores ingresos al erario público nacional, que se vio engrosado en 1986, según cifras del DNP, en 17.799 millones de pesos. Un año después, ese valor se multiplicó por tres.

Desde 1986 a la fecha, el departamento de Arauca recibió recursos por concepto de regalías por un monto de alrededor de 6 mil millones de dólares.

Han sido varias las marcas que Caño Limón ha significado para Colombia. Una de ellas se dio el primero de mayo de 1986, cuando el transporte de crudo por el oleoducto Caño Limón-Coveñas alcanzó el máximo nivel de caudal, con 254.102 barriles.

Este hallazgo "marcó un antes y un después" en la historia del sector. Primero porque, luego de 65 años, se había hecho el descubrimiento más importante de la historia petrolera de Colombia. Asimismo, despertó "un interés fuerte" entre las petroleras mundiales por venir a buscar al país.

A ese ritmo, en 27 años la producción de petróleo del campo superó los 1.200 millones de barriles, lo que significa otro hito.

"...su descubrimiento motivó la actividad exploratoria, especialmente en la zona de los Llanos, la que se mantiene hasta ahora y ha permitido encontrar yacimientos como Cusiana, Cupiagua y Rubiales, entre otros", afirma el profesor Abel Naranjo.



Fauna de Caño Limón (Arauca).
Cortesía Oxy



Sin embargo, en medio de esta opulencia hubo momentos de crisis, como en 2001, cuando se presentaron 170 atentados al oleoducto Caño Limón-Coveñas y cesó la producción por cerca de siete meses.

Responsabilidad social

De acuerdo con Juan Carlos Ucrós, Vicepresidente de Asuntos Externos y Gerente General Adjunto de Occidental de Colombia, Caño Limón cambió la historia de Arauca. Esta región pasó de ser una "zona apartada" para convertirse en un departamento crucial para el país.

"No había comunicación, no había electrificación y no había vías. Con este descubrimiento, Arauca se insertó en la geografía nacional. Se entendió que es una región con recursos muy importantes y que los araucanos tenían mucho que ofrecerle a Colombia", afirma Ucrós.

Esta transformación se ha dado, en buena medida, por el trabajo mancomunado entre la empresa, la comunidad araucana y las autoridades, cuyos resultados se ven en varios frentes, como educación, infraestructura, producción agrícola y generación de espacios de veeduría y transparencia, entre otros.

El impacto al medioambiente se ha manejado de manera responsable con medidas como la reforestación de 680 hectáreas, la regeneración natural de otras 1.000 hectáreas y la implementación de programas de protección al entorno verde.

Para encauzar estas iniciativas se creó en 1990 la Fundación El Alcaraván, que ha beneficiado a cerca de 30.000 personas, alrededor de un 10 por ciento de la población del departamento. "La premisa es que para ser exitosos, nuestro entorno tiene que ser próspero", asegura Ucrós.

En educación se destacó la lucha librada contra el analfabetismo. El programa A Crecer permitió "erradicar" este problema en 43 veredas del área de influencia de las operaciones. Un total de 8.232 personas adultas se han favorecido con este programa formativo. Incluso, esta metodología fue adoptada por el Ministerio de Educación, como modelo de alfabetización nacional, llevándolo a diferentes regiones del país y utilizándolo en la meta



trazada, junto con Ecopetrol, de alfabetizar 600.000 personas para 2014.

En infraestructura, el principal aporte, según explica el funcionario, es que se electrificó a Arauca. La necesidad de utilizar energía para realizar el bombeo de los hidrocarburos en los pozos del complejo obligó, desde un comienzo, a interconectar la región con las redes nacionales.

En el sector agrícola se produjo una dinámica productiva de cacao, que hoy ubica a este departamento entre los principales productores del país. A la fecha, la Fundación El Alcaraván, de Oxy y Ecopetrol, ha cultivado 3.000 hectáreas de este fruto y ha renovado 246 hectáreas adicionales. Los beneficiarios llegan a 1.300 personas.

Además, el cacao araucano tiene un ingrediente especial: es el de mejor calidad del país, como lo reconocen en el exterior. En varios años ha figurado entre los más destacados del Salón du Chocolat del International Cocoa Award en París.

ACP Hidrocarburos

Un cuarto punto es la promoción de la juventud y la ciudadanía en general como actores relevantes en las dinámicas de la región. Es así como ellos fueron invitados a integrar el Comité de Seguimiento a la Inversión de Regalías (CSIR), que busca, según explica el Vicepresidente de Asuntos Externos de Occidental de Colombia, "despertar del letargo a la ciudadanía" y hacerla veedora de estos millonarios recursos. Otro programa en esta línea es "Alcaravancitos en Acción", una iniciativa que fue finalista en los premios Emprender Paz de 2012 y que busca promover en niños, niñas y jóvenes la construcción de ciudadanía, la participación comunitaria y el reconocimiento de su rol como agentes de cambio social, a partir de un enfoque diferencial en la realización de actividades lúdicas, pedagógicas, artísticas y de liderazgo juvenil.

Las finanzas personales de los araucanos se han fortalecido con un programa de microcrédito que presta dinero a tasas prefenciales, con lo que se busca eliminar en la región "el gota a gota", práctica usurera que cobra altos interes a los deudores. A la fecha, 11.626 personas han recibido recursos por 18.567 millones de pesos.

El impacto al medioambiente se ha manejado de manera responsable con medidas como la reforestación de 680 hectáreas, la regeneración natural de otras 1.000 hectáreas y la implementación de programas de protección al entorno

"Caño Limón cambió la historia de Arauca. Esta región pasó de ser una "zona apartada" para convertirse en un departamento crucial para el país". Juan Carlos Ucrós

verde. En cuanto a las especies animales, los predios del campo Caño Limón se han convertido en un hogar para una gran cantidad de chigüiros. Este roedor se pasea orondo por el complejo y ya se convirtió en la mascota de la empresa.

"La historia petrolera nacional tiene que pasar siempre por Caño Limón". De esta forma, el directivo de Occidental de Colombia sintetiza la importancia de este hallazgo, que puso al país en el radar de los exportadores de crudo del mundo y condujo a que el petróleo se convirtiera en el producto más importante del portafolio exportador nacional.

Luego de cumplir 30 años, en los que cambió la historia del petróleo del país, se continúan produciendo importantes cantidades de crudo en Caño Limón y en campos cercanos, gracias a la alianza que han logrado conformar Ecopetrol y Occidental de Colombia, empresas que son ejemplo del trabajo en equipo y de la integración en la búsqueda de objetivos comunes. ACP



Adultos mayores se alfabetizan con el programa A Crecer de la fundación El Alcaraván.



Autogeneración de energía:

por una industria más eficiente, sostenible y limpia

Por Isabel Cañaveral



Disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, hacer un uso eficiente de los recursos y reducir los costos en la operación, son algunas de las razones que han llevado a muchas empresas a implementar la autogeneración de energía en los campos de producción de crudo y gas en Colombia.

La autogeneración de energía eléctrica se ha convertido en un factor clave para el normal desarrollo de los procesos productivos en los campos hidrocarburíferos. Desde sus propias instalaciones, las empresas se abastecen de la energía requerida, asegurando los compromisos contractuales y las metas de producción, sin necesidad de conectarse a las redes eléctricas nacionales.

Industrias como la textilera, minera, de empaques y cementeras, entre otras, están trabajando bajo estas prácticas, buscando ser más eficientes en el uso de los recursos naturales y generando importantes ahorros económicos. Algunas empresas del sector de hidrocarburos, desde el inicio de sus operaciones, han implementado estos procesos aprovechando el gas proveniente de sus propios yacimientos, otras usan el gas asociado a la producción de crudo, y otras están desarrollando estudios para poner en práctica proyectos de este tipo.

El gas, un recurso con valor agregado

El gas dentro de la cadena de producción de los hidrocarburos es un recurso que puede tomar varios caminos: ser transportado por tuberías y comercializarse en otros lugares, reinyectarse en el subsuelo, ser utilizado en las plantas de producción como combustible para los generadores, y finalmente, en cantidades reguladas, ser liberado al ambiente a través de una quema controlada para evitar acumulación de gases que puedan afectar la seguridad de la operación.

Antes del 2009, año en que se expidió la resolución 181495[1], vigente en la actualidad, las entidades regulatorias no habían determinado específicamente el manejo del gas. Para algunos campos productores de crudo, no era viable la comercialización del gas asociado por sus condiciones físico químicas, porque la infraestructura de transporte no lo permitía o porque los volúmenes no eran suficientes.

Jorge Alirio Ortiz, coordinador de exploración y producción de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, aseguró que hacia 1973, época en que se expidió la anterior reglamentación, al gas asociado no se le daba el valor que tiene actualmente, y era considerado un sobrante en la operación. Para el caso de los yacimientos de gas natural, tampoco había un reglamento claro en lo que hace relación con su manejo y aprovechamiento, por lo que se incurría en desperdicios.

El funcionario precisa que actualmente las empresas están haciendo importantes esfuerzos a través de proyectos, destacando la implementación de plantas de autogeneración, que permitan hacer uso eficiente del gas.

Explicó que el propósito de la resolución (181495/09[2]), además de ser un mecanismo de control, es incentivar a las compañías a asumir una condición proactiva en función de la utilización de los recursos, y asegura que: "Aunque las teas se utilizan para quemar bajos volúmenes de gas, estas son necesarias en la operación, y el Ministerio autoriza este procedimiento a través de permisos especiales que son examinados permanentemente; la reglamentación de 2009 pretende estimular a las operadoras para que el recurso se queme cada vez en menor volumen y se logre un uso eficiente, ya sea mediante la comercialización, reinyección o para la

1 Resolución 181495 de 2009. *Por la cual se establecen medidas en materia de Exploración y Explotación.*

2 Se refiere en especial al Artículo 52. *Prohibición de Quema de Gas y Desperdicio.*



Facilidades de producción de gas. Campo La Creciente en Sucre. Archivo: Pacific Rubiales Energy



Desde el inicio de sus operaciones en 1992, Equión implementó en Cusiana un sistema confiable de abastecimiento de electricidad

autogeneración" cabe resaltar que la resolución[3] exige que todo gas que se queme, desperdicie o emita a la atmósfera sin tener en cuenta las condiciones o excepciones será penalizado.

En el mundo, gobiernos y empresas están trabajando coordinadamente para reducir las posibilidades de desperdicio y sobre todo para generar tecnologías que permitan la disminución de los gases de efecto invernadero. La Asociación Mundial para la Reducción de la Quema de Gas (GGFR4, por su sigla en inglés), es una alianza público privada que lanzó el Banco Mundial en agosto de 2002, con el objetivo de asistir a sus asociados en esfuerzos por reducir la cantidad de gas quemado en el mundo.

Actualmente 19 países productores, cuatro organizaciones, y 20 multinacionales entre ellas BP (UK), Chevron (USA), ExxonMobil (USA), Pemex (México), PetroEcuador (Ecuador), Shell (UK-The Netherlands) y Total (France), entre otras, hacen parte de esta iniciativa.

Según la GGFR, durante los últimos seis años, la quema de gas asociado a la producción de petróleo ha disminuido en todo el mundo: de 172 mil millones de pies cúbicos en el 2005 a 140 mil millones de pies cúbicos en el 2011, según los últimos datos de las estimaciones satelitales (estudio del GGFR). Esta disminución, de cerca del 20 por ciento se traduce en unos 85 millones de toneladas de emisiones de CO2 aproximadamente, el equivalente a sacar 16 millones de automóviles de las carreteras en el mundo.

