

# COLOMBIA ENERGÍA

LA REVISTA DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA COLOMBIANA

1. Las perspectivas de la industria petrolera **para incrementar la producción.**
2. Costa afuera, **oportunidades en el mar profundo.**
3. El potencial impacto de **la reforma tributaria en la industria energética.**



Edición N° 15

ISSN 2322-794X



## RECOBRO MEJORADO, UNA MIRADA A ESTA INNOVADORA ALTERNATIVA

Ante la situación de la industria hidrocarburífera y como una forma de optimizar los recursos, las empresas le apuestan a nuevas alternativas que permiten lograr un aumento en la producción de los yacimientos.

# En **INTERCOLOMBIA** transportamos energía. Por Colombia

Recorremos el territorio orgullosos de contribuir al desarrollo de las regiones  
y al mejoramiento de la calidad de vida de sus habitantes.



EMPRESA DE ISA DEDICADA  
AL TRANSPORTE DE ENERGÍA EN EL PAÍS  
[www.intercolombia.com](http://www.intercolombia.com)

**isa** INTERCOLOMBIA



Fuente: archivo.

## **Pág. 16** **Recobro mejorado, una opción innovadora para el sector petrolero**

Ante la situación de la industria hidrocarburífera y como una forma de optimizar los recursos, las empresas le apuestan a nuevas alternativas que permiten lograr un aumento en la producción de los yacimientos.

### **Pág. 14**

#### **Los diferentes actores deben sumar esfuerzos para incrementar la producción**

El vicepresidente de Desarrollo y Producción de Ecopetrol, Héctor Manosalva, dialogó con **Colombia Energía** sobre la perspectiva actual de producción de la principal empresa del país. En esta entrevista habla sobre el papel del recobro en la estrategia de la petrolera, así como sobre los diferentes aspectos y consideraciones que este proceso conlleva.

### **Pág. 21**

#### **Dilema sectorial: ¿autosuficiencia energética o importación de petróleo?**

Los actores de la industria petrolera y la nación en general no pueden pasar por alto el limitado horizonte en materia de reservas. En un contexto marcado por la incertidumbre y precios bajos, aumentar el factor de recobro se presenta como una opción importante para incrementar nuestras reservas y dinamizar la producción.

### **Pág. 24**

#### **Negocios**

Conozca los principales movimientos y estrategias de las empresas del sector energético local durante el último trimestre para mejorar su posición en el mercado.

### **Pág. 28**

#### **El potencial de la autogeneración eléctrica**

Los altos costos de la generación en lugares remotos representan un desafío para las empresas que desarrollan sus actividades en zonas apartadas. Para suplir sus necesidades las compañías están encontrando en la generación autónoma de energía una solución útil y amigable con el medio ambiente.

### **Pág. 30**

#### **Impacto de los sistemas de bombeo multifásico en el factor de recobro**

Los desafíos de la industria petrolera han llevado a que cada vez sea de mayor importancia el desarrollo y la aplicación de tecnologías que permitan hacer un uso más racional y eficiente de los recursos. Entre las nuevas tecnologías para incrementar el factor de recobro y simplificar la infraestructura de superficie se destaca el bombeo multifásico.

### **Pág. 38**

#### **Infraestructura sostenible: ¿moda o necesidad?**

En un mundo con una población en continuo crecimiento y mayores exigencias sobre los limitados recursos con los que contamos, es necesario que la sostenibilidad se extienda más allá del ámbito industrial. Colombia debe cumplir con los compromisos ambientales adquiridos.



Fuente: archivo.

A partir del articulado que presentó el Gobierno Nacional al Congreso a finales de octubre, conviene evaluar el impacto que la reforma tributaria podría tener sobre la industria energética. Este texto hace referencia a los principales asuntos tratados, así como los efectos para el sector.

**Pág. 40**

## **Energías renovables, una tendencia mundial que llegó para quedarse**

La creciente inversión en energías renovables en el mundo, incluidos los países de América Latina, denotan que las energías renovables son una realidad y se extienden con el tiempo. En Colombia hay un alto potencial para estas fuentes de energía, que servirían para dinamizar el crecimiento, sobretodo de las zonas más apartadas del país.

**Pág. 48**

## **Inyección polimérica, un proceso clave para incrementar los factores de recobro**

En un marco caracterizado por la caída del precio del petróleo y los recortes de presupuesto, pero con la necesidad de aumentar la producción, la inyección de polímeros surge como una opción para aumentar las reservas que requiere el país. A continuación un recuento de sus ventajas y un análisis de su aplicabilidad en Colombia.

**Pág. 42**

## **Nanotecnología en la industria del petróleo y gas: un tema de apropiación**

A pesar de cierta resistencia a la implementación de la nanotecnología en la industria hidrocarburífera, su aplicación práctica es una realidad. Es hora de que el sector aproveche e impulse los avances tangibles que ya se evidencian.

**Pág. 50**

## **Viabilidad de recobro mejorado térmico en el campo de crudo extrapesado Capella**

El crudo extra pesado del campo Capella es un buen ejemplo de las posibilidades de recobro mejorado aplicando inyección de vapor y así aumentar el factor de recobro, y con ello las reservas recuperables. En este artículo se presentan los resultados de un programa piloto en la etapa temprana de desarrollo del campo.

**Pág. 44**

## **Servicios**

La llegada de nuevos proveedores e importantes inversiones para competir en el mercado colombiano incrementan la oferta para suplir la creciente demanda de las empresas vinculadas al sector extractivo.

**Pág. 52**

## **Sostenibilidad**

Los esfuerzos de las empresas por minimizar el impacto en el medio ambiente y progresar sin afectar negativamente su entorno se han convertido en una constante. Entérese sobre los detalles con respecto a estos proyectos en esta sección.

# Colombia

Un mar de Oportunidades



#CostaAfuera

Avenida Calle 26 No. 59 - 65 Piso 2 • Teléfono PBX: (57+1) 593 17 17  
Edificio de la Cámara Colombiana de Infraestructura  
Bogotá, D.C. - Colombia  
info@anh.gov.co - www.anh.gov.co



## Pág. 56 Costa afuera, oportunidades en el mar profundo

Fuente: archivo.

El inexplorado potencial de los mares colombianos se presenta como la gran esperanza del sector petrolero nacional. Si bien todavía hay un importante camino por recorrer, la industria ha avanzado en materia de tecnología, conocimientos adquiridos y un marco regulatorio favorable.

### Pág. 62

#### El segmento costa afuera requiere tecnología de punta y personal altamente capacitado

El Gobierno ha definido un marco favorable para el crecimiento del sector costa afuera en Colombia. Las particularidades y exigencias de este segmento ofrecen oportunidades para los proveedores de servicios interesados en consolidar la industria *offshore*.

### Pag. 64

#### Reducción de espaciamiento con perforación de relleno, una alternativa para maximizar la productividad

En un marco complejo en el cual las compañías buscan optimizar la producción, surgen alternativas que sirven el doble propósito de maximizar la producción hidrocarburífera y reducir el impacto ambiental de la industria extractiva.

### Pag. 66

#### Energías renovables

Las iniciativas verdes de las compañías confirman el interés que hay en el país por encontrar alternativas de desarrollo de leve impacto. Conozca más sobre los esfuerzos de las empresas en pro de la sostenibilidad energética.

### Pág. 68

#### Vida energética

En esta edición conozca el sabor del mar que se toma a Bogotá con el restaurante El Kilo.

### Pág. 70

#### Agenda

Es el punto de referencia para estar al tanto de las próximas conferencias, convenciones y talleres relacionados con las industrias extractiva y energética.

### Pág. 72

#### Gente

Información sobre los principales eventos del sector minero-energético. Torneo de Golf Acipet 2016, Foro Colombia Energía: *Offshore Forum - Exploration and Development with the Norwegian Experiences*.



*La revista Colombia Energía y su casa editorial  
Upstream Group S.A.S. con el respaldo de la  
Real Embajada de Noruega tuvieron el gusto  
de convocar a los empresarios de la industria  
energética colombiana en el foro Colombia  
Energía denominado:*

*Offshore Forum - Exploration and  
Development with the Norwegian Experiences*

*Este fue un espacio de debate y discusión donde  
diferentes líderes se dieron cita para profundizar  
sobre los temas que ocupan a los actores de esta  
industria*

*A todos, gracias por su confianza en este espacio  
desarrollado para ustedes.*

*¡Los esperamos en la segunda edición!*

# Créditos

## DIRECTORA

Claudia Patricia Bedoya Rios  
claudia.bedoya@upstream.com.co  
+57 (319) 260 5271

## EDITOR

Julio César Belalcázar  
jbelalcazar@colombiaenergia.com

## EQUIPO EDITORIAL

Ana María Carvajal  
Aristobulo Rojas

## DIRECTORA COMERCIAL Y RELACIONES PÚBLICAS

Paula Pachón Rozo  
ppachon@colombiaenergia.com  
+57 (311) 562 8015  
+57 (310) 759 4478

## EJECUTIVA COMERCIAL

Carolina Ballesteros  
carolina.ballesteros@upstream.com.co  
+57 523 5851

## DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Andrés Bernal Castillo  
andres.bernal@upstream.com.co

## COMMUNITY MANAGER

Rafael Reyes  
rafael.reyes@upstream.com.co

## ADMINISTRACIÓN

Yury Villamil  
contabilidad@upstream.com.co  
+57 (1) 523 5852

## IMPRESIÓN

Legis

## SUSCRIPCIONES

suscripcion@colombiaenergia.com

## EDITORIAL

editorial@colombiaenergia.com

## PUBLICIDAD

publicidad@colombiaenergia.com

## UPSTREAM GROUP

Calle 125 # 7C-77, piso1 - Bogotá D.C.  
+57 (1) 523 5851  
www.colombiaenergia.com

# COLOMBIA ENERGÍA

LA REVISTA DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA COLOMBIANA



## UPSTREAM S.A.S

Todos los derechos reservados  
prohibida reproducción parcial o total  
sin autorización expresa de Upstream



**AUMENTE  
EL FACTOR DE  
RECOBRO EN  
SUS VIEJOS POZOS  
DE PETRÓLEO  
CON SISTEMAS DE  
BOMBEO MULTIFASE DE  
COLFAX FLUID HANDLING  
HASTA 100% GVF**

Nuestros sistemas de bombeo multifase de doble tornillo pueden dar nueva vida a sus pozos maduros de petróleo, permitiendo aumentar la producción hasta en un 70%, extender la vida de los pozos ocho años y disminuir los costos de operación.

Para mayor información: [Andres.Blanco@colfaxfluidhandling.com](mailto:Andres.Blanco@colfaxfluidhandling.com)  
(+57) 317 62 44 720  
[colfaxfluidhandling.com/multifase](http://colfaxfluidhandling.com/multifase)

**AUMENTE LA PRODUCCIÓN  
DE PETRÓLEO**

HASTA EN UN

**70%**

**COLFAX**<sup>®</sup>  
Fluid Handling  
REDEFINING WHAT'S POSSIBLE

ALLWEILER<sup>®</sup> HOUTTUIN<sup>™</sup> IMO<sup>®</sup>  
LUBRITECH<sup>®</sup> SICELUB<sup>®</sup> WARREN<sup>®</sup>

# COLOMBIA ENERGÍA

LA REVISTA DE LA INDUSTRIA ENERGÉTICA COLOMBIANA

## *Innovación y mejores prácticas, dínamo del sector energético*

Un panorama más alentador se vislumbra con la reciente estabilización del precio del barril de petróleo entre US\$45 y US\$55, un rango que hace viable múltiples operaciones petroleras a lo largo del país. En este escenario las empresas deberían mantener las buenas prácticas financieras para garantizar el futuro del sector hidrocarburífero en el largo plazo y dejar atrás los errores que han conllevado a la fragilidad financiera de algunos actores.

Además de la austeridad que, por ejemplo, se evidenció con los recortes en Ecopetrol y que ascienden a \$1.6 billones de pesos, la industria minero-energética debe reinventarse y procurar por la innovación constante. Es así como las novedades tecnológicas y las diferentes iniciativas para aumentar el factor de recobro, que son ampliamente cubiertas en esta edición de **Colombia Energía**, adquieren mayor relevancia.

El progreso tecnológico y las mejores prácticas empresariales en el escenario internacional son, desde nuestra perspectiva, los mejores antidotos en un marco de precios desfavorable y la única manera de garantizar la sostenibilidad de la industria del sector de *Oil & Gas* en el mediano plazo. Sobre todo, ahora que el Gobierno ha adquirido vinculantes compromisos internacionales para reducir el impacto actual en

el cambio climático y la diversificación de la matriz energética, con una mayor participación de las fuentes renovables, se convierte en una realidad.

En **Colombia Energía** estamos convencidos que los encuentros que favorecen el intercambio de ideas son el escenario ideal para consolidar un sector energético más dinámico y responsable, y para dar solidez a nichos que requieren especial atención como el segmento *offshore*. De acuerdo con esta perspectiva, recientemente se llevó a cabo el primer foro **Colombia Energía**. Esperamos que este evento se convierta en un espacio de debate y discusión donde los diferentes líderes de la industria definan un futuro promisorio y estable para el sector energético.

En su primera versión y con el apoyo de la Real Embajada de Noruega, así como con el patrocinio de Ecopetrol, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Campetrol, los empresarios y las organizaciones que creen en el segmento *offshore* hicieron parte del *Offshore Forum – Exploration and Development with the Norwegian Experiences*, un espacio creado especialmente para este nicho. Esperamos que este sea el primero de muchos eventos de estas características en los que se impulse la innovación, las mejores prácticas empresariales y los avances tecnológicos que le van a dar un mayor dinamismo a la economía colombiana. ●



■ Julio César Belalcázar Santodomingo ■

*En el 2017 en **SPE Colombian Section** cumpliremos **50 años**  
sirviendo al crecimiento de la comunidad científica de nuestra  
industria de petróleo y gas*

*Desde ya prepárate para celebrar con nosotros*

*50 Años*



**Colombian Section**

Para estar enterado de nuestros eventos buscanos en redes sociales con el hashtag

**#PrográmateConSPE**

O escribe a:

**administracion@spe.org**  
**presidencia@spe.org**

# Colaboradores

---

## ■ *Andrés Blanco, gerente para Colombia de Colfax Fluid Handling*

Ingeniero mecánico con especialización en Gerencia, el Sr. Blanco ha desarrollado su carrera por más de quince años en empresas multinacionales de servicios petroleros. A lo largo de su trayectoria se ha enfocado en incorporar nuevas tecnologías y optimizar procesos de producción, refinación y transporte de hidrocarburos en Latinoamérica.

---

## ■ *Camilo A. Franco, profesor asistente del Departamento de Procesos y Energía de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín*

El Sr. Franco es Ph.D. y combina su trabajo académico en la Universidad Nacional de Colombia (sede Medellín) con la labor que desempeña en el grupo de investigación en Fenómenos de Superficie – Michael Polanyi. Ha dedicado su actividad profesional e investigativa por más de cinco años al uso de la nanotecnología en la industria del petróleo y gas. Es autor de más de 30 artículos en revistas especializadas.

---

## ■ *Carlos Miguel Chaparro Plazas, socio de PwC*

Abogado tributarista con amplia experiencia profesional, el Sr. Chaparro es socio de PwC y actualmente lidera la práctica fiscal para industrias extractivas en Colombia. PwC es una de las firmas de consultoría más destacadas a nivel global y la firma de servicios profesionales más grande del mundo.

---

## ■ *Carlos Lozano, presidente de Mecánicos Asociados (MASA) y Stork LATAM*

MASA y Stork en América Latina están lideradas por el Sr. Lozano, ingeniero mecánico de la Universidad Nacional de Colombia, quien cuenta con una larga trayectoria en el sector de *Oil & Gas*. Entre las iniciativas en las que ha participado el ingeniero Lozano se destacan importantes proyectos *offshore* y en tierra con positivos resultados para las empresas involucradas.

---

## ■ *Catalina Gómez, gerente de Cadena de Valor de Infraestructura en Dow Química*

Ingeniera química de la Universidad de los Andes con un Máster en Negocios Internacionales de la Universidad de Grenoble (Francia), se desempeñó como líder de área de *New Business Development de Dow Química*, antes de dirigir la Cadena de Valor de Infraestructura de la empresa. La Sra. Gómez cuenta con experiencia en desarrollo de nuevos negocios, planeación estratégica y creación de nuevos productos en una carrera de más de cinco años en Dow Química.

---

## ■ *Cirilia Albornoz, ingeniera senior de Yacimientos en Lewis Energy*

La Sra. Albornoz cuenta con un M.Sc. en Ingeniería Química de la Universidad Simón Bolívar de Venezuela y una especialización en Yacimientos. Tiene más de 15 años de experiencia en la industria petrolera y se ha desempeñado como ingeniera de yacimientos en exploración y desarrollo en Colombia y Venezuela para compañías como PDVSA, Emerald Energy y Pacific Rubiales. Recientemente trabaja en proyectos de campos de gas y gas condensado para Lewis Energy Colombia.