Por su parte, el presidente de economía globales del LSE Grantham Institute, Lord Nicholas Sterm, le manifestó a esta publicación en entrevista concedida en el marco del V Colombia Oil and Gas Investment Conference que realizó la ANH en Cartagena, que las opciones que asumen las empresas, como la autogeneración de energía, demuestran la responsabilidad que tienen en el compromiso con el ambiente. "Creo que en el mediano plazo la industria podría hacerse mucho más dinámica y mucho más exitosa debido a que los inversionistas se preocupan cada vez más por su reputación. Si ven a una empresa que tiene un comportamiento irresponsable verán que la compañía es riesgosa. Así que creo que el análisis se debe hacer desde dos puntos de vista: ser responsables con el medio ambiente y hacer en esencia buenos negocios".

Cusiana y La Creciente

Cusiana, ubicado en el municipio de Tauramena (Casanare), es el segundo campo productor de gas más importante de Colombia; fue descubierto en 1989 por la multinacional BP y hoy es operado por la compañía Equión.

Desde el inicio de la operación, y en especial de las instalaciones de procesamiento de Cusiana, llamadas CPF (Central Processing Facilities), se implementó un sistema confiable de abastecimiento de electricidad, que le permite a la compañía cumplir con los compromisos contractuales y la producción diaria requerida.

La tecnología implementada en una primera fase comprendía el uso de motogeneradores, los cuales tenían la capacidad suficiente para suplir energéticamente las operaciones. Con el transcurso del tiempo nuevos hallazgos robustecieron el campo y su producción, exigiendo la ampliación de sus instalaciones

3 Global Gas Flaring Reduction

4 World Bank. (25 de Septiembre de 2012). The World Bank. Recuperado el 05 de Octubre de 2012, de http://bit.ly/SRFfTN



y mayor demanda energética, por esta razón se implementaron nuevos equipos con mayor confiablidad y más capacidad de autoabastecimiento (aprox. 60 Mw/hora).

En esa segunda fase se instalaron tres turbo compresores que multiplicaron el poder de generación eléctrica a niveles que representaban la seguridad en la autosuficiencia para las operaciones.

Esto le ha permitido al CPF ser constante y producir los 811 MMCF/día (millones de pies cúbicos de gas por día), de los cuales 31 MMCF/día se consumen en los equipos para la autogeneración. Estos alimentan los motores eléctricos acoplados a bombas, compresores, ventiladores de enfriamiento, arrancadores de equipos; asimismo, la demanda eléctrica de las oficinas, campamentos, luces perimetrales, casino, enfermería, bodegas, áreas comunes, talleres y toda la instalación existente dedicada exclusivamente a la operación, la cual cuenta con cerca de 300 empleados promedio por dia.

Por otra parte, La Creciente es un campo de producción de gas, el segundo en cuanto a yacimientos de gas libre y uno de los descubrimientos más importantes de los últimos tiempos, ubicado en el departamento de Sucre y operado por Pacific Rubiales Energy. Este produce 65 MMSCFD (millones de pies cúbicos estándar diarios de gas), y se espera que aumenten esa cifra en otros 55 millones de pies cúbicos por día en los próximos años.

Esta operación, como ejemplo de compromiso en el uso eficiente de los recursos cuenta también con un sistema de generación de energía autónoma y limpia a gas. El 99 por ciento de la energía consumida en las facilidades, proviene de la utilización de una pequeña parte del gas producido en el campo, solo el 1 por ciento es producto de operaciones a Diesel, evitando hacer uso de la red pública, optimizando procesos y evitando los desperdicios.

La Creciente inició operaciones en 2008 con dos pozos y actualmente tienen seis pozos productores. Para su funcionamiento se utilizan 200 kilovatios (KW), lo que genera el consumo de tan solo el 0.15 por ciento de la producción del gas, logrando aprovechar la totalidad del recurso, quedando solo un pequeño piloto encendido en cumplimiento de los procesos de seguridad industrial. “Con esta práctica hemos logrado importantes ahorros. Si nosotros hubiéramos utilizado la red eléctrica estaríamos gastando tres veces lo que estamos gastando ahora”, afirmó Luis Fernando Serpa, superintendente del campo La Creciente.

Casos como estos se están multiplicando en la industria, otras compañías, productoras de crudo y que obtienen gas asociado están también consumiendo estos recursos como autogeneradores de energía y en otras ocasiones están viabilizando proyectos comerciales para venderlos.

El viceministro de Energía, Tomás González, le dijo a ACP Hidrocarburos, durante el evento de la ANH en Cartagena: “hay unos esquemas muy flexibles para comercializar en campos pequeños, en nuevos descubrimientos, en no convencionales y en campos que estén en pruebas extensas, es por esto que queremos que todo el gas que haya encuentre un camino fácil para ir al mercado. Eso es lo que estamos tratando de hacer desde las políticas de gobierno”.

La industria de hidrocarburos invierte miles de millones de dólares en tecnología buscando ser más eficiente, sostenible y más limpia; sin embargo, también se requiere compromisos gubernamentales y políticas acertadas para encontrar el equilibrio y condiciones adecuadas que permitan llegar a consolidar el desarrollo sostenible de Colombia. ACP



Trabajador de Campo Cusiana.



El precio es correcto

Por David Yanovich



La gasolina es uno de los bienes más importantes de la economía. Por ello, y por su naturaleza, debe tener un precio con base en costo de oportunidad y gravado con impuestos.

El precio de la gasolina ha sido motivo de arduo debate durante mucho tiempo en el país. La discusión se centra alrededor del nivel del precio, y de su comparación con el precio en otros países con los cuales Colombia compite, en particular con Estados Unidos, con el cual se acaba de suscribir un Tratado de Libre Comercio.

Las dos caras del debate son relativamente claras: hay algunos que están de acuerdo con la forma en que se fija el precio de la gasolina, hay otros que consideran que esta fórmula es en exceso onerosa para los colombianos, máxime cuando en el país hoy en día existe un excedente de petróleo que se está exportando.

Es evidente que a todos nos gustaría tener un precio de gasolina más bajo que el que existe en la actualidad, y ese sentimiento genera una asimetría a la hora de informar a la opinión pública las bondades de la política de combustibles actual (con cosas que corregir, seguramente, pero en general acertada). Es mucho más fácil decir que la gasolina está cara y que debería estar más barata, a explicar –y que se entiendan– las razones por las cuales los combustibles deben tener un precio adecuado.

Los precios son, en esencia, una señal importantísima que se da a la economía. Con base en esta señal se toman decisiones de inversión y de consumo, las cuales terminan asignando el capital disponible hacia ciertos bienes y servicios. En la medida en que los precios no generen las señales correctas –esto quiere decir que los mismos estén distorsionados en relación con los demás precios en una economía–, la asignación de capital y recursos, tanto para inversión como consumo, seguirá un camino que a la larga no generará tantos beneficios a la sociedad, a pesar de que a corto plazo así lo parezca.

El precio de la gasolina, en particular, es una señal fundamental, y obedece en no poca medida a qué tipo de modelo de desarrollo económico se quiere tener en una sociedad. En Colombia, el precio está compuesto por el ingreso al productor, que representa alrededor del 57 por ciento del precio en el surtidor; los impuestos –IVA, sobretasa y global–, que constituyen alrededor del 29 por ciento, y otros, entre los que están los márgenes del distribuidor mayorista y minorista, que representan el restante 14 por ciento. El ingreso al productor, a su vez, está determinado con base en la paridad de exportación, utilizando el precio de la gasolina (en un 70 por ciento) y de la nafta (en un 30 por ciento) de la costa del golfo de México, en Estados Unidos. En consecuencia, el ingreso al productor remunera al mismo con base en los precios internacionales de los combustibles, que a su vez dependen del precio internacional del petróleo.

El principal argumento de quienes consideran que el precio de la gasolina es elevado en el país, dice que el



Planta de abastecimiento de combustibles de Mansilla (Facatativá)

de menor o mayor valor del ingreso al productor vigente en el país vis a vis el precio de paridad de exportación (superávit o déficit del diferencial). Dependiendo de las diferentes combinaciones de tendencia y diferencial, el ingreso al productor del siguiente mes puede subir o bajar un máximo de 3 por ciento.

Si tomamos lo ocurrido para el mes de octubre de 2012, vemos que el precio al productor, calculado con base en la paridad de exportación, es de $5,333/galón, un incremento del 7,5 por ciento con respecto al vigente durante septiembre. La cifra incorporada al precio del surtidor fue, sin embargo, de $5,061/galón, lo que representa un incremento del 2,0 por ciento frente al mes anterior. Finalmente, este diferencial lo cubre el presupuesto nacional, a través de giros a los productores de gasolina en Colombia.

La otra fuente importante de reducción del precio podría provenir de los impuestos. Estos, más que en el ámbito de política energética, entran en el de la política económica y de modelo de desarrollo que

> Gravar productos que tienen externalidades negativas, como la contaminación, es también una forma de enviar una señal sobre la moderación que se espera en el consumo de los mismos.

mismo debería estar basado en costo de producción, dado que Colombia es superavitario en producción de petróleo, y no en el costo de oportunidad, como lo es en la actualidad en la fórmula del ingreso al productor. Esto, inevitablemente, llevaría al Gobierno Nacional a tener que subsidiar la gasolina, cosa que favorecería mucho más a los propietarios de vehículos, que por lo general provienen de las clases más pudientes de la sociedad. Por eso, aunque un precio bajo de la gasolina parece ser beneficioso para todos, resulta transfiriendo rentas de los que no son propietarios de vehículos a aquellos que sí lo son. Bastante inequitativo y regresivo el subsidio.

A pesar de lo anterior, y para evitar futuros brotes inflacionarios y tener una senda de precios más suavizada, el Gobierno actual modificó la forma de ajustar el ingreso al productor. Además de la paridad de exportación, la nueva fórmula considera la tendencia del precio de la gasolina y nafta en el mercado de la costa del Golfo (a través de una regresión lineal) y el estado actual



Colombia quiera tener. De entrada, gravar los combustibles, los cuales provienen de una fuente de recurso no renovable, busca moderar su consumo, para evitar que dicha fuente desaparezca en un tiempo demasiado corto. Por otro lado, los combustibles son contaminantes, a pesar de los esfuerzos en tecnología y las cuantiosas inversiones que se han realizado para disminuir este efecto. Gravar productos que tienen externalidades negativas, como la contaminación, es también una forma de enviar una señal sobre la moderación que se espera en el consumo de los mismos. Otra externalidad negativa de los combustibles es que obliga a tener infraestructuras de transporte cada vez más desarrolladas, eficientes y costosas, como ocurre en Estados Unidos, donde se decidieron por incentivar el uso del vehículo privado como modelo de desarrollo. Exige esto, también, cada vez más ciudades esparcidas y con mayores espacios disponibles para vías, parqueaderos, etc., todo lo cual repercute en mayores costos e inversiones en infraestructura.