---

## ■ *Jim Chisholm, director del Departamento de Caracterización de Yacimientos y Servicios Integrados de Sproule Associates Ltd.*

El Sr. Chisholm dirige el área de Sproule Associates Ltd. a cargo de definir una visión empresarial basada en la aplicación de principios sólidos en geociencias e ingeniería de yacimientos. Jim ha trabajado en Sproule desde el año 2006 y anteriormente trabajó con una empresa internacional de servicios en las áreas de evaluación de yacimientos y operaciones de campo.

---

■ **Juan Carlos Ramón, gerente general de LV Ingeniería**

Geólogo de la Universidad Industrial de Santander, con un Máster en Geofísica y Doctorado en Geología del Colorado School of Mines (EE.UU.), el Sr. Ramón cuenta con 25 años de experiencia en la industria petrolera. Ha colaborado con Hocol, Ecopetrol, BP y Emerald Energy. Además es profesor de postgrado en la Universidad Industrial de Santander y en la Universidad Nacional. Actualmente Juan Carlos se desempeña como gerente general del LV Ingeniera.

---

■ **Juan Severiche, analista de mercado para el área de Business Development de ILF Consulting Engineers**

Ingeniero de petróleos de la Universidad de América, se ha desempeñado en empresas como Acciones y Valores, en calidad de analista de la industria de petróleo y gas. Actualmente Severiche trabaja en el área de *Business Development* de ILF Consulting Engineers, enfocado en el desarrollo de nuevos negocios y la incursión de la empresa en mercados estratégicos.

---

■ **Marcela Bejarano Fernández, gerente de AB Consultores**

Cuenta con amplia experiencia en el sector público, desempeñándose, entre otros, como secretaria privada del Ministerio de Transporte entre 2010 y 2011, y posteriormente trabajó en el mismo cargo en el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Desde 2013 ha sido consultora de destacadas empresas como la compañía brasileña Odebrecht y la Federación Nacional de Departamentos.

---

■ **Rafael E. Hincapie, desarrollador de Negocios en Latinoamérica y el Caribe de HOT Reservoir Solutions GmbH**

Hincapie está a cargo de la incursión de HOT Reservoir Solutions en América Latina y se desempeña como investigador asistente en el área de Recuperación Mejorada en la Universidad Técnica de Clausthal (Alemania). En su formación cuenta con un doctorado en Ingeniería de Petróleo y una maestría en Extracción de Crudos. Además tiene más de diez años de experiencia en el área petrolera, así como más de quince publicaciones técnicas.

---

■ **Rubén Darío Lizarralde, presidente ejecutivo de la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros (Campetrol)**

Abogado especialista en Derecho Laboral por la Universidad Javeriana y magíster en Gerencia por la Universidad de Miami (EE.UU.), durante el primer gobierno del presidente Juan Manuel Santos fue ministro de Agricultura y Desarrollo Rural. Desde septiembre del 2014, Lizarralde asume la Presidencia de la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros (Campetrol), entidad que agremia a empresas nacionales e internacionales del sector de los hidrocarburos.

---

# Los diferentes actores deben sumar esfuerzos para incrementar la producción

*El vicepresidente de Desarrollo y Producción de Ecopetrol, Héctor Manosalva, dialogó con Colombia Energía sobre la perspectiva actual de producción de la principal empresa del país. En esta entrevista habla sobre el papel del recobro en la estrategia de la petrolera, así como sobre los diferentes aspectos y consideraciones que este proceso conlleva.*



Fuente: Ecopetrol.

**Héctor Manosalva Rojas**  
Vicepresidente de Desarrollo y Producción de Ecopetrol

**H**éctor Manosalva es ingeniero de petróleos de la Universidad de América, con especializaciones en Finanzas de la Universidad EAFIT, y Alta Gerencia y Administración de la Universidad de los Andes. Ingresó a Ecopetrol en 1986 y desde entonces ha ocupado diferentes posiciones en la empresa, como jefe de Planeación, gerente de la Regional Sur, director de Responsabilidad Integral, gerente de la Regional Central, y consejero de la Presidencia de la República para la Protección de la Infraestructura Energética.

*¿Cómo ha evolucionado el recobro en el país y qué papel ha tenido en la producción petrolífera?*

En Colombia se han desarrollado alrededor de 24 proyectos comerciales de recobro secundario. Sin embargo, el recobro terciario o recobro mejorado había tenido un desarrollo incipiente antes del año 2009, limitándose a inyecciones cíclicas de vapor en campos de crudo pesado de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, inyecciones cíclicas de CO<sub>2</sub> en Campo Galán y Campo Llanito y, más recientemente, inyección de agua mejorada en campos como San Francisco, Casabe y Yariguí.

El factor de recobro promedio de Colombia es aproximadamente de 19%, y alrededor del 90% de los campos petrolíferos del país se encuentran todavía produciendo en su etapa primaria. Aproximadamente el 88% de la producción proviene de producción primaria, el 11% de producción secundaria y menos del 1% corresponde a la terciaria.

**En Colombia se han desarrollado alrededor de 24 proyectos comerciales de recobro secundario.**

*¿Desde hace cuánto se implementa el recobro en nuestros campos? ¿Y como ha evolucionado este proceso en la labor que ha desempeñado Ecopetrol?*

En Colombia la historia del recobro inició en 1928 con la inyección de gas en el campo Infantas, posteriormente en 1957 Ecopetrol comenzó la inyección de agua en el campo La Cira y dos años después

en Tibú. La inyección de vapor para desarrollar crudos pesados tuvo lugar en 1965 en el campo Cocorná (Texas Petroleum) y la inyección de gas para mantenimiento de presión inició en el Campo Provincia (Esso Colombiana) en la década de los 70.

Ecopetrol viene desarrollando e implementando una estrategia de evaluación del potencial de recobro en sus activos, para visualizar las tecnologías de recobro aplicables a los campos más importantes, estudiando su aplicación a nivel conceptual y experimental, así como determinando la factibilidad de masificación de dichas tecnologías a través de la implementación de pilotos estratégicos. Estos pilotos permiten evaluar los riesgos y las incertidumbres asociadas a la aplicación de dichas tecnologías y visualizar las opciones de masificación de los mismos, que apalanquen el desarrollo sostenible de las reservas de dichos activos.

En la última década, Ecopetrol ha adelantado estudios de inyección de agua, gas y agua mejorada y recobro térmico en cerca de 30 de los campos más importantes del país. Además viene realizando pilotos a nivel de campo en 24 activos, con el fin de visualizar los recursos y reservas que pue-

den incorporarse a través de las diferentes tecnologías de recobro para apalancar las metas de producción a futuro.

### *¿Cuál es el plan para incrementar la producción de acuerdo con la estrategia propuesta para 2020?*

El plan es cumplir con la ejecución de los proyectos que se encuentran avalados a 31 de diciembre de 2015 en los balances de reservas probadas de Ecopetrol, y que corresponden a la ejecución de proyectos de desarrollo primario en los campos Rubiales, Pauto, Castilla, Caño Sur y Quifa, entre otros.

A su vez, se va a continuar con el desarrollo secundario en los campos Tibú, Casabe, Yariguí, La Cira-Infantas y Dina Cretáceo, entre otros, así como el desarrollo terciario (inyección cíclica y continua de vapor) en los campos de la asociación Nare y Teca-Cocorná.

Existen expectativas adicionales de crecimiento que nos pueden llevar el factor recobro al 29% para el año 2030, con la adición de reservas no probadas y recursos contingentes de potenciales proyectos que están hoy en etapa de evaluación.

### *¿Por qué es tan difícil incrementar el factor de recobro en los campos del país?*

Existen campos en Colombia que han superado el 36% de factor de recobro, otros no lo han hecho aún, pero tienen la potencialidad de hacerlo a medida que se continúe con su explotación. Pero es importante mencionar que un gran porcentaje de la producción de Colombia proviene de campos de crudo pesado y extra pesado, por lo tanto alcanzar el 36% de factor de recobro en campos de estas características, si bien no es imposible, es un gran desafío. La aplicación eficiente de tecnologías como la inyección de agua, agua mejorada, vapor y aire contribuyen a lograr factores de recobro cada vez más altos permitiendo así elevar los límites técnicos de recobro de los yacimientos.