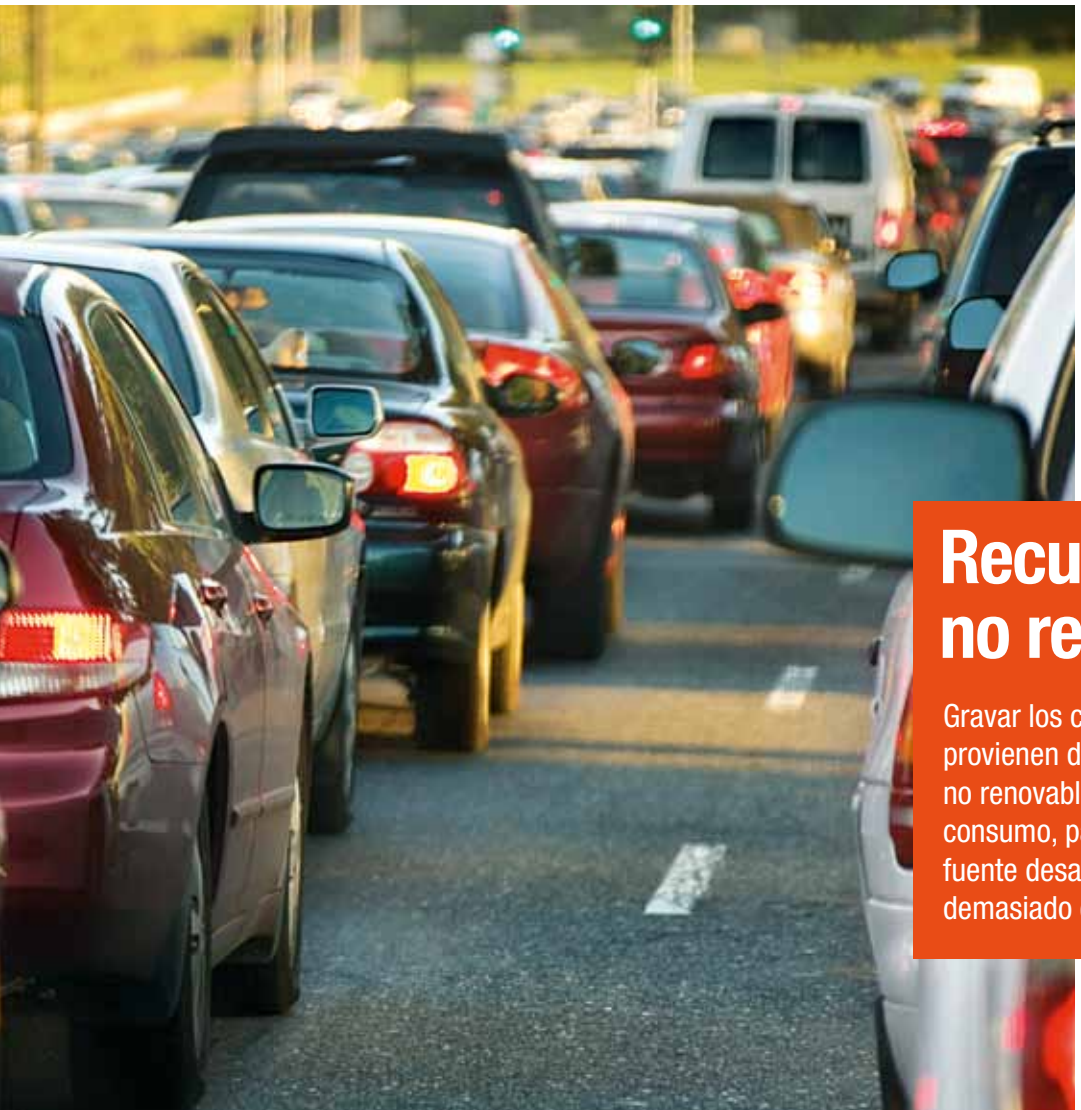
La estructura actual de los impuestos contiene un IVA del 16 por ciento, un impuesto global que se calcula como una tarifa en porcentaje, y la sobretasa del 25 por ciento, con destinación a las entidades territoriales. Para el mes de octubre, la suma de global e IVA fue de $1,250/galón, mientras que la sobretasa de $1,270/galón. La reforma tributaria presentada por el Gobierno al Congreso considera la eliminación del IVA a la gasolina y la sustitución de este impuesto y el global por un impuesto fijo, en pesos, de $1,050/galón, ajustado por el IPC. Es decir, en la medida en que el precio de los combustibles suba por encima del IPC, los colombianos pagaremos, como porcentaje de dicho precio, un monto menor. Sin embargo, en la medida en que los precios de los combustibles suban por debajo del IPC, este monto representaría un porcentaje mayor sobre el precio final. Considerando que la tendencia de los precios es que suban (cada vez es mas difícil encontrar petróleo con costos reducidos, y los campos de producción que hoy determinan el precio global son más costosos y difíciles de operar), es muy posible que ocurra lo primero.

Con la sobretasa, los municipios y departamentos del país generan recursos importantes para el financiamiento de sus inversiones y funcionamiento

Por otro lado, con la sobretasa, los municipios y departamentos del país generan recursos importantes para el financiamiento de sus inversiones y funcionamiento. El problema central con la sobretasa no proviene por el lado de los precios de los combustibles, sino por el lado de la ejecución presupuestal de las entidades territoriales. En la medida en que la ejecución presupuestal se vea reflejada en mayores beneficios para la sociedad y en que se generen mejores servicios y mayor calidad de vida, la discusión sobre si se debe modificar la estructura tributaria del precio de la gasolina, disminuirá.

¿Qué ocurriría, entonces, con una fórmula de precio de la gasolina distinta? Si la distorsión viene del ingreso al productor, esto implicaría mayores subsidios para los propietarios de vehículos en Colombia. Si la disminución proviene de los impuestos, se estaría incentivando el mayor uso del vehículo como medio de transporte, generando externalidades que de alguna forma la sociedad tiene que asumir por otra vía, probablemente la de mayores impuestos por otro concepto (suponiendo que se mantienen las inversiones requeridas en vías y descontaminación que se necesitan).

Los precios de la gasolina, por la señal que representan para la economía, están mejor fijados con base en costos de oportunidad. Y por su naturaleza, deberían estar gravados. Pero ese es el debate. Y no hay que cansarse en darlo. ACP



Recursos no renovables

Gravar los combustibles, los cuales provienen de una fuente de recurso no renovable, busca moderar su consumo, para evitar que dicha fuente desaparezca en un tiempo demasiado corto.





EMBAJADOR DE CANADÁ, TIM MARTIN

Colombia y Canadá vienen consolidando cada vez más sus lazos comerciales. Hace un año entró en vigor el tratado de libre comercio suscrito entre los dos países, el cual fortalecerá ambas economías. Para la industria petrolera de Colombia, este acuerdo abre nuevas oportunidades para que el sector continúe creciendo y atrayendo nuevos inversionistas.

Las empresas canadienses ven en Colombia un país con las condiciones necesarias para el desarrollo de la industria, con un crecimiento económico que sobresale entre los demás países de la región, y que está afianzando su ambiente regulatorio.

Sin embargo, la estabilidad del marco tributario y contractual para la industria petrolera constituye la clave para la llegada de más empresas canadienses, así como para su permanencia a largo plazo.

Los inversionistas más grandes que tiene en estos momentos la industria petrolera en Colombia son empresas canadienses. ¿Qué les motivó a invertir en Colombia?

Desde principios de la década del 2000, las empresas canadienses comenzaron a ver a Colombia como destino de interés para la exploración de hidrocarburos y algunas firmas pronto tomaron la decisión de estar presentes en forma directa en el sector.

Dentro de los factores de éxito que identificamos en Colombia vemos un contrato atractivo, tanto para el Gobierno colombiano como para las empresas y la estabilidad jurídica que lidera el Ministerio de Minas y Energía, esto sumado a la capacidad técnica que la Agencia Nacional de Hidrocarburos ofrece al sector. Adicionalmente, han sido importantes las mejoras de seguridad en las regiones petroleras. También vemos en Ecopetrol a un referente receptivo hacia Canadá y un socio estratégico comercial para nosotros, y sentimos el apoyo del Ministerio de Medio Ambiente, con el que encontramos un diálogo abierto en forma permanente. Por último, a las empresas les da tranquilidad que las relaciones políticas y diplomáticas entre Canadá y Colombia sean excelentes, sólidas, con historia y equilibradas.

Otra ventaja que presenta Colombia, para el inversionista canadiense, es que su geología y las características del petróleo se asemejan a las de Canadá, y en particular a las que se encuentran en la provincia de Alberta.

Las empresas petroleras canadienses, interesadas en invertir en América Latina, ¿cómo ven el ambiente de inversión en Colombia?

Ven un ambiente de inversión muy interesante y Colombia está muy presente en los planes de las empresas canadienses.

He visitado Toronto y Calgary para hablar con los empresarios y ellos me han expresado que son conscientes de la importancia de invertir en Colombia; es un destino petrolero que está siendo tenido en cuenta para la planeación que hacen las compañías canadienses. Ellos están observando la competencia, la institucionalidad y los desafíos que tienen este país y esta industria.

En cuanto a la producción, hay aspectos importantes del sector que son semejantes entre Canadá y Colombia, y para nosotros es clave el desarrollo de empresas de servicios, equipos y tecnología.

Desde este punto de vista, no solo las empresas operadoras tienen presente a Colombia, sino también las de servicios, equipos y contratistas. Esto resulta ser muy beneficioso para la integración económica y, por qué no, para la transferencia de tecnología.

¿Qué preocupaciones le han manifestado las empresas petroleras canadienses que están en Colombia?

El éxito conlleva desafíos. Esto ocurre en Colombia, como en cualquier otro país. Creo que el incremento de empresas petroleras en Colombia, así como el desarrollo de la industria en nuevas zonas, hace que se requiera prestar mayor atención a los tiempos asociados con procesos administrativos y a la mejora de la gobernabilidad. No se trata, de ninguna manera, de flexibilizar los estándares colombianos, ya que la industria canadiense, y todas sus empresas, respetan y cumplen las normas y las leyes de Colombia.

En la Cumbre de las Américas el Primer Ministro canadiense, Stephen Harper, mencionó que en Canadá estamos trabajando para hacer más rápido el proceso de otorgar licencias ambientales, para que sea razonable y predecible sin que se sacrifique el rigor científico.

Pero, ¿cuál es la situación más preocupante?

De nuevo, distintos proyectos tienen diferentes desafíos. Lo importante es que hay disposición para el diálogo, que se está haciendo un análisis de los desafíos y de los objetivos, y que estamos trabajando conjuntamente para superarlos. Las compañías canadienses están dispuestas a seguir las directrices del gobierno colombiano para solucionar los inconvenientes.

Frente a las situaciones de conflictividad social, ¿cuáles son las principales inquietudes de las empresas?

Es clave que todos los actores involucrados en el sector de hidrocarburos hagan el esfuerzo necesario para explicar a los colombianos cuáles son los aportes que la industria hace al desarrollo social y económico, en los ámbitos nacional, departamental y local.

Creo que se debe trabajar para optimizar y mejorar la gobernabilidad, así como la relación entre las empresas y el Gobierno. En esta área podemos esforzarnos más, y creo que trabajando en coordinación se pueden optimizar los aportes del sector.

Tenemos una iniciativa de cooperación con la Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI), que está financiando proyectos tripartitos que involucran participación de compañías, comunidades y autoridades locales, basados en la responsabilidad social empresarial, para maximizar las contribuciones sociales y económicas de la industria, y encontrar el triángulo entre empresa, gobierno y comunidad.

¿Qué han manifestado las empresas petroleras canadienses sobre las demoras para la expedición de las licencias ambientales en Colombia?

Las demoras en la planeación y ejecución de proyectos son algunas de las preocupaciones por parte de



“El éxito conlleva desafíos. Esto ocurre en Colombia, como en cualquier otro país. Creo que el incremento de empresas petroleras en Colombia, así como el desarrollo de la industria en nuevas zonas, hace que se requiera prestar mayor atención a los tiempos asociados con procesos administrativos y a la mejora de la gobernabilidad”.



"Hace un año entró en vigencia el Tratado de Libre Comercio entre Canadá y Colombia. Esta apertura al comercio facilita el intercambio de tecnologías, equipos y servicios, lo cual es muy importante para la productividad y crecimiento del sector"

las empresas, pero estas, a su vez, generan muchas oportunidades para trabajar conjuntamente entre Canadá y Colombia en esta materia.

Ustedes publicaron en la última edición de su revista un reportaje sobre la visita a Colombia de Paul Jeakins, miembro del British Columbia Oil & Gas Commission, y ese es un muy buen ejemplo del trabajo conjunto que podemos realizar. El señor Jeakins demostró la experiencia, la habilidad y el conocimiento en una de las áreas del sector de hidrocarburos en las que Canadá es líder. Estamos pensando en otras maneras de adelantar lo que yo llamaría diplomacia reglamentaria, con el fin de abrir espacios de diálogo para que las autoridades colombianas puedan examinar otros modelos de regulación que les puedan ser útiles.

En Canadá los procesos de licenciamiento ambiental son muy ágiles, asegurando la calidad en las decisiones que pueda tener tranquila a toda la comunidad; ¿de qué manera la embajada podría ayudar a que conozcan en el país esa experiencia canadiense?

Una forma puede ser a través de intercambios a nivel técnico, en relación con la política pública y el funcionamiento de las agencias gubernamentales en el nivel federal y provincial, con respeto total a la democracia y soberanía de Colombia. Desde la Embajada tenemos un diálogo abierto con el Gobierno, para ver cuáles pueden ser las mejores oportunidades. El Estado tiene la responsabilidad de manejar los recursos naturales, y es interesante entrar a evaluar cuáles provincias canadienses tienen experiencias que puedan servirle a Colombia.

El desarrollo de los yacimientos no convencionales demanda contar con un tipo de tecnología, así como una oferta de bienes y servicios particulares. Usted nos decía, hace un momento, que las empresas canadienses también estaban interesadas en este aspecto de Colombia; cuénteme, ¿cuáles son las perspectivas económicas para que las empresas canadienses lleguen al país para atender esta demanda?

Colombia ya está presente en los planes de crecimiento de las empresas petroleras, y esto es importante. Ahora, frente a los no convencionales, lo fundamental es la existencia de un marco regulatorio, para lo cual Canadá puede ser un referente. Canadá tiene mucho que ofrecer, es un país abierto al diálogo entre los sectores petroleros de los dos países.

¿Ve usted que las empresas canadienses que están en el país tienen perspectivas de quedarse a largo plazo?

Las decisiones de las empresas para estar en Colombia son compromisos a largo plazo. Dado el tamaño de las inversiones requeridas para desarrollar proyectos en este sector, diría que tienen una presencia importante y estratégica para Colombia. No obstante, esto también depende del marco institucional, de que las ventanas del diálogo con las autoridades sigan estando abiertas y, adicionalmente, de la prospectividad geológica.

Hasta el primer semestre del 2012 contábamos con 21 firmas exploradoras y productoras activas en Colombia, con nueve firmas de servicios y decenas de compañías canadienses involucradas en el mercado de valores con inversión en el país. Calculamos que, adicionalmente, hay más de 50 firmas de servicios canadienses con relaciones comerciales activas en Colombia.

¿Dónde ve usted que el país ofrece un potencial para incentivar a las empresas de bienes y servicios petroleros?

Como lo mencioné antes, hace un año entró en vigencia el Tratado de Libre Comercio entre Canadá y Colombia. Esta apertura al comercio facilita el intercambio de tecnologías, equipos y servicios, lo cual es muy importante para la productividad y crecimiento del sector. La utilización de todos los elementos que están presentes en dicho acuerdo va a ser fundamental para el desarrollo de un mercado de servicios y equipos del sector. Adicionalmente, es indispensable el desarrollo de recursos humanos, y esta es otra área con potencial de inversión, para seguir diversificando la participación canadiense en la industria y continuar fomentando la productividad.

¿Qué mensaje les daría a las empresas petroleras que estarían interesadas en llegar a Colombia?

Colombia ofrece un buen futuro desde muchos puntos de vista. Somos conscientes de las oportunidades, así como de los retos y desafíos, y hay confianza en la institucionalidad y en que las decisiones del Gobierno colombiano sirvan para continuar con el desarrollo. Canadá es un socio ideal para Colombia. ACP

Tecnología patentada hecha en Colombia

Por José Luis Barragán

Ecopetrol recibió este año patente de invención para una metodología que permite retirar impurezas de los recipientes de almacenamiento del crudo, sin causar impacto negativo al medioambiente, a la vida de los operarios y al ciclo productivo del hidrocarburo.

No basta con ser el primer producto que exporta Colombia y responsable del 40,4 por ciento de las divisas del país en 2011; según el DANE, la producción de petróleo requiere de altos estándares de calidad en su operación para garantizar, por ejemplo, que los 936.312 barriles diarios producidos en septiembre lleguen a sus destinos intermedios y finales.

En estos recorridos, que van desde los pozos en los Llanos Orientales hasta las costas Atlántica y Pacífica, donde se embarcarán en los buques graneleros, en trayectos sobre distancias de hasta 770 kilómetros, como el oleoducto Caño Limón-Coveñas, el crudo es depurado retirándole de su contenido las impurezas, minerales y sustancias líquidas como el agua.

Cuando llega a las estaciones y subestaciones, el crudo y sus destilados se almacenan en los tanques, pero al ser evacuados van dejando en su fondo sedimentos y lodos aceitosos, denominados borras, que con el paso del tiempo se acumulan y le quitan espacio al hidrocarburo, lo que causa restricciones a la operación.

Es aquí cuando, regularmente y por espacio de cinco a diez años por recipiente, las petroleras deben contratar empresas para retirar este material del interior de estos colosos de acero, que varían en tamaño de cuatro a 60 metros de diámetro y en capacidad de 180 a 140.000 metros cúbicos, en los que se pueden almacenar entre 1.000 y 150.000 barriles de crudo.

Esta tarea, también conocida como retiro de lodos, aunque se haga bajo todos los protocolos no deja de entrañar potenciales dificultades, por lo que las empresas asumen estas operaciones con la mayor seriedad, por varias razones.

Primero, debido a que los operarios recogen el material manualmente, exponiéndose a los vapores del hidrocarburo y porque el contenido retirado es sometido a tratamientos de biodegradación, usando aceite en cantidades que puede entrar en contacto con el medioambiente.

La no eliminación o el incorrecto retiro de estas impurezas puede también disminuir el flujo del crudo, lo que afecta los ingresos y la credibilidad del sector, afirma Nayith Álvarez







Laboratorios de biotecnología Ecopetrol. Archivo: Ecopetrol

Ventajas

Se reduce el tiempo de desuso de los tanques durante la limpieza y los hace entrar más rápido en operación. Esto mejora la capacidad de respuesta de las empresas petroleras a la demanda de almacenamiento de hidrocarburos.

Sarmiento, investigadora del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

"Con el tiempo implican reducción de la capacidad de almacenamiento y arrastre de esas impurezas a las líneas de transporte o suministro de productos, generando reclamaciones de clientes internos y/o externos", afirma la investigadora.

También se presenta lucro cesante de los tanques mientras son limpiados por varios días, lo que también afecta los ingresos.

Manos a la obra

En este contexto, para asegurar que la operación de limpieza no cause problemas en cualquiera de las etapas del proceso, en el sector petrolero se adelantan investigaciones científicas que permiten optimizar los procedimientos.

Hace dos años, el ICP inició la búsqueda de métodos que facilitaran la realización de estas actividades "de manera más segura y rápida", con el fin de impactar favorablemente a toda la cadena productiva, según afirma Álvarez Sarmiento.

La primera etapa de la investigación se realizó en el laboratorio y tuvo tres subfases. Análisis y caracterización de los residuos de diferentes tipos de crudos y tanques; evaluación y caracterización de varios tipos de diluyentes, y pruebas de extracción del hidrocarburo que queda atrapado en los sedimentos o lodos, para lo cual se usaron técnicas como la interacción de crudo, agitación y calentamiento.

Luego se realizó el escalado a planta piloto, que consistió en la realización de pruebas en campo para el retiro del petróleo encontrado en los residuos.

Por último, la fase definitiva fue la prueba industrial, que trasladó la metodología del ensayo y la revisión piloto a la realidad. Es decir, la implementación de la tecnología probada en la etapa anterior en las diferentes plantas y tipos de crudo.

Los resultados positivos al final del proceso le dieron vida a este avance, al que llamaron Método para la Fluidización de Borras y Recuperación de Hidrocarburos de Tanques de Almacenamiento. En otras palabras, un sistema que diluye lodos aceitosos que se forman en los tanques.

"Después de identificar una aplicación novedosa de los resultados de



En lo económico, se reduce el tiempo de desuso de los tanques durante la limpieza y los hace entrar más rápido en operación. Esto mejora la capacidad de respuesta de las empresas petroleras a la demanda de almacenamiento de hidrocarburos.



La investigación en este campo deberá tener en cuenta, entre otros aspectos, la eficiencia de los procesos asociados a la producción de hidrocarburos y a la adecuada disposición de desechos, que permite el retorno al ciclo de producción de volúmenes importantes y, en especial, la generación de procesos limpios, afirma Alejandra Arbeláez, profesora de la Universidad Nacional.

los proyectos del ICP, con el área de negocio de la empresa se procedió a evaluar el potencial de patentamiento, con el fin de proceder a proteger la tecnología a través de este registro de propiedad industrial", cuenta la investigadora líder de este proyecto.

En 2007 se radicó la solicitud de la patente ante la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) y luego de la evaluación y estudio del organismo oficial, este año la concedió, con una vigencia de usufructo del inventor de veinte años.

Beneficios

La investigadora explica que la esencia de esta metodología es "la combinación de la dilución (procedimiento que se sigue para preparar una disolución menos concentrada a partir de una más concentrada), agitación y en algunos casos el calentamiento, con el objetivo de hacer fluir las borras acumuladas en los fondos de los tanques".

Del producto que se extrae, según señala, se recupera hidrocarburo, que se reintegra al proceso y sólidos con mínima cantidad de crudo atrapado.

En esta parte del procedimiento, el beneficio lo recibe directamente el personal que participa en la limpieza de los tanques, pues no debe ingresar a los mismos y, por lo tanto, tampoco entra en contacto directo con los residuos.

En lo económico, se reduce el tiempo de desuso de los tanques durante la limpieza y los hace entrar más rápido en operación. Esto mejora la capacidad de respuesta de las empresas petroleras a la demanda de almacenamiento de hidrocarburos.

Alejandra Arbeláez Londoño, integrante del Grupo de Investigación de Geomecánica Aplicada (GIGA) y profesora de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia en Medellín, considera que la metodología impacta en menor grado lo ambiental, la seguridad industrial y los costos.

"Aunque puede parecer que esto no tenga un impacto muy visible, es fundamental en cuanto a la disposición de desechos, la cual es una tarea difícil y costosa técnicamente. Estas borras son volúmenes significativos de desechos que pasan a sumar como volúmenes de hidrocarburos", sostiene.

Los aportes de la aplicación de la patente van más allá de la frontera nacional e impactan la creación de valor agregado del campo de la innovación y el desarrollo del sector energético y productivo de la Nación, así como la operación de las empresas petroleras.



De acuerdo con la académica, los aportes de la aplicación de la patente van más allá de la frontera nacional e impactan la creación de valor agregado del campo de la innovación y el desarrollo del sector energético y productivo de la Nación, así como la operación de las empresas petroleras.

"Este tipo de investigaciones recorta la brecha tecnológica con países del primer mundo, disminuyendo el impacto a nivel ambiental y de eficiencia de procesos, recortando operaciones de mantenimiento y paradas de líneas de producción y agregando volúmenes a la producción", afirma.

Por su parte, la investigadora del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), afirma que la relación costo-beneficio favorece esta metodología con respecto de otras existentes en el mercado nacional.

"Existen tecnologías semejantes que tienen equipos costosos para promover la fluidización (proceso por el cual una corriente ascendente de fluido [líquido, gas o ambos] se utiliza para suspender partículas sólidas), además de requerir altos volúmenes de diluyentes, respecto a los requeridos por nuestra metodología. Esto hace que estos procesos sean mucho más costosos", sostiene.

De acuerdo con Néstor Fernando Saavedra, Vicepresidente de Innovación y Tecnología de Ecopetrol, la aplicación de este tipo de tecnología agrega más autonomía operativa a la empresa estatal y a la que la aplique.

"Para Ecopetrol implica minimizar la dependencia respecto a otras tecnologías existentes en el mercado que tienen altos costos y mayores requerimientos de diluyentes para cumplir con el objetivo", afirma el funcionario.