### *¿Cuál cree usted que debe ser el aporte del Gobierno, el sector privado, la academia y Ecopetrol para incentivar el recobro en Colombia?*

La acción del Gobierno colombiano, así como ocurre en otros países, es clave para fomentar y estimular la actividad del recobro, sobre todo en escenarios de precios bajos del crudo como el actual. Existen ejemplos de países que han implementado distintos tipos de estímulos, beneficios fiscales y tributarios a proyectos de recobro. Es importante mencionar que los proyectos de recobro representan grandes inversiones de capital y costos operativos superiores a los asociados con la explotación primaria, por lo que generalmente ofrecen márgenes marginales.

**La socialización de los proyectos es necesaria para evitar conflictos sociales.**

Es muy importante que el Gobierno se concentre en ayudar a la competitividad del sector y contribuya con acciones concretas que se dirijan a resolver temas como la complejidad en la tramitología ambiental y sus altas restricciones, creciente conflictividad social que impide el desarrollo de numerosas áreas, y el control de grupos al margen de la ley que aún continúan dificultando la normal operación y el progreso de la actividad en algunas zonas del país.

El sector privado cumple un rol muy importante en materia de responsabilidad social e inversión. Ser un jugador responsable ambiental y socialmente contribuye a viabilizar los proyectos y al desarrollo económico de diferentes zonas del país. Por otro lado, el sector privado, sobre todo las compañías extranjeras, son grandes importadores de conocimientos y tecnologías que como colombianos tenemos que saber capturar. Existen tecnologías que se incorporan al país después de haber sido desarrolladas y probadas en otros países. Un

ejemplo de esto es el desarrollo en Canadá de campos de crudos extra pesados, con características similares a los de Colombia, utilizando agua mejorada.

La participación de instituciones como el Instituto Colombiano de Petróleo y las universidades es fundamental. Estas organizaciones juegan un papel importante para desarrollar nuevas tecnologías y para la adaptación de las tecnologías existentes a nuestros campos en Colombia. Además ofrecen soporte de alta calidad para la correcta aplicación de estas tecnologías y contribuyen en el desarrollo de las competencias de las personas, que son el factor más que importante en los proyectos de recobro.

Ecopetrol juega un rol clave, no solo para el país, también para la industria. La implementación de proyectos de recobro exitosos mejora los volúmenes de producción y extiende la vida útil de los activos a partir de la incorporación de nuevas reservas. Por otro lado, el reciente proceso de venta de campos genera un gran número de oportunidades para aquellas compañías del sector con intereses genuinos de desarrollar estos campos mediante la aplicación de tecnologías de recobro.

### *¿Qué papel juegan las comunidades y la interacción mediante la comunicación con las personas que habitan las áreas donde se llevan a cabo estos proyectos?*

El desarrollo de proyectos de recobro conlleva gran cantidad de actividades de perforación y completamiento, obras civiles, construcción de facilidades y servicios, entre otros. Esto se traduce en necesidades de mano de obra de todo tipo e inversión en distintas regiones del país. Con esta premisa y como pilar fundamental de una efectiva estrategia de difusión y comunicación, es muy importante que las comunidades conozcan los detalles de los impactos que este tipo de proyectos representa. Tanto Ecopetrol, como cualquier otra compañía, tienen un rol fundamental y la responsabilidad de la socialización de las actividades para evitar la desinformación que muchas veces termina en malos entendidos y conflictos de tipo social. ●





Fuente: archivo.

## *Recobro mejorado, una opción innovadora para el sector petrolero*

*Ante la situación de la industria hidrocarburífera y como una forma de optimizar los recursos, las empresas le apuestan a nuevas alternativas que permiten lograr un aumento en la producción de los yacimientos.*

Se trata de sistemas tecnológicos de recobro mejorado gracias a los cuales es posible mejorar la eficiencia del barrido y disminuir la saturación residual del petróleo. Así, usando diversos métodos y técnicas se obtienen mayores volúmenes de crudo del aceite original en los diferentes campos de producción del país.

Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en Colombia, desde hace cinco años, se vienen implementando proyectos de recobro mejorado principalmente en dos campos, la Cira y Casabe, donde se han obtenido buenos resultados. Otros proyectos más recientes han mostrado incrementos en volúmenes de aceite original recuperado.

Actualmente, empresas como Ecopetrol S.A., Occidental de Colombia, Mansarovar, Cepcolsa, Parex, Gran Tierra, Pacific E&P, Hocol, Equion, Vetra y Petrosantander se encuentran desarrollando o iniciando

proyectos pilotos de recuperación mejorada.

Sin embargo, los métodos de recobro -clasificados en recuperación primaria, secundaria y terciaria- en Colombia todavía no se constituyen como una práctica común.

**“El factor de recobro promedio del país es aproximadamente de 19%”, Héctor Manosalva, vicepresidente de Ecopetrol.**

“El factor de recobro promedio del país es aproximadamente de 19%. Alrededor del 90% de los campos petrolíferos se en-

cuentran todavía produciendo en su etapa primaria. Cerca del 88% de la producción proviene de producción primaria, el 11% de producción secundaria y menos del 1% de terciaria”, asegura Héctor Manosalva, vicepresidente de Ecopetrol.

Cuando se habla de recuperación primaria se hace referencia al inicio de la producción, la salida natural del petróleo a través del pozo. La secundaria es la inyección de agua o de gas que busca mantener o incrementar la energía y llevar a cabo la recuperación de hidrocarburos del yacimiento.

Por último, el proceso de recobro terciario mejora el recobro secundario para incrementar el volumen del petróleo recuperado. Para ello se utilizan químicos (inyección de polímeros, surfactantes, álcalis, espumas); térmicos (estimulación con vapor, inyección de vapor, inyección de agua caliente y combustión en sitio); miscible (inyección de gas, CO<sub>2</sub>, nitrógeno); micro-



Fuente: archivo.

biales, eléctricos, vibracionales, de perforación horizontal, entre otros.

### *Las ventajas de un método innovador*

Para Daniel Ospina, ingeniero de petróleos de la Universidad Nacional “la inyección de agua es el método más utilizado en la industria colombiana. Consiste en desarrollar un pozo con las características para inyectar agua y el cual al tener contacto con el yacimiento empuja el petróleo, que se puede recuperar, hacia los pozos productores. Permite incrementar hasta en US\$5 el precio del barril de petróleo y es el método de EOR (*Enhanced Oil Recovery* por sus siglas en inglés) más económico, según su producción incremental”.

De esta forma, tecnologías innovadoras como los métodos de recobro resultan favorables en el incremento de las reservas, contribuyendo a la extracción de un porcentaje incremental del petróleo originalmente en yacimiento.

A su vez aceleran la producción, pues se estima que solo con proyectos de recuperación de petróleo, Colombia podría agregar entre 1.500 y 2.500 millones de barriles de crudo y gas en reservas.

El recobro mejorado se convierte entonces en una alternativa para las empresas, ya que les permite tener un mayor ahorro, enfrentar la coyuntura de precios bajos y mitigar el impacto sin perjudicar los proyectos.

Es así como “la implementación de proyectos de recobro exitosos mejoran los volúmenes de producción y extienden la vida útil de los activos a partir de la incorporación de nuevas reservas. Por otro lado, el reciente proceso de venta de campos genera un gran número de oportunidades para aquellas compañías del sector con intereses genuinos de desarrollar estos campos mediante la aplicación de tecnologías de recobro”, afirma Héctor Manosalva, vicepresidente de Ecopetrol.

Con proyectos de recuperación de petróleo, Colombia podría agregar entre 1.500 y 2.500 millones de barriles de crudo y gas en reservas.



Fuente: archivo.



Fuente: archivo.

Teniendo en cuenta las ventajas que genera el recobro mejorado para la industria petrolera, el Gobierno Nacional ha impulsado la inclusión de este tipo de proyectos en el Plan Nacional de Desarrollo (Ley 1753 de 2015, artículo 29), el cual proporciona beneficios de reglas variables a los proyectos que incorporen nuevas reservas recuperables como consecuencia de inversiones adicionales y las cuales estén encaminadas a aumentar el factor de recobro de los yacimientos existentes. Esta medida generó un impulso a los proyectos de recobro mejorado, que representó para el 2015 un aumento en el factor de recobro de más del 16% con la participación activa de once compañías a través de proyectos piloto.

### *Ecopetrol, un caso de éxito en recobro*

En Colombia se destacan varios casos, implementados por la principal petrolera del país, debido a los resultados obtenidos con la implementación de técnicas de recobro, con las que se ha duplicado la producción e incrementado las reservas probadas en 187 millones de barriles. Casabe y Yariguí-Cantagallo en el Magdalena Medio, Tibú en el Catatumbo, y San Francisco y Dina en el Huila son algunos ejemplos de éxito.

Una de las iniciativas clave de la petrolera estatal en el año 2030 es el subprograma de

recobro, considerado uno de los proyectos más ambiciosos de la empresa. Actualmente el método de recobro no térmico más usado por Ecopetrol es la inyección de agua, en la que se utilizan aguas extraídas del mismo yacimiento o de formaciones cercanas. En Colombia se inyectan alrededor de un millón de barriles de agua por día para producir cerca de 100 mil barriles de petróleo diarios.

En campos como San Francisco, Dina Cretáceo, Tello, Palogrande, La Cira Infantas, Yariguí-Cantagallo, Casabe y Tibú se utiliza esta tecnología, que arroja como resultado factores de recobro superiores al 25% (cifras a enero de 2016).

De igual forma, Ecopetrol cuenta con pilotos y proyectos de inyección continua y cíclica de vapor en los campos Jazmín, Teca, Nare y Cocorná, en el Magdalena Medio y adelanta el primer piloto 100 por ciento de Ecopetrol en Chichimene.

Con estas acciones la empresa pretende pasar del 15% al 26% de recobro en sus campos, para aumentar las reservas en al menos 1400 millones de barriles (cifras a enero de 2016).

Para la implementación de los métodos de recobro mejorado en sus campos, Ecopetrol evalúa minuciosamente los posibles impactos ambientales que se podrían ge-

nerar y a partir de ello efectúa un modelo de simulación del yacimiento receptor o formación productora, asegurando que no se presente comunicación hidráulica con acuíferos someros potencialmente explotables por la comunidad.

Igualmente instalan barreras mecánicas para los pozos inyectoros y efectúan las pruebas de integridad al sistema de inyección, con el cual se verifica que el pozo esté en condiciones óptimas y así garantizar que se realice la inyección en la formación de interés.

De esta manera los procesos de inyección son cerrados, ya que el agua que se inyecta retorna a superficie y es llevada a los sistemas de tratamiento en donde, luego del proceso, el agua vuelve a ser inyectada para recobro mejorado o se devuelve a la formación que la produjo.

Ejemplos exitosos como el caso Ecopetrol evidencian que los métodos de recobro implementados en el país resultan ser un mecanismo eficiente para el aprovechamiento en la extracción del crudo. Siendo responsables ambientalmente, al poner en práctica esta tecnología las empresas no solo aceleran la producción, también aumentan las reservas, optimizan los recursos y contrarrestan los efectos que genera la coyuntura del sector petrolero. ●

## Dilema sectorial: ¿autosuficiencia energética o importación de petróleo?

*Los actores de la industria petrolera y la nación en general no pueden pasar por alto el limitado horizonte en materia de reservas. En un contexto marcado por la incertidumbre y precios bajos, aumentar el factor de recobro se presenta como una opción importante para incrementar nuestras reservas y dinamizar la producción.*



Fuente: Campetrol.

**Rubén Darío Lizarralde Montoya**

**Presidente ejecutivo, Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros (Campetrol)**

Como lo decía el escritor español Baltazar Gracián “No hay peor sordo que el que no quiere oír; pero hay otro peor, aquél que por una oreja le entra y por otra se le va”. Esta frase aplica a muchos integrantes de la industria petrolera nacional y por supuesto, a varios del Gobierno Nacional, quienes poca importancia le han dado a los cinco años de autosuficiencia energética que tiene Colombia.

Así es, actualmente solo tenemos petróleo para la mitad de una década, eso es a la vuelta de la esquina, y frente al tema ha sido poco, o más bien nulo, lo que se ha hecho.

El factor de recobro en el país es del 18%.

Desde la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios Petroleros (Campetrol) hemos sido reiterativos en cuanto a que debemos reactivar de manera inmediata la exploración para incorporar reservas, o en su defecto producir más, pero este indicador ha bajado durante los últimos doce meses pasando del millón de barriles promedio diarios, de septiembre de 2015, a los 859 mil de igual mes de 2016.

Preocupante indicador que demuestra que no estamos haciendo lo suficiente para producir más. Cabe señalar que en el marco de la coyuntura de precios bajos, muchas petroleras decidieron apostarle a mantener un flujo de caja positivo, dejando de lado la inversión para el desarrollo de proyectos exploratorios en el país.

Esto no quiere decir que es negativo enfocarse en producir para obtener recursos que permitan la sostenibilidad de las empresas en épocas difíciles, lo negativo es que al limitar las oportunidades exploratorias, la probabilidad de encontrar nuevos



Fuente: archivo.



Fuente: archivo.

yacimientos disminuye, por lo que es necesario definir ya este dilema: ¿autosuficiencia energética o importación de petróleo?

### *Opciones en medio de la incertidumbre*

Por ello, tanto explorar más, como ser eficientes en producción, debe ser la consigna del sector para no volver a vivir el fantasma de los años setenta: la importación de crudo.

¿Y qué hacer para producir más petróleo? Necesitamos subirnos al tren del factor de recobro, que no es más que aumentar el porcentaje de extracción de crudo de un pozo respecto a lo que tiene el yacimiento. Suena fácil, ¿pero por qué no se ha hecho en Colombia?

En primer lugar debemos señalar que el factor de recobro en el país es del 18%, (es decir que del 100 por ciento del petróleo de un pozo, solo podemos sacar en promedio el 18 por ciento de lo que contiene el mismo). Este indicador es realmente bajo al compararlo con el de otros países. Por ejemplo, en Estados Unidos este porcentaje es del 25%, en Noruega del 45% y el promedio mundial es de 35%.

En nuestro país debemos ser francos y realistas, los precios altos del petróleo que al-

canzaron a tocar los US\$ 111 por barril, no nos dejaron ver más allá que el importante flujo de dinero que llegó a las cajas de las compañías, pero poco de estos recursos se destinaron a inversión en tecnología que permitiera aumentar el porcentaje de factor de recobro.

### *El factor de recobro, la clave para incrementar las reservas*

Ahora bien, debemos ser conscientes que la oportunidad que nos da esta técnica es inmensa. El potencial de petróleo que tiene Colombia es de 53.000 millones de barriles, ese es nuestro cien por ciento. Entonces si logramos a través de las tecnologías aumentar en un 1% el factor de recobro, incrementaríamos en 530 millones de barriles nuestras reservas, el equivalente al 26% de las que tenemos actualmente (2.002 millones de barriles).

Si logramos  
aumentar en un 1%  
el factor de recobro,  
incrementaríamos en  
530 millones de barriles  
nuestras reservas.

Por ello, si logramos, como sector petrolero, aumentar el factor de recobro del 18% al 23%, tendríamos una incorporación de reservas de aproximadamente 2.650 millones de barriles, eso significa duplicar las actuales reservas, lo cual nos permitiría ampliar la relación reservas/producción a más de 12 años.

Y es aquí donde debe emanar la reflexión y la voluntad de querer hacer las cosas. Primero, debemos aceptarlo, tenemos petróleo, pero las reservas probadas son precarias y su horizonte es muy débil, más cuando no exploramos. Segundo, requerimos de mayores inversiones en tecnología para aumentar el factor de recobro. Durante la *Expo Oil and Gas Conference 2016* tendremos experiencias exitosas en este sentido, razón por la cual los invito a conocerlas y evaluarlas. Tercero, necesitamos concretar una política pública enfocada en el factor de recobro. No se nos debe olvidar, el sector hidrocarburos es jalonador de la economía nacional. Cuarto, es vital la seguridad jurídica y económica para el sector, ya que las inversiones dependen de un marco estable. Y quinto, todo está en la voluntad, voluntad política, voluntad de industria y determinación para alcanzar un mayor desarrollo. ●



**BLOBEL**<sup>®</sup>  
U M W E L T T E C H N I K

Soluciones para empresas, municipios y particulares

Anticípese a los riesgos en tiempos de lluvia  
y a las contingencias ambientales

**Tecnología alemana de punta**

- Protección contra inundaciones
- Compuertas contra derrames
- Tapas herméticas

• Más de 25 años de experiencia

• Más de 10.000 sistemas instalados alrededor del mundo

• Sistemas manuales y automáticos

*Blobel Umwelttechnik es  
miembro fundador de la  
Asociación Europea para  
la Protección contra  
Inundaciones.*



La tecnología de Blobel Umwelttechnik ha  
superado las más exigentes pruebas de la TÜV.