Retos de la investigación

El ciclo de vida de la patente no solo se queda en el registro y utilización en el país. Hay retos por enfrentar en su aplicación y comercialización externa, donde las normas de uso son muy estrictas.

De acuerdo con el funcionario, en primera instancia, "esta metodología debe complementarse con tecnologías de tratamiento final de borras retiradas, ya que en el mundo las restricciones ambientales son cada vez mayores y los tratamientos de biorremediación son cada vez menos aceptados".

Para comercializarla, según opina, "se tendría que realizar un trabajo fuerte, porque la oferta que hay a nivel internacional en tecnologías semejantes es alta e incluye el paquete completo".

Entretanto, la profesora de la Universidad Nacional afirma que la investigación en este campo deberá tener en cuenta, entre otros aspectos, la eficiencia de los procesos asociados a la producción de hidrocarburos y a la adecuada disposición de desechos, que permite el retorno al ciclo de producción de volúmenes importantes y, en especial, la generación de procesos limpios.



Laboratorios de biotecnología Ecopetrol.
Archivo: Ecopetrol

"Los desechos industriales de difícil disposición en la cadena productiva de hidrocarburos son volúmenes importantes y de características diferentes, que acarrean procesos tediosos de mantenimiento y generan algunos inconvenientes de tipo ambiental", sostiene.

Pocas patentes en Colombia

Ni en América Latina ni en Colombia existe una cultura de la defensa de la propiedad industrial. Según la Organización Mundial de la Propiedad Intelectual (OMPI), de 1.979.000 patentes solicitadas en 2010 en el mundo, la participación de este subcontinente apenas superó el 2 por ciento (Brasil con 1,1 por ciento y México 0,7 por ciento, los mayores aportantes) y la de Colombia es aún menor.

Otro indicador que confirma esa tendencia es el origen de los que reciben las patentes. Según la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), entre 2006 y 2010, de las 721 otorgadas por vía nacional, 628 correspondieron a no residentes (extranjeros) y 93 a residentes, es decir, el 12,89 por ciento del total.

Sin embargo, este trabajo de investigación del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ayuda a reducir esta brecha. Actualmente suma 37 patentes recibidas, de las cuales 30 están vigentes.

De acuerdo con el Vicepresidente de Innovación y Tecnología de Ecopetrol, esta política de investigar y crear productos con valor agregado al mercado, se sustenta en "la importancia de creer en el desarrollo propio" y para lo cual invierte cerca de 70 millones de dólares anuales.

Con una producción cercana al millón de barriles diarios, pero en medio de mayores restricciones medioambientales en el mundo, la calidad del crudo nacional podrá mejorar su competitividad en los mercados internacionales con la aplicación de esta tecnología patentada, hecha en Colombia. **ACP**

La calidad del crudo nacional podrá mejorar su competitividad en los mercados internacionales con la aplicación de esta tecnología patentada, hecha en Colombia.

Un pronunciamiento decisivo

Por Luis Ramiro Escaldón





La discusión acerca de si se extiende el régimen salarial y prestacional de los empleados directos de las empresas petroleras a los trabajadores de los contratistas independientes es absolutamente importante para fijar los alcances jurídicos laborales

De la mano de las disposiciones que determinan el régimen salarial y prestacional de los trabajadores del sector petrolero, ha considerado el legislador equiparar el régimen salarial y prestacional de los trabajadores de contratistas independientes que realizan labores propias de la exploración, explotación, transporte y refinación de petróleo, a raíz de lo cual se ha desarrollado un amplio mapa jurídico, encaminado a establecer qué actividades deben ser consideradas como propias de este sector.

No obstante la claridad normativa que regula la materia, sectores interesados en lograr beneficios salariales y prestacionales adicionales se han dado a la tarea de provocar el pronunciamiento de las altas cortes, buscando que mediante sentencia judicial se diga lo que las disposiciones normativas expedidas hasta la fecha no dicen, esto es, que actividades que no son propias de las de exploración, explotación, transporte y refinación de petróleo, tales como la operación de casinos o el servicio de vigilancia, sí son propias o complementarias de dicho sector, para lograr por esa vía equipararse laboralmente con las condiciones laborales y prestacionales de quienes ejercen actividades propias del sector petrolero.

Por esta vía han logrado la suspensión provisional de los decretos 2719 de 1993 y 3164 de 2003, lo que ha generado una serie de especulaciones y debates en torno a cuál es la regulación vigente sobre la materia, dadas sus posibles implicaciones, no solo para el sector mismo sino para la economía en general.

La columna vertebral del tema empieza por el Decreto 284 de 1957, expedida por la Junta Militar de Gobierno, en ejercicio de facultades extraordinarias propias del Estado de Sitio, con fundamento en el artículo 121 de la Constitución de 1886, acogido como legislación permanente a través de la Ley 141 de 1961.

Tal decreto reguló por primera vez el sistema salarial y prestacional de los trabajadores de los contratistas independientes, indicando que aquellos tendrían los mismos salarios y prestaciones a que tuvieran derecho los de la empresa beneficiaria, para lo cual la misma disposición definió qué se entendía por labores esenciales y propias de la industria del petróleo, y en su artículo 3° facultó a los ministros del trabajo y de minas y petróleos para que a través de resoluciones conjuntas se reglamentara lo normado por éste.

Tal potestad reglamentaria dio paso a que los mencionados ministerios expidieran la Resolución No. 644 de 1959, que amplió la lista enunciativa que había consagrado el Decreto 284 de 1957, al incluir otras actividades adicionales, e incorporando como parte de las labores esenciales y propias de la industria del petróleo todas aquellas actividades que la industria realizara utilizando su propio personal subalterno, tales como las de mantenimiento de campamentos u operación de casinos, entre otras.

Décadas más tarde el Gobierno Nacional, en ejercicio de su potestad reglamentaria, expidió el Decreto 2719 de 1993, a través del cual se derogó expresamente la Resolución 644 de 1959; así, estableció de manera específica cuáles se consideraban labores propias y esenciales de la industria petrolera, y eliminó como esenciales a esta la alusión a

aquellas labores que las empresas petroleras realizaban con su propio personal subalterno, obviamente para excluir las que siendo prestadas por dicho personal, no eran esenciales o propias de la industria.

Asimismo, y de manera posterior, se expidió el Decreto 3164 de 2003, el cual decantó finalmente cuáles son las actividades laborales propias y esenciales de la industria petrolera, con la finalidad de evitar la generación de sobrecostos en el sector, ocasionada porque en la normatividad se encontraban incluidas actividades que eran comunes al sector industrial en general, pero que no correspondían exclusivamente a la industria petrolera, lo cual generaba distorsiones en el mercado laboral en otras actividades económicas de las regiones donde operaba la industria.

El descontento para algunos con la nueva reglamentación no duró en cobrar sus efectos, y fue así como se instauraron acciones de nulidad en contra de los decretos 2719 de 1993 y 3164 de 2003. Así, para el año 2004, la asociación ADECO interpuso acción de nulidad en contra de los mencionados decretos, argumentando que los mismos habían sido expedidos con desviación de poder, falsa motivación y exceso de potestad reglamentaria, violando y recortando el alcance del artículo 1° del Decreto Legislativo No. 284 de 1957.

Tal acción fue definida mediante fallo del 21 de agosto de 2008, en el que el Consejo de Estado negó las pretensiones de la parte actora, dejando sentados importantes argumentos frente a la finalidad con que se expidieron los decretos, y sustentando de manera detallada por qué el Gobierno no se había extralimitado en la potestad reglamentaria.

No obstante la claridad normativa que regula la materia, sectores interesados en lograr beneficios salariales y prestacionales adicionales se han dado a la tarea de provocar el pronunciamiento de las altas cortes, buscando que mediante sentencia judicial se diga lo que las disposiciones normativas expedidas hasta la fecha no dicen.



En dicho fallo, al hacerse el análisis de la Resolución 644/59, se evidenció que esta había sobrepasado los límites de la reglamentación, por cuanto en ella se habían incluido actividades que a todas luces, a pesar de ser propias de la industria en general, no lo eran de manera específica para el sector petrolero, lo cual justificaba que décadas más tarde fuera derogada por el Decreto 2719 de 1993, que a la postre fue modificado por el Decreto 3164 de 2003; y ante el cambio en las situaciones sociales, económicas y tecnológicas, tanto en materia de exploración como de explotación y refinación del crudo, ellas incidieron en el surgimiento de nuevas actividades y labores, que no habían sido incluidas en el Decreto Legislativo No. 284 de 1957.

Dos años más tarde, y desconociendo los efectos de cosa juzgada del mismo, fue interpuesta otra acción de nulidad contra los mismos decretos, en términos similares a la anterior, pero extrañamente en esta ocasión el Consejo de Estado accedió a la suspensión provisional de los mismos, generando con ella amplios debates, ante la posibilidad de la reincorporación a la vida jurídica de la Resolución 644 de 1959.

Tal suspensión provisional de una norma que derogó otra solo tiene efectos hacia el futuro y específicamente dentro del proceso mismo, con lo cual, si bien la norma derogatoria (Decreto 2719) fue suspendida provisionalmente, ello no tiene la



virtualidad de hacer revivir las disposiciones derogadas (Resolución 644), pues la decisión de suspensión provisional, como su nombre lo indica, solo tiene efectos temporales mientras dura el proceso contencioso anulatorio.

La verdadera dificultad surge ante la posibilidad de que la norma derogatoria, esto es, en el caso de análisis el Decreto 2719 de 1993, sea anulada, y los efectos que ello produciría en cuanto a la reincorporación al ordenamiento jurídico de la Resolución 644 de 1959.

Algunas interpretaciones, emanadas sobre todo del mismo sector petrolero, han descartado tal posibilidad acudiendo a la aplicación del artículo 14 de la Ley 153 de 1887, la cual establece que *"Una ley derogada no revivirá por las solas referencias que a ella se hagan, ni por haber sido abolida la ley que la derogó. Una disposición derogada sólo recobrará su fuerza en la forma en que aparezca reproducida en una nueva ley"*.

La lectura apresurada de dicho precepto daría a entender que la eventual nulidad del Decreto 2719/1993 no haría recobrar vigencia a la Resolución 644 que derogó, por lo cual en principio la única norma que quedaría vigente sobre la materia sería el Decreto 284/1957.

No obstante, ha de decirse que la aplicación del artículo 14 de la Ley 153 de 1887 es específica a la derogatoria de leyes que han derogado otras, pero no a la declaratoria de inexequibilidad o nulidad de normas derogatorias, fenómeno este que es similar al de los decretos de la referencia, y que se conoce como reviviscencia o reincorporación de normas derogadas.

Así, en cuanto a los efectos de la declaratoria de nulidad de los actos administrativos, dicha declaratoria retira el acto demandado del ordenamiento jurídico, como si este nunca hubiere existido, y aunque se dejan a salvo las situaciones jurídicas ya consolidadas, sea porque ha caducado cualquier acción frente a ellas, ora porque se han dictado disposiciones que produjeron efectos en aplicación de la norma anulada, en lo demás la norma queda totalmente sin vigencia jurídica[1].

Lo anterior implica que si una norma ha sido anulada, se considera que esta nunca ha existido, lo que significa que si contenía una consagración derogatoria, se entiende que dicha derogación jamás existió, y la norma derogada se reincorpora al ordenamiento jurídico y vuelve a generar efectos[2].

Por ello, es absolutamente importante e imperioso que la jurisdicción de lo contencioso se pronuncie con prontitud sobre la nulidad o no de los decretos en cuestión y, por qué no, promover un pronunciamiento anulatorio de la Resolución 644 de 1959, pues si esta ha surtido efectos, debe ser controlada expresamente por la jurisdicción, para que se pronuncie con efectos de cosa juzgada sobre la situación que en su momento ya evidenció el Consejo de Estado en el año 2008; esto es, que tal resolución rebasó la norma reglamentada, en tanto introdujo en el ordenamiento, como actividades esenciales a la petrolera, aquellas propias de todas las industrias, y al hacerlo excedió la potestad reglamentaria a que estaba sujeta. **ACP**

1 GEORGES VEDEL, D*erecho administrativo*, traducción de la 6ª edición francesa de 1958, Madrid, Editorial Aguilar, 1980, pág. 520.