**[www.blobel.com/es](http://www.blobel.com/es)**

E-mail: [julio@blobel.com.co](mailto:julio@blobel.com.co)

Cel. 313 - 488 67 71

## Pacific completa la transacción de reestructuración

La empresa Pacific Exploration & Production Corporation anunció la exitosa implementación de su plan de compromiso y arreglo conforme a Ley de Acuerdo para Acreedores de Empresas de Canadá (*Companies' Creditors Arrangement Act*) en relación con la transacción de reestructuración integral anunciada el 19 de abril de 2016. Conforme a los términos de transacción de reestructuración con los acreedores/Catalyst, las acciones ordinarias de la compañía han sido aprobadas condicionalmente para cotización en la Bolsa de Valores de Toronto con el símbolo "PEN" y se espera que la comercialización comience el 3 de noviembre de 2016. Como resultado del plan, en estos momentos hay 50.002.537 acciones ordinarias emitidas y en circulación.

“Mediante el proceso de reestructuración y los esfuerzos incansables de todas las personas interesadas, Pacific está ahora emergiendo de su recapitalización con un enfoque estratégico renovado, un flujo de caja

positivo, una hoja de balance sólida, cuentas por pagar considerablemente reducidas y una junta directiva con las habilidades únicas y la experiencia que se requieren para guiar a la gerencia e impulsar la creación de valor para todas las partes interesadas”, dijo Gabriel de Alba, presidente de la junta directiva de Pacific.

El Sr. de Alba añadió: “En adelante, Pacific implementará una estrategia encaminada a estrechar su enfoque geográfico y a reducir su escala organizativa, complejidad y costos al tiempo que maximiza las eficiencias operativas y de costos para garantizar que la compañía alcance producción y crecimiento sostenibles. Esta compañía será disciplinada y estará enfocada en los márgenes, no simplemente basada en la producción. Como parte de la estrategia, revisaremos todo el conjunto de activos *upstream* y *midstream* dentro de la cartera de la compañía, haciendo énfasis en iniciativas que maximicen el valor”.

Pacific también está anunciando cambios de consideración en el gobierno corporativo de la compañía. La nueva junta directiva está compuesta por siete excelentes directores con la experiencia financiera y en el sector necesaria para guiar a Pacific a alcanzar todo su potencial.

A su vez, Ronald Pantin y Carlos Pérez se están retirando de sus cargos como CEO y CFO de Pacific, respectivamente, con ambos cambios teniendo como fecha efectiva el 30 de noviembre de 2016. En esa fecha, Camilo McAllister, un veterano del sector del petróleo y el gas de Colombia, pasará a ser el CFO de Pacific. Jim Latimer, que previamente fue el director de Reestructuración de Pacific, será nombrado CEO interino mientras la junta directiva, con la ayuda de la firma de búsqueda de ejecutivos Spencer Stuart, completa el proceso para seleccionar un reemplazo permanente. ●

## Intercolombia optimiza sus procesos para un mejor servicio

La gestión de activos es un sistema integral que incluye procesos, herramientas y metodologías, que ofrecen mejor respaldo y mayor confiabilidad en la prestación de los servicios. En Intercolombia, de la mano de su casa matriz ISA, se está desarrollando la labor de incorporar el sistema de gestión de activos, basados en las normas ISO-55.000. Esta transformación considera las buenas prácticas mundiales que se han venido adquiriendo

producto de los estudios internacionales, a través de los cuales Intercolombia pretende posicionarse como referente mundial en transporte de energía.

En 2014 la compañía inició este proceso que busca mejorar la eficiencia en el mantenimiento de los equipos, tomar mejores decisiones y gestionar la mejora continua, mediante metodologías de análisis. Todo

esto redundará en calidad del servicio y en mayor eficiencia.

Este nuevo reto proporciona una visión integrada del ciclo de vida de los activos, lo cual simplifica la forma de trabajar y ayuda a evolucionar en las actividades cotidianas de la empresa. ●

# Fusión entre Codensa y la Empresa de Energía de Cundinamarca

**C**odensa y el Grupo Energía de Bogotá anunciaron la finalización del proceso de fusión entre la Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC), DECSA y Codensa, oficializada mediante la firma de la escritura pública correspondiente.

La fusión corresponde a una operación por medio de la cual Codensa absorbe a DECSA y a la EEC, uniendo sus activos y patrimonios en una única compañía: Codensa. Ahora Codensa atenderá el mercado de Bogotá y Cundinamarca, así como a trece municipios de Meta, Tolima y Boyacá.

Los actuales accionistas de la EEC pasan a ser parte de la nueva Codensa fusionada, una de las empresas más sólidas y relevantes del sector eléctrico en el país y la primera distribuidora de energía en Colom-

bia, cuyos socios son el Grupo Enel, uno de los grupos energéticos más importantes del mundo y el Grupo Energía de Bogotá, uno de los líderes de la cadena energética de baja emisión de la región.

El director general de Enel Colombia, Lucio Rubio, manifestó que “con esta fusión podremos integrar lo mejor de cada empresa en una sola operación, y se fortalecerá la capacidad competitiva y la eficiencia de la operación técnica y comercial. En el mediano plazo podremos contar con un sistema de energía más robusto, con mejor cobertura y mayor confiabilidad y calidad en el servicio de energía, debido a la integración de una red que permitirá ofrecer a los clientes una infraestructura eléctrica unificada y potencializada”.

Por su parte, la presidenta del Grupo Energía de Bogotá, Astrid Álvarez, comentó:

“La fusión se concreta después de un intenso proceso de análisis de las fortalezas y beneficios que la operación unificada tendrá para los clientes, para el equipo humano de la nueva organización y para los accionistas. Esta operación permitirá consolidar aún más el liderazgo de Codensa y ofrecer a Bogotá y Cundinamarca una infraestructura eléctrica moderna que es precisamente el mandato de nuestro grupo estratégico de Negocios de Soluciones Energéticas Urbanas”.

La fusión contempla una mayor capacidad para atender las necesidades de inversión en la distribución de energía en Cundinamarca y realizar un plan de expansión más coordinado y organizado en la región. Adicionalmente, permitirá la integración de todos los procesos, generando mayores eficiencias en los recursos. ●

LANZAMIENTO SALA DE NEGOCIOS

EDIFICIO INTELIGENTE  
CON ACCESOS Y CONTROLES REMOTOS DE DOMÓTICA.

**Muga**  
Loft

- Apts estilo LOFT con altura libre de 2,60 brindando mayor espacio e iluminación.
- Acabados de lujo, pisos en madera, cocina tipo americano con terminados en quartzone y poliuretano, gavetas de cierre silenciosa.
- Iluminación LED y ventanería en aluminio.
- Apartamentos desde 1,2 y 3 habitaciones con balcón y estudio.
- Parqueaderos de visitantes, salón social y terraza BBQ.

Calle 106 A - No. 54 -20 - Bogotá - Colombia  
Contacto: 3103110080 - 3124413872



## Mansarovar Energy reafirma intenciones de seguir invirtiendo en Colombia

Con firmes deseos de seguir activa en Colombia, la multinacional petrolera Mansarovar Energy le apuesta a continuar creciendo, adquiriendo y localizando tecnología innovadora para llevar a cabo operaciones eficientes y responsables en la exploración y producción del petróleo en el país.

La multinacional, conformada por Sinopec de China y ONGC-Videsh de India, acaba de cumplir 10 años de operaciones en Colombia y tiene claras intenciones de crecimiento en el país. “Mansarovar llegó para quedarse, así que participaremos en la Mini-Ronda de la ANH 2016. Existen varias cuencas de interés para nosotros como las que se encuentran en el Valle Inferior del Magdalena y en la zona de Sinu-San Jacinto. Tenemos también interés en evaluar cuencas más maduras y de mayor desarrollo como el Valle del Magdalena Medio, el

Valle Superior del Magdalena, Putumayo y Catatumbo”, expresó el CEO de la compañía, el Dr. Harvinderjit Singh.

En el último trimestre de 2016, Mansarovar se concentrará en emplear técnicas que permitan ser aún más eficientes en la producción –como *workovers*, *sidetracks* y *water shut-offs*– para cumplir con las metas del año. Para 2017 se prevén algunos trabajos adicionales de este mismo tipo en los campos de Asociación Nare (en Puerto Boyacá), mientras que en Velásquez (también en Puerto Boyacá) se dará inicio a la expansión de la inyección continua de agua (*waterflooding*) que implicará una inversión aproximada de US\$ 70 millones entre 2017 y 2018.

Resultado de la combinación cultural, gerencial y tecnológica de China, India y Colombia, Mansarovar continuará con la

implementación y localización de innovadoras tecnologías de recobro en los yacimientos colombianos, eficientes y amigables con el medio ambiente y que permiten sacarle mayor provecho a la producción.

La compañía se ha convertido en un referente en costos a nivel mundial para este tipo de proyectos gracias a su gente, al desarrollo de un sistema propio de gestión de innovación, su flota propia de equipos de perforación, y al oleoducto que conecta los campos en el Magdalena Medio con la Refinería de Barrancabermeja.

Mansarovar celebra así sus primeros 10 años en Colombia con un ambicioso plan de inversión orientado a convertirse en líder en la explotación de crudo pesado a través de tecnologías de recobro térmico y triplicar su producción en Colombia para el año 2020. ●

## Emgesa ingresa al mercado de derivados energéticos Derivex

Emgesa, empresa del Grupo Enel, inició su participación en el mercado Derivex para cubrir sus compras y ventas en la Bolsa de Energía.

El mercado Derivex es un sistema donde se realizan operaciones de compra y venta sobre volúmenes y precios de derivados energéticos, negociando un precio y una cantidad fija para ser entregados en un periodo específico, a corto plazo.

Con la entrada a este mercado, Emgesa busca abrirse a nuevas formas de negociación de energía y llegar a más clientes a través de una plataforma digital que per-

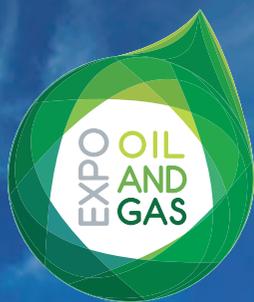
mite realizar transacciones de compra y venta del producto. Hasta el momento, las ofertas de la compañía, en las diversas sesiones de negociación, se han concentrado en cerrar negociaciones para el segundo semestre del año.

Emgesa se integra así al mercado de derivados energéticos, buscando contribuir con el desarrollo del mercado del sector eléctrico y aportando a sus clientes valores agregados en sus procesos productivos.

Los clientes que negocien su energía a través de Derivex, empresa de XM y la Bolsa de Valores, contarán con beneficios como

conseguir energía a un precio fijo por un periodo de tiempo determinado, en una plataforma transaccional. A través de esta plataforma podrán comprar y también vender energía de forma directa y permanente a los diferentes agentes participantes, de acuerdo con el precio disponible en el mercado.

La participación en este mercado ratifica el compromiso del Grupo Enel de ofrecer a sus clientes alternativas innovadoras de acceso a sus servicios y aportar al crecimiento y sostenibilidad económica, tanto de Emgesa como de las diferentes empresas con las que se negocia. ●



## CONFERENCE 2016

Del 28 al 30 de noviembre en Corferias  
[www.expoilandgascolombia.com](http://www.expoilandgascolombia.com)

# TRAZANDO EL FUTURO DE LA INDUSTRIA



El sector de hidrocarburos se transforma, también **Expo Oil and Gas**.  
No se pierda el evento que fomenta el **conocimiento, la competitividad y las nuevas relaciones comerciales,**  
**e impulsa la exploración y la inversión en una industria que se prepara para el futuro.**

#### Campetrol:

Lina Marcela Galindo  
Ejecutiva de Proyectos  
Tel.: +57-1-6170188 Ext.: 104  
Cel.: +57-3012826161  
[comercial2@campetrol.org](mailto:comercial2@campetrol.org)

Clarena Bermúdez R.  
Coordinadora de Eventos  
Tel.: +57-1-6170188 Ext.: 102  
Cel.: +57- 3114649285 / 3106131631  
[eventos@campetrol.org](mailto:eventos@campetrol.org)

#### Corferias:

Alejandra Preciado Prieto  
Coordinadora Comercial  
Tel.: +57-1-3810000/30 Ext.: 5138  
Cel.: +57-3167798205  
[apreciado@corferias.com](mailto:apreciado@corferias.com)

María Isabel Sánchez  
Coordinadora Comercial Internacional  
Tel.: +57-1-3810000/30 Ext.: 5423  
Cel.: +57-3007835215  
[msanchez@corferias.com](mailto:msanchez@corferias.com)

María Elena Aparicio  
Coordinadora Comercial  
Tel.: +57-1-3810000/30 Ext.: 5136  
Cel.: 57 - 3108096161  
[maparicio@corferias.com](mailto:maparicio@corferias.com)

Revista Oficial:



Copatrocinadora:



Patrocinadora:



Organiza:



## El potencial de la autogeneración eléctrica

*Los altos costos de la generación en lugares remotos representan un desafío para las empresas que desarrollan sus actividades en zonas apartadas. Para suplir sus necesidades las compañías están encontrando en la generación autónoma de energía una solución útil y amigable con el medio ambiente.*



Fuente: (MASA) y Stork LATAM.

**Carlos Lozano**

**Presidente de Mecánicos Asociados (MASA) y Stork LATAM**

Contar con disponibilidad eléctrica para una mayor productividad se ha convertido en un factor determinante de la competitividad, sin importar el tipo de industria a la que se pertenezca. Mucho más si se tiene en cuenta que factores externos, como el Fenómeno del Niño, las limitaciones que en ocasiones presentan las empresas generadoras de electricidad y el costo del kilovatio-hora, por citar algunos ejemplos, han condicionado el desempeño operativo de las compañías. Así, muchas empresas se están volcando a identificar alternativas que generen autosuficiencia y que eviten pérdidas por fallas o racionamientos fortuitos.

En principio, tradicionalmente las empresas han optado por establecer una estructura de energía de respaldo o emergencia con plantas eléctricas, pero con la situación actual, la tendencia es invertir en la instalación de sistemas de eficiencia energética con proyectos de autogeneración, utilizando gases de la combustión o biocombustibles como fuente para producir parte o la totalidad de la energía que se consume. De esta manera se garantiza la confiabilidad y se reducen los costos de la energía requerida, que en algunos casos

**Empresas del sector de petróleo y gas invierten en plantas de generación de energía a partir del gas licuado de petróleo.**

llegan a representar entre el 10% y el 20% de los costos operativos de las operaciones, además de contar con procesos más rentables y limpios.

Ejemplo de esta tendencia son algunas empresas del sector de petróleo y gas que desde hace varios años vienen invirtiendo en plantas de generación de energía a partir del gas licuado de petróleo (GLP). Con esta iniciativa no han dejado su eficiencia operacional al azar y han logrado desligarse parcialmente de la red eléctrica nacional, a través de modelos de gestión competitivos, que sacan la mayor ventaja de los costos asociados con la operación y mantenimiento del campo (OPEX), e igualmente aportan a la preservación del medio ambiente, aprovechando gas que antes se consideraba residual.

### Modelos aplicables

Stork, compañía de Fluor, y su filial en Colombia, Mecánicos Asociados S.A.S. (MASA), operan y mantienen varios centros de generación eléctrica bajo un modelo de gestión, a través del cual la compañía dueña de los campos petroleros provee el gas asociado para generar energía. Stork y MASA se encargan de la ingeniería, compras, construcción, montaje, comisionamiento, puesta en marcha, operación, mantenimiento y producción de estas plantas para, posteriormente, venderle la energía a un precio competitivo frente al mercado, convirtiendo todos sus costos en operacionales (cero CAPEX).

Stork y MASA, como aliados estratégicos, garantizan la disponibilidad y confiabilidad de los centros de generación que operan. La combinación del diseño sencillo y robusto de los equipos, sumados a la experiencia han permitido la actualización tecnológica de las plantas con resultados de una combustión más eficiente, así como costos de operación y mantenimiento más bajos.

Estos modelos de gestión se basan en la confiabilidad energética y permiten maximizar la producción.

### *Soluciones integrales que cuidan el medio ambiente*

Adicional a esto, uno de estos centros de generación tiene la posibilidad de respaldar el Sistema Energético Departamental, en caso de emergencias o contingencias mayores del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Es importante destacar que estos modelos de gestión se basan en la confiabilidad energética y permiten maximizar la producción.

En el desarrollo y puesta en marcha de estos proyectos se tienen en cuenta aspectos como el desarrollo sostenible, la protección del ambiente y los recursos naturales, y la relación con las comunidades del área de influencia. Así mismo, se cumple con la normatividad y las exigencias de las autoridades, como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg) y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (Anla), entre otras. Además, la integración de este tipo de iniciativas permite aprovechar ciertos beneficios contemplados en la ley para estos proyectos.