2. Véase Consejo de Estado, S. 2ª, sentencia del 21 de enero de 2011. M. P. PEDRO SIMÓN VARGAS SÁENZ. Radicado 68001231500020040048 4-01; Consejo de Estado, S. 2ª, sentencia del 25 de septiembre de 2001, en la que se discutieron los efectos de la derogatoria de los decretos 610 y 1239 de 1998, por medio de los cuales se creó una bonificación por compensación con carácter permanente, en la Rama Judicial, creada durante el gobierno de Andrés Pastrana y posteriormente derogada por Decreto 2668 de diciembre 31 de 1998, durante el gobierno de Ernesto Samper, quien luego expidió el Decreto 664 de 1999, mediante el cual creó la misma prestación, pero consagrando sumas taxativas para cada cargo en particular inferiores a los porcentajes que derogó y a partir de septiembre de 1999. El Decreto 2668 de 1998 fue demandado en acción pública de nulidad y el Consejo de Estado lo anuló. En su sentencia señaló: *"Hay que recordar que el Decreto 2668 de 1998 fue declarado nulo, lo cual tiene como efecto el revivir los Decretos 610 de 1998 y 1239 de 1998. En consecuencia, el derecho a la bonificación que establece el Decreto 610 de 1998 sigue vigente y por tanto constituye un derecho adquirido y vigente de la demandante"*.



Cada vez más los inversionistas se inclinan por portafolios de empresas que sean reconocidas por su reputación e indicadores de sostenibilidad. Por esa razón, cobra relevancia el ingreso de empresas del sector de hidrocarburos del país a índices internacionales que califican sus avances en el campo del desarrollo sostenible.

Un modelo de sostenibilidad con los más altos estándares

Para los especialistas, los índices de sostenibilidad son un buen indicador de la calidad en la gestión de las compañías, además de que ofrecen mecanismos transparentes y creíbles de medición.

Fueron creados para satisfacer las necesidades de inversionistas socialmente responsables, que a la hora de construir sus carteras de inversión tienen en cuenta diversos parámetros de las compañías, como sus criterios financieros, las prácticas sociales y ambientales que desarrollan y su gobierno corporativo. En últimas, son un activo intangible, que influye en la valoración de las empresas y en el análisis que sobre ellas realizan los inversionistas institucionales y el mercado en general.

Algunos de estos índices son: Dow Jones Sustainability Index, de la Bolsa de Nueva York; Financial Times and Stock Exchange (FTSE4Good), de la Bolsa de Londres; el Índice Social Jantzi, de la Bolsa de Toronto, y el índice de la Bolsa de Sao Paulo, que es el primero en América Latina.

Ampliando brevemente la información de algunos de los mencionados antes, tenemos que uno de los más conocidos es el Dow Jones, que incluye a las empresas consideradas como las de mayor responsabilidad en su industria o sector.

Fue creado el 31 de diciembre de 1998 y anualmente capta a 2.500 empresas cotizadas de todo el mundo, que quieren formar parte del índice y cumplen con los más de 50 criterios generales y específicos de selección. Los aspectos exigidos a las compañías para que puedan formar parte de este indicador se dividen en tres: económico, relación con el entorno y social.

Por su parte, el índice de la Bolsa de Sao Paulo tiene una metodología propia. Su proceso de selección de empresas se basa en un cuestionario de casi 200 preguntas, que es enviado a las que superan un mínimo de liquidez bursátil. Las respuestas son codificadas y luego de un análisis estadístico los mejores puntajes son trasladados a un Consejo Asesor, que es el encargado de decidir qué empresas ingresan.

Ingresar a un índice de sostenibilidad le agrega valor a una empresa y es de suma importancia



para ellas, y en el caso del sector de los hidrocarburos es una muestra del interés de la industria por tener procedimientos bien calificados y reconocidos en Colombia y en otros países.

En el país son varias las compañías del sector que han ingresado a índices de sostenibilidad internacionales. Tal vez una de las más recientes es Pacific Rubiales, que ingresó a uno de los más exigentes del mundo, como es el Social Jantzi (JSI), de la Bolsa de Valores de Toronto, Canadá, que incluye a empresas con los más altos estándares de sostenibilidad.

El modelo Pacific

El modelo de sostenibilidad de Pacific Rubiales se basa en siete compromisos establecidos por la compañía, que se vienen implementando desde 2009 y que son transversales a todas las áreas de la organización en los países donde opera.

El objetivo de este modelo es construir relaciones proactivas y de confianza con los grupos de interés de la empresa para asegurar un apoyo general a la estrategia empresarial y, a su vez, contribuir al desarrollo sostenible de las regiones donde opera. Esto responde a una política institucional que establece que Pacific Rubiales no puede crecer de forma sostenible sin el apoyo y desarrollo de su entorno.

Para el presidente de la compañía, José Francisco Arata, “estos logros en los aspectos sociales, económicos y ambientales se deben al trabajo conjunto y continuo de las diferentes áreas de la organización”. Y concluye que “aún hay un largo camino por recorrer fortaleciendo la integración de la sostenibilidad en la gestión diaria y a través de los comités creados para este tema”.

Para crear el máximo valor posible a sus accionistas, Pacific Rubiales sigue una estrategia que combina la excelencia operacional con el manejo financiero apropiado, un equipo humano de alto desempeño y un compromiso sostenible con sus grupos de interés.

La estrategia de sostenibilidad de la empresa está apoyada, entre



Actividades de siembra en el Meta.
Campo Rubiales.
Archivo: Pacific Rubiales Energy

Compromisos institucionales que apoyan el modelo de sostenibilidad

- Actuar con coherencia y transparencia.
- Operar con excelencia.
- Trabajar en armonía con el medio ambiente.
- Contribuir al desarrollo. sostenible de las comunidades.
- Respetar y promover los derechos humanos en sus operaciones.
- Contar con el mejor talento.
- Fortalecer la sostenibilidad en la cadena de abastecimiento.

otros aspectos, en dos comités: uno como órgano consultivo de la Junta Directiva, y otro de apoyo a nivel gerencial. Su finalidad es asegurar la implementación y el despliegue eficaz de la estrategia de sostenibilidad, desde una perspectiva multidisciplinaria alineada con las metas estratégicas de la compañía. Lo anterior, acompañado de una continua búsqueda y desarrollo de ideas y planes innovadores.

Para Federico Restrepo Solano, vicepresidente de Asuntos Corporativos de Pacific Rubiales, un desempeño sostenible balanceado en los frentes económico, social y ambiental fortalece la posición competitiva de la organización y garantiza el éxito a largo plazo.

Es enfático al asegurar que “en la industria de hidrocarburos creemos que la única forma de mantener nuestro derecho a operar es cumpliendo con la legislación vigente, innovando para siempre ir más allá, respetando las culturas y sus tradiciones, y participando como miembro activo de la comunidad donde operamos”.

Cifras

Desde hace tres años la compañía viene trabajando continuamente en la gestión y comunicación de sus impactos económicos, sociales y ambientales y en la integración de la sostenibilidad en gestión de la empresa.

Producto del incremento y los buenos resultados de Pacific, la empresa logró en el 2011 una inversión en lo social de más de 20 millones de dólares, apoyando la promoción de tradiciones culturales, la formación de niños, jóvenes y adultos, con énfasis en aquellos pertenecientes a los grupos étnicos, y el desarrollo de programas pedagógicos, productivos y de calidad de vida en las comunidades de las zonas de influencia de la compañía.

En lo ambiental, los esfuerzos se redoblaron y las acciones se ampliaron, con el apoyo de las comunidades. La inversión superó los siete millones de dólares para optimización energética y control de emisiones, medición de la huella de carbono, programas de gestión integral del agua y de protección y recuperación de ecosistemas con mayor reporte de biodiversidad o especies en peligro de extinción.

En lo laboral, Pacific también reportó avances importantes que marcaron mejoras sustanciales en ese tema, que permitieron su inclusión en los índices de sostenibilidad.

Por un lado, los trabajadores calificaron como muy satisfactorio (72 por ciento) el ambiente laboral de la compañía, y en línea con el compromiso de respetar el derecho de asociación, el 54,6 por ciento de los trabajadores se afiliaron al Sindicato Unión de Trabajadores de la Industria Energética Nacional (Uten), que hace parte de la Confederación General del Trabajo (CGT).

Reconocimientos

Los avances en sostenibilidad logrados por Pacific le permitieron recibir, en los últimos años, premios como: el Best Oil and Gas Exploration Company y Best Oil and Gas Innovation in Exploration Technology Latinoamérica 2011, otorgados por World Finance Oil & Gas Awards 2011. Igualmente, fue nominada para presentar el "Modelo Sostenible Rubiales" en el 20th WPC Social Responsibility Global Village.

Actualmente, Pacific Rubiales también hace parte del Esg Leaders Index Stoxx, índice global en el que se encuentran las 1.800 empresas líderes de todos los sectores a nivel mundial en sostenibilidad.

La incorporación al índice Jantzi se logró con base en el análisis social, ambiental y de gobierno corporativo hecho por la firma global Sustainalytics (entidad reconocida en el mundo entero por valorar la gestión de sostenibilidad de las empresas para promover inversiones responsables).

En su análisis, Sustainalytics resaltó que Pacific Rubiales se posiciona en los primeros lugares de la industria de hidrocarburos por su transparencia al reportar, fuertes políticas de involucramiento con sus grupos de interés, estándares de Derechos Humanos, iniciativas ambientales, sistemas de gestión, certificaciones y aplicación de modelos internacionales.



Por eso, para Restrepo Solano implementar este modelo de sostenibilidad "nos compromete a evolucionarlo en beneficio de nuestros grupos de interés y su entorno, y a rendirles cuentas cumpliendo con los estándares internacionales, para asegurar su veracidad, idoneidad, transparencia y pertinencia".

No cabe duda de que el ingreso de las empresas del sector a índices de sostenibilidad internacionales no solo las favorece a ellas sino que repercute positivamente en la imagen de la industria. ACP

Pilares que apoyan la estrategia de sostenibilidad

- Involucrar al grupo de interés en la definición y el desarrollo de las iniciativas.
- Triangular las relaciones complejas.
- Apoyar la relación en hechos y datos. Mejorar la calidad de la información.
- Unificar la relación y coordinar los esfuerzos internos.
- Unificar criterios de gestión implementando un sistema de gestión de sostenibilidad.

Government Take

¿Qué es el Government Take?

Es un indicador que mide la participación que captura el Estado, como dueño del recurso, de la renta que generan los proyectos petroleros. Normalmente se expresa en términos porcentuales.



¿Para qué sirve el Government Take?

El Government Take es uno de los instrumentos más importantes para administrar el recurso petrolero. Sirve para evaluar la competitividad de un país y hacer comparación entre los diferentes regímenes contractuales y fiscales que compiten para atraer capital extranjero de riesgo.



¿De qué depende el Government Take?

1. **Tamaño del yacimiento**
2. **Calidad del hidrocarburo**
3. **Tipo de hidrocarburo**
4. **Precio internacional del hidrocarburo**

90´s

Luego del descubrimiento de los yacimientos de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua se incrementá a 84% el GT.

1999-2004

La producción total cae 35%, luego de haber alcanzado 815 mil barriles diarios en 1999.

2002-2004

Se reformula la política petrolera. El GT para nuevos descubrimientos se reduce al 60%.

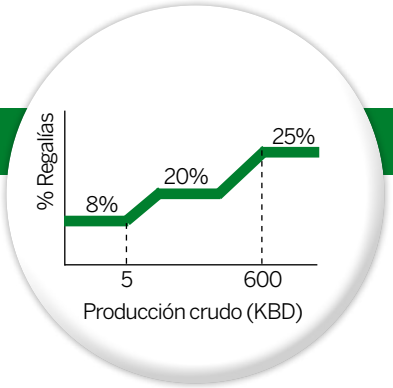
¿Cómo se compone el Government Take en Colombia?



* Corresponde a la producción existente que proviene tanto de los contratos de asociación y los contratos E&P.

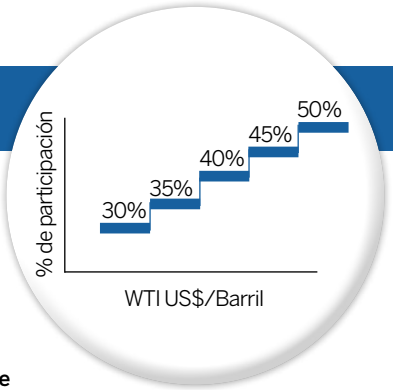
Regalías

Contraprestación económica que se paga al Estado por la explotación de un recurso natural no renovable. Por regalías el Estado colombiano recibe entre el 8% de producción para campos pequeños y el 25% para los campos grandes.



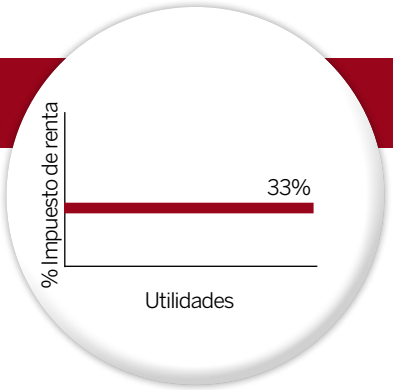
Contraprestación por precios altos

Pago a la ANH cuando el precio WTI supera un precio de referencia definido en el contrato (entre 31 y 48 dólares por barril dependiendo de la calidad). Se paga cuando la producción supera los 5 millones de barriles y puede alcanzar hasta un máximo del 50%.



Impuestos de renta y patrimonio

El impuesto de renta está en el 33% para la actividad de exploración y producción.



Participación en la producción

Es un porcentaje de la producción para la ANH que ofrecen los adjudicatarios de los bloques. El valor mínimo obligatorio es el 1%.

Otros gravámenes

Derecho por el uso del subsuelo (por hectárea), derechos por explotación (un monto en dólares por barril producido), aranceles, porcentaje de aporte para formación, fortalecimiento institucional y transferencia de tecnología, IVA insumos e impuesto municipales.

2004-2011
Los registros sísmicos y la perforación exploratoria quintuplicaron lo realizado entre 1994 y 2003.

2011
Se perforan 126 pozos exploratorios. La producción de crudo llega a 962 mil (BPD) en noviembre. La inversión extranjera llega a US$ 5.125 millones.

A pesar de la importante actividad exploratoria, aun no se han dado los nuevos descubrimiento para reemplazar las reservas producidas. **Hay que mantener la dinámica de la inversión y para lo cual un Government Take competitivo.**



Vivienda digna en Casanare

Miles de familias se han visto beneficiadas con el proyecto 'Vivienda Digna', liderado por Equión y el Minuto de Dios. Para el año 2011 la cobertura superó el 67 por ciento en las zonas de influencia.



En la vereda Cagüi Milagro y 45 veredas más del departamento del Casanare, las casas pasaron de ser meras construcciones de lata, barro y plástico para convertirse en casas edificadas con ladrillos y pisos de cemento. Este proceso se dio gracias al proyecto "Vivienda Digna", creado a partir de la alianza entre Equión y la Corporación Minuto de Dios, con el objetivo de contrarrestar las dificultades que debían sobrellevar las familias que vivían en condiciones de hacinamiento, carecían de servicios básicos y condiciones de higiene.

El convenio entre Equión –antes British Petroleum Exploration Colombia- y la Corporación Minuto de Dios se firmó en 1994, y empezó a implementarse a partir de 2001. Desde entonces, y hasta 2011, el proyecto había beneficiado a más de 9.168 personas.

Los orígenes del proyecto

En los noventa, cuando apenas empezaban las operaciones de la industria petrolera en Casanare, las condiciones habitacionales de un grupo importante de población eran precarias. Las paredes de las viviendas eran de materiales inestables; los pisos, de tierra; y los barrios carecían de acueducto y alcantarillado.

Esa necesidad motivó la creación del "Fondo de Vivienda Social" para contribuir a mejorar las condiciones habitacionales de las familias, que en ese momento estaban en la zona de influencia de las empresas petroleras.

El capital inicial del fondo para la fundación lo suministró la empresa petrolera Equión, que inicialmente entregó cerca de 600 millones de pesos. Cuando el proyecto estaba en su etapa más incipiente, a algunas juntas de los municipios de Aguazul, Tauramena y Yopal les entregaron créditos para que las familias de dichos lugares adquirieran vivienda.

En 2001 Equión y el Minuto de Dios realizaron un diagnóstico de las condiciones habitacionales donde habitaban 100 familias de la zona de influencia. Los resultados demostraron que las personas vivían en condiciones deficientes y que mejorar las viviendas era una necesidad de gran relevancia. La carencia de una vivienda adecuada priva al ser humano de su derecho de vivir con dignidad. La salud física y psicológica, y aún la vida misma dependen de las posibilidades que las personas tienen de usar y de disfrutar de una vivienda.

Fue así como empezó 'Vivienda Digna', programa orientado a brindar a las familias que habitan en las áreas de influencia de Equión la posibilidad de tener una casa digna y que tengan oportunidades de progreso.

Este proyecto tiene tres actores fundamentales: la comunidad, que participa di-

El proyecto de vivienda digna ha cambiado las condiciones de vida de muchos notoriamente, y ha llegado a muchos sitios, donde ni la administración departamental ni la municipal lo han logrado.



rectamente en el mejoramiento de las viviendas, la empresa privada, Equión, que brinda el financiamiento y el apoyo económico y por último la Corporación Minuto de Dios, que sirve como operador para que la ejecución sea exitosa.

Para José Antonio Solano, presidente de la Junta de Acción Comunal de la Vereda de Cagüi Milagro, los cambios en la comunidad han sido muy positivos. "Antes teníamos la casa en madera, como son generalmente las viviendas en el campo. El piso era de tierra, lo que se consideraba 'normal'. Ahora la mayoría de las viviendas tienen paredes de cemento y bloque, con sus buenas vigas de amarre y columnas. Se han hecho las unidades sanitarias, con sus respectivas regaderas para uno bañarse. Todo se ha modificado y han quedado muy bonitas nuestras casas", dijo Solano.

Cómo funciona 'Vivienda Digna'

'Vivienda Digna' otorga un subsidio de 1,5 millones de pesos para mejoramiento de la casas. Sin embargo, el crédito puede ser por 1,5 millones adicionales, en caso de que el solicitante esté en capacidad de cubrir el préstamo. Cada uno de estos beneficios deberá sumar el 33 por ciento del total que se va a invertir en la casa. Una vez hecho el estudio, se estima el total necesario para otorgar el subsidio, se organiza el mismo y se entrega; claro está, previamente el operador (Minuto de Dios) hará un análisis de las condiciones reales de las viviendas. En este proceso hay una participación activa de las Juntas de Acción Comunal (JAC), quienes hacen la convocatoria y recogen los datos de los aspirantes al programa.

La selección de los beneficiarios se hace de varias maneras. En algunas zonas, de acuerdo con la lista que tienen en las JAC de la vereda donde ellos van, por orden de beneficiario. En otras veredas, cuando ya se han otorgado varios subsidios y los recursos son muy limitados, entran a regir varios criterios de selección, entre ellos que el inmueble realmente necesite una mejora y que esta aún no pueda ser considerada una "vivienda digna"; asimismo, viviendas que tengan necesidades prioritarias de mejoramiento y que la persona esté cumpliendo con los pagos de créditos anteriores.

La situación socioeconómica también es determinante, pues se establece lista de clasificación, y por medio de un comité se estudian los puntajes, para evaluar a todos los aspirantes y así otorgar ese subsidio.

"Para empezar con los créditos nosotros le entregamos un dinero al Minuto de Dios. Así se generó el Fondo de Vivienda, que empezó con cerca de 800 millones de pesos en esa época. En este momento está en aproximadamente 2.500", dijo Hugo Ospina, coordinador de asuntos externos de Equión y responsable de las relaciones con el Minuto de Dios, para el desarrollo del proyecto en Yopal.

Los recursos obtenidos se entregan y distribuyen de forma racional y equitativa, tomando una dinámica, donde todas las familias de ciertas veredas puedan recibir su subsidio de vivienda. El proyecto de vivienda digna ha cambiado notoriamente las condiciones de vida de muchas personas, y ha llegado a muchos sitios, donde ni la administración departamental ni la municipal lo han logrado. La gente quiere el programa, porque año a año se han visto beneficiados y se preparan para recibir su subsidio e ir mejorando sus condiciones habitacionales.

Cuando se solicita un crédito, se hace una evaluación de la capacidad de pago, para poder ser otorga-



- A 2011 se han realizado 3.677 mejoramientos.
- 9.168 personas se han visto beneficiadas.
- Hay una cobertura promedio del 67,8 por ciento.

de pensar. Al principio no fue fácil vender el programa, la gente no lo quería, porque sentían que eso no les servía. Sin embargo, fue un proceso interesante: después de que la gente comenzó a ver los resultados se animó", dice Alejandro.

Equión hace seguimiento permanente al proyecto con el Minuto de Dios cada 8 ó 15 días, cuando se reúnen las condiciones del programa, para realizar los ajustes que sean necesarios. Ellos se encargan de atender vereda por vereda, y el trabajo del Minuto de Dios va hasta el último rincón de cada una, sin importar las condiciones climáticas o los problemas de orden público. La corporación tiene el compromiso de llegar a cualquier rincón de las áreas de operación de Equión.

Para José Antonio, Presidente de la JAC de la vereda Cagüi Milagro, este es un programa exitoso; la comunidad está conforme con el proyecto, y cada año esperan poder participar para mejorar su vivienda. ACP

do. Estas medidas pretenden cuidar los recursos del fondo para hacerlo rentable y sostenible, pues todos los ingresos que se generan con los intereses de los préstamos se reinvierten en el mismo, para aumentar el capital semilla y generar más recursos para otras familias.

Alejandro Rodríguez, quien hace parte del grupo de gestión social de Equión, manifiesta que "para tener una vivienda digna, cada beneficiario debe tener al menos tres facetas de mejoramiento; es decir, debe tener la oportunidad de que nosotros lo subsidiemos tres veces. Esto lo puede lograr en seis años, pues de acuerdo con la cantidad de dinero que nosotros damos y el número de familias, cada dos años estamos haciendo un aporte a cada una, y hemos visto que al término de este tiempo ellos pueden tener una vivienda digna".

"Hay casas que están en muy malas condiciones, y desafortunadamente algunos creen que uno no puede vivir mejor de lo que vivían sus papás. Por eso, hemos trabajado en cambiar ese tipo de creencias en las personas y mostrar otra forma





Inversión social para un futuro sostenible

Un modelo de Responsabilidad social de la industria petrolera empodera a las comunidades para que promuevan el desarrollo económico de sus regiones.

Lucas Sepúlveda, habitante de San Martín (Departamento del Cesar), solía creer que no era posible que su comunidad participara activamente en los programas que las compañías petroleras adelantaban en su región. “Vivíamos un poco rezagados porque no teníamos la información y muchos se aprovecharon de eso”, sostiene.

Sin embargo, esta creencia cambió para Lucas y otros 100 líderes comunitarios quienes en 2011 optaron por participar en el diplomado “Formación de gestores de desarrollo: educación y liderazgo para un futuro sostenible”.

Lo que más nos entusiasmó, sostiene Lucas, fueron sus temáticas pensadas para mejorar las condiciones de vida de la gente, mediante espacios de participación y discusión en temas sociales, culturales, coyunturales y políticos, entre otros.

Apuestas como éstas preparan a los líderes para que se apropien de los procesos de desarrollo que impulsan el cambio social y cultural, además de trabajar mancomunadamente con autoridades locales y nacionales en la construcción de soluciones a las necesidades de sus comunidades.

Una apuesta formativa innovadora

La formación de gestores de desarrollo inició en 2010 de la mano de Petróleos del Norte (Petronorte), compañía que le apuesta a la inversión social desde una óptica diferente. Por un lado, promueve la formación de líderes comunitarios y la participación activa de éstos en la formulación de proyectos orientados a satisfacer las necesidades de la comunidad en temas de infraestructura, salud, saneamiento básico, educación y generación de empleo. Y por otro lado, la empresa acompaña la gestión de éstos proyectos desde la formulación hasta su desarrollo.

Haciendo referencia a la promoción de la formación de líderes comunitarios, el diplomado "Formación de gestores de desarrollo: educación y liderazgo para un futuro sostenible" busca formar a la comunidad en temas como gestión de proyectos de desarrollo, derechos humanos, resolución pacífica de conflictos, pedagogía de valores, justicia comunitaria y organización del Estado colombiano.

Proyectos como éstos responden a una visión de gestión social que busca mantener un diálogo permanente con las comunidades de las áreas de influencia de las operaciones petroleras. El acercamiento permite gestionar visiones de desarrollo mutuo entre la comunidad y la empresa. Pero, además, rescata la importancia de trabajar de la mano de las entidades del Estado en la solución de necesidades de la sociedad.

También, busca que la operación petrolera se desarrolle en un marco de respeto por el entorno y los principios de convivencia, generando capital social entre los habitantes de las áreas de operación.

La implementación del diplomado se fundamenta en la idea de que el desarrollo sostenible debe estar orientado a resolver las necesidades del presente, sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

Esta concepción de gestión social y desarrollo sostenible fue el punto de partida de Petronorte para encaminarse a formar madres comunitarias, docentes, funcionarios de las alcaldías, líderes juveniles, policía comunitaria y demás actores de las comunidades. La formación se convirtió en la principal línea de gestión social de la compañía.





Formación de gestores para el desarrollo.

Al tiempo que comenzaron a dictarse los módulos del diplomado, varios líderes comunitarios se sintieron motivados a formular proyectos orientados a mejorar las condiciones de vida de sus comunidades. Ejemplo de ello fue la campaña para sensibilizar a los habitantes del corregimiento de Puerto Oculto (Cesar) sobre cuidado del agua, el cambio climático, manejo de los residuos peligrosos, construcción de huertas caseras, entre otros. Esta actividad finalizó con la siembra de más de 300 árboles que han ido creciendo bajo el cuidado de los habitantes de esta población.

Una visión de largo alcance para lograr un desarrollo sostenible

Emprender esta iniciativa no es fácil, reconoce Petronorte, dado que el



gran objetivo es formar a la comunidad para que construya su propio futuro. Por eso mismo, la formación de gestores de desarrollo es una apuesta para contribuir a la participación activa de líderes que ayuden a acelerar el desarrollo social en sus regiones.

Nilsa Rossana García, gerente de Sostenibilidad de Petronorte, cuenta que tardaron un año visitando a las comunidades, convenciéndolas sobre el cambio en la inversión social e invitándolas a soñar. En un inicio, afirma Nilsa, la comunidad pedía sólo cosas tangibles como casas, escuelas, centros de salud, carreteras, entre otras. “Este tipo de obras son importantes, pero como nosotros no vamos a estar siempre en la zona, nos interesa enseñarle a la gente a gestionar recursos a través de proyectos”.

Para convencerlos del valor de este enfoque, la empresa llevó un mensaje motivador: “Todo lo que usted sueñe lo puede hacer realidad, sólo depende de cada uno”, comenta Nilsa. Además, agrega, la compañía transmite a la comunidad que no está sola, ellos y sus instituciones socias están para acompañarlos en los procesos.

La compañía transmite a la comunidad que no está sola, ellos y sus instituciones socias están para acompañarlos en los procesos.

Para los líderes comunitarios, el diplomado les ayuda a priorizar los intereses colectivos por encima de los individuales, y tener claridad para identificar resultados que aporten a satisfacer necesidades de sus entornos.

En muchas ocasiones la comunidad prefiere recibir ayudas tangibles e inmediatas que son fundamentales. Sin embargo, esta iniciativa logra que la gente le apueste a un proyecto diferente donde las personas no son solamente beneficiaras pasivas, sino constructoras activas de soluciones. La tarea entonces, está en enseñar cuáles son las herramientas necesarias para que puedan gestionar por sí mismos los proyectos.

Julio Acelas, coordinador del diplomado, menciona que “en algunas zonas había mucha resistencia frente al proyecto; la gente nos recalcaba que necesitaba trabajo, no cursos, pero a pesar de eso arrancamos y la vinculación de la población fue positiva”.

Fueron muchas las dificultades encontradas en el proceso, pero los resultados ya comienzan a dar frutos. Un grupo de estudiantes formularon un proyecto para acceder a los subsidios de vivienda de interés social rural que ofrece el Banco Agrario. Con estos recursos podrán realizar obras de mejoramiento y saneamiento básico que beneficiarán a sesenta familias del corregimiento La Llana en San Alberto, (Cesar) que carecen de seguridad habitacional.

El proyecto de los estudiantes permitirá que estas familias puedan

Las condiciones de vulnerabilidad para las personas no solamente se expresan en una baja cobertura de servicios básicos, sino también en altas tasas de población en condición de desplazamiento forzoso, presencia de grupos armados ilegales, entre otros factores.



resolver los problemas estructurales de sus viviendas, en aspectos como mejoramiento de cimientos y muros. También, que puedan superar las carencias en los sistemas de alcantarillado en los baños, cocinas, pisos y resolver las situaciones de hacinamiento crítico, donde habitan más de tres personas por cuarto.

Un modelo para instaurar los verdaderos cimientos del desarrollo

Petronorte opera en la Cuenca de Magdalena Medio y sus áreas de operación se ubican en Santander y Cesar . En ambos departamentos los índices de necesidades básicas insatisfechas son altos. Mientras que en Santander el 22 por ciento de la población tiene necesidades básicas insatisfechas, en César es de 45 por ciento, de acuerdo con el Departamento Nacional de Planeación (DNP). Estas cifras contrastan con Bogotá, donde el nueve por ciento de la población tiene sus necesidades básicas insatisfechas.

Las condiciones de vulnerabilidad para las personas no solamente se expresan en una baja cobertura de servicios básicos, sino también en altas tasas de población en condición de desplazamiento forzoso, presencia de grupos armados ilegales, entre otros factores.

Contextos con estas características hacen que cobre gran sentido el enfoque de gestión social que implementan las empresas petroleras, fundamentado en el trabajo mancomunado entre las empresas, la población y las autoridades locales. Es así como construyen tejido social, desarrollan la ciudadanía y, en últimas, crean los cimientos sólidos del desarrollo.

Cuando la gestión social se interesa en formar capital social, se fortalecen los espacios de construcción colectivos para atender realmente las necesidades e intereses de los principales beneficiarios.

El modelo de gestión social de Petronorte representa los avances de la industria petrolera en el diseño y desarrollo de programas sociales que contribuyen a mejorar el panorama social y la visión de futuro de las comunidades.

¿Qué queda de esta apuesta formativa?

Proyectos como el diplomado de formación de gestores de desarrollo no son procesos fáciles, debido a su complejidad, perspectiva de largo plazo, diversidad de intereses y grandes necesidades en las comunidades. Sin embargo, lo importante es que la formación de líderes se logre materializar en proyectos con una visión colectiva de futuro, que puedan gestionar recursos de diferentes entidades y desarrollarse en el mediano plazo, para evidenciar de esta manera que el auto-desarrollo social sostenible es posible si las comunidades se trazan sus metas y cuentan con las herramientas para alcanzarlas.

El firme compromiso de Petronorte permite dar a conocer y valorar iniciativas innovadoras que generan una reflexión pública sobre cuál debe ser el papel de la responsabilidad social de las empresas y la importancia de apostarle a que la generación de valor social sea sostenible en el tiempo y vaya más allá de inversiones puntales asistenciales. Para que esta estrategia funcione se requiere de un esfuerzo tripartito: comunidad-Estado-empresa donde los resultados son positivos para todas las partes: una comunidad más empoderada e independiente que empieza a mejorar su calidad de vida, un Gobierno que encuentra aliados para su gestión y una empresa que participa activamente del crecimiento de la región donde se encuentra operando. ACP

1 UNIT-ISO 26000:2010, "Guía de Responsabilidad Social". Instituto Uruguayo de Normas Técnicas, p. 4.

2 Las zonas de influencia de Petronorte (veredas y corregimientos): San Rafael, Papayal, La Válvula y Los Chorros, del municipio de Rionegro, en Santander. En el departamento del Cesar se encuentra Morrison, del municipio Río de Oro. En el municipio de San Alberto: La Llana, Tendidos y Tres Esquinas. Y el casco urbano de San Martín, Cesar.

V Colombia Oil and Gas Investment Conference 2012



La ANH realizó la quinta versión de su Congreso Anual en Cartagena, durante los días 17, 18 y 19 de octubre. Importantes empresas privadas del sector expusieron su experiencia, buenas prácticas y perspectivas del presente y futuro del desarrollo de hidrocarburos en el mundo y en Colombia.

Los asistentes tuvieron la oportunidad de escuchar a conferencistas como Stephen Greenleen, presidente de ExxonMobil Exploration Company; Ronald Pantin, CEO de Pacific Rubiales; Dana Coffield, CEO de Gran Tierra; Robin Hamilton, gerente de Nuevos Negocios para Onshore Américas de Shell, y Álvaro Rocero Baena, director ejecutivo para el Caribe de Repsol, entre otros.

Homenaje a ministros



La ACP y sus empresas afiliadas ofrecieron un coctel en el Club El Nogal, para darle la bienvenida al nuevo ministro de Minas y Energía, Federico Renjifo Vélez, y de reconocimiento al doctor Mauricio Cárdenas Santa María, ministro de Hacienda y Crédito Público, por la labor cumplida al frente de la cartera de Minas y Energía.

El doctor Cárdenas, actual ministro de Hacienda y Crédito Público, manifestó su gratitud y complacencia con el sector y los objetivos alcanzados, y expresó: “Los felicito por el gremio, por el liderazgo, por su junta y por su Presidente, porque es un gremio que tiene una gran capacidad de adaptación e innovación”.

Al evento asistieron congresistas, altos funcionarios del Gobierno Nacional, embajadores, presidentes y representantes de compañías afiliadas a la ACP e importantes personalidades del sector de hidrocarburos.

Al 100X Por Mí: La Fundación Terpel presentó los ganadores del concurso *Diseña el Cambio*



Innovación, creatividad, impacto social y producción de un cambio sostenible, fueron los criterios que se evaluaron para la selección de los cinco proyectos ganadores del concurso *Diseña el Cambio.* La Fundación Terpel, el pasado 25 de octubre, reafirmó su compromiso con Colombia como un aliado de la educación y la promoción del liderazgo, con su programa al 100xmí, al contribuir en la formación de líderes que impulsan el crecimiento económico del país.

Instituciones educativas de Cúcuta, Montería, Bogotá y Pereira lograron ubicarse dentro de los cinco mejores proyectos del país y fueron premiadas en una ceremonia que se realizó en el Museo de los Niños. Durante el evento, se contó con la participación de jurados como Jorge Alfredo Vargas, periodista, Nohora Elizabeth Hoyos, directora de Maloka; María Isabel Arango, Fundación Empresarios por la Educación; Lucía León, representante del Ministerio de Educación Nacional y Sylvia Escovar, Presidente de Terpel.


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