Finalmente, vale la pena destacar que esta es una inversión que no se puede tomar a la ligera y que requiere de la asesoría por parte de expertos. Por lo tanto, es imprescindible el apoyo de empresas con probada experiencia en modelos exitosos y nuevas tecnologías, que se hayan implementado en Colombia o, al menos, en otros países con características similares. ●

Los proyectos de autogeneración se pueden implementar en diferentes sectores industriales.



Fuente: (MASA) y Stork LATAM.

# Impacto de los sistemas de bombeo multifásico en el factor de recobro



Fuente: Colfax.

Los desafíos de la industria petrolera han llevado a que cada vez sea de mayor importancia el desarrollo y la aplicación de tecnologías que permitan hacer un uso más racional y eficiente de los recursos. Entre las nuevas tecnologías para incrementar el factor de recobro y simplificar la infraestructura de superficie se destaca el bombeo multifásico.

**Andrés Blanco**

*Gerente para Colombia de Colfax Fluid Handling*

En el escenario petrolero adquiere mayor importancia la explotación de los yacimientos disponibles. El impacto de los bajos precios del petróleo y los altos costos de la actividad exploratoria para hallar nuevas reservas hacen que la explotación de campos maduros y marginales cobre cada día más importancia. Esto último, el aprovechamiento de campos todavía maduros y marginales, se ha convertido en una decisión estratégica e incluso de supervivencia.

En este escenario se debe evaluar qué se tiene y dónde se debe intervenir para incrementar el factor de recobro, incluyendo las facilidades de superficie. Estas son a menudo las últimas en ser consideradas, pero son sumamente importantes, pues desde la superficie del pozo se pueden implementar soluciones, entre ellas el bombeo multifásico, para incrementar la producción y así aumentar la vida comercial del pozo. A su vez, se optimiza el sistema de levantamiento, se generan ahorros en estimulación y se simplifican las instalaciones de superficie, disminuyendo el impacto ambiental por afectación de área, quemas y venteos. Estos sistemas optimizan las técnicas de recuperación secundaria y terciaria.

En la región los sistemas de bombeo multifásico de dos tornillos se han vuelto más comunes.

## La tecnología en Latinoamérica

En la región los sistemas de bombeo multifásico de dos tornillos se han vuelto más comunes. Venezuela ha adoptado desde hace tiempo esta tecnología y se estima que cerca del 25% de todo el crudo venezolano fluye a través de bombas multifase. Como se indica en la gráfica 1, esta tecnología continúa creciendo en la región, pues aumenta de manera rentable la producción en campos maduros. Su implementación se inició con el desarrollo de campos de crudo pesado, pero se está moviendo cada vez más hacia la aplicación en campos maduros con crudos livianos o producción de gas húmedo. Colombia sigue siendo un país con gran oportunidad de

incorporar esta tecnología para mejorar la tasa de recuperación y los costos de transferencia.

## Beneficios del bombeo multifásico

A continuación se referencian dos de las principales ventajas que se obtienen del bombeo multifásico, tecnología que permite el aprovechamiento máximo del potencial hidrocarburífero.

## Incremento del factor de recobro

Esta tecnología permite aportar reservas que estaban descartadas al incrementar

**Gráfica 1. Sistemas multifásicos de dos tornillos en Latinoamérica**



Fuente: Colfax.

de manera sencilla el factor de recobro con una baja inversión, flexibilidad operacional, alta disponibilidad y fácil mantenimiento, usando un sistema de bombeo que aumenta los flujos de producción completos y sin tratar (mezcla de Petróleo, gas, agua, condensados y sólidos). A su vez, se reduce la contrapresión del pozo incrementando la producción y, por ende, incrementando la vida útil del pozo.

### *Simplifica la infraestructura de superficie*

Elimina infraestructura asociada con los sistemas de separación, quema y los sistemas independientes de recolección de agua, gas y petróleo, lo cual disminuye la afectación de área y reduce los costos de inversión de capital.

### *Caso de estudio en México y su aplicabilidad en Colombia*

Un reciente caso de estudio realizado en México, resalta los beneficios en producción al implementar sistemas de bombeo multifásico en campos maduros. Al igual que en muchos campos en Colombia, los campos del área sureste de Pemex en México han producido crudo de 35° API durante años. A medida que el campo se acerca a la recuperación de 85% de reservas probadas, la curva de declinación se está acelerando, en gran parte debido a la contrapresión que ejerce la infraestructura de superficie en el pozo. Para frenar la

## Colombia lucha contra la declinación de sus reservas y una infraestructura de producción envejecida.

caída y mejorar la recuperación total de la reserva, Pemex instaló un sistema de bombeo multifásico.

El sistema fue utilizado en tándem con *gas lift* (levantamiento con gas) y fue diseñado para dar cabida a fracciones continuas de gas de 99,5% con incrementos súbitos hasta el 100%. El sistema y sus resultados en la producción fueron monitoreados detalladamente. Para esta evaluación se pusieron a prueba diferentes combinaciones de pozos y condiciones de producción. El resultado de la evaluación se consideró un éxito con un aumento en la producción de petróleo de 27%, lo que representó un período de amortización de menos de seis meses y un estimado de aumento de vida útil del pozo de cuatro años.

Colombia, al igual que en este caso de estudio, continúa luchando contra la declinación de sus reservas y una infraestructura de producción envejecida. Y los sistemas multifásicos llave en mano son una solución viable para optimizar la producción de estos activos estancados, especialmente

cuando se combina con opciones de financiación que permiten el traslado del gasto de capital hacia el gasto operativo.

### *Cómo funciona*

Los sistemas de bombeo multifásico de dos tornillos pueden ser usados desde pozos pequeños hasta grandes estaciones de bombeo, alcanzando presiones de 1,500 psi. Los nuevos sistemas se están implementando en aplicaciones exigentes, altos GVF (*Gas Volume Fraction*) comunes en los pozos de gas húmedo o con técnicas de recuperación mejorada incorporando gas, vapor o inyección de vapor. También siguen siendo igual de eficaces en aplicaciones de 40% GVF, comunes en los campos de crudo pesado.

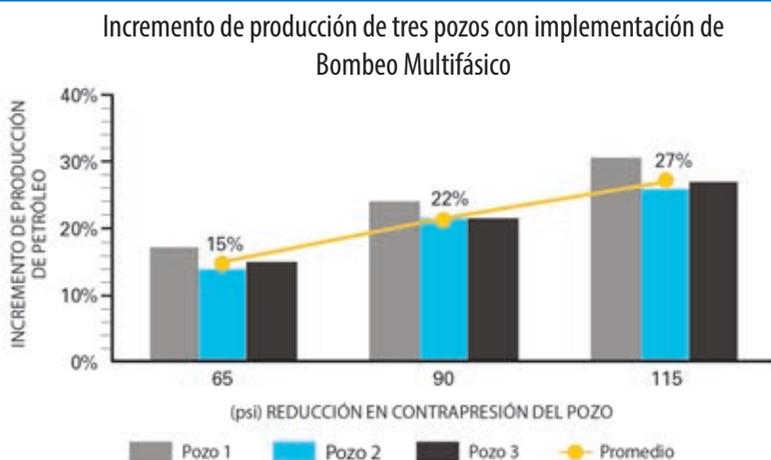
La versatilidad de las aplicaciones de esta tecnología se debe al diseño de las bombas de dos tornillos engranados sin contacto, que giran para crear una serie de cámaras dentro de la bomba. Al pasar el flujo de una cámara a otra se va incrementando la presión hasta que en última instancia se completa la presión de descarga requerida en el sistema.

Los tornillos se encuentran en una carcasa que incorpora un depósito de líquido, el cual es liberado en los mecanismos del tornillo cuando los volúmenes de gas son elevados. Este líquido centrifuga hacia los bordes de las cámaras internas, sellando los espacios de tolerancia controlada entre los elementos no-contacto de la bomba. Un adecuado control de tolerancias y el sellado correcto garantiza el bombeo de alta eficiencia.

Este diseño de bomba no-contacto y combinaciones de materiales de endurecimiento/recubrimiento permite el bombeo confiable de fluidos sucios e impuros reduciendo al mínimo el desgaste. Y un sistema de control con sensores inteligentes de presión, temperatura y vibración aseguran operaciones confiables y óptimas.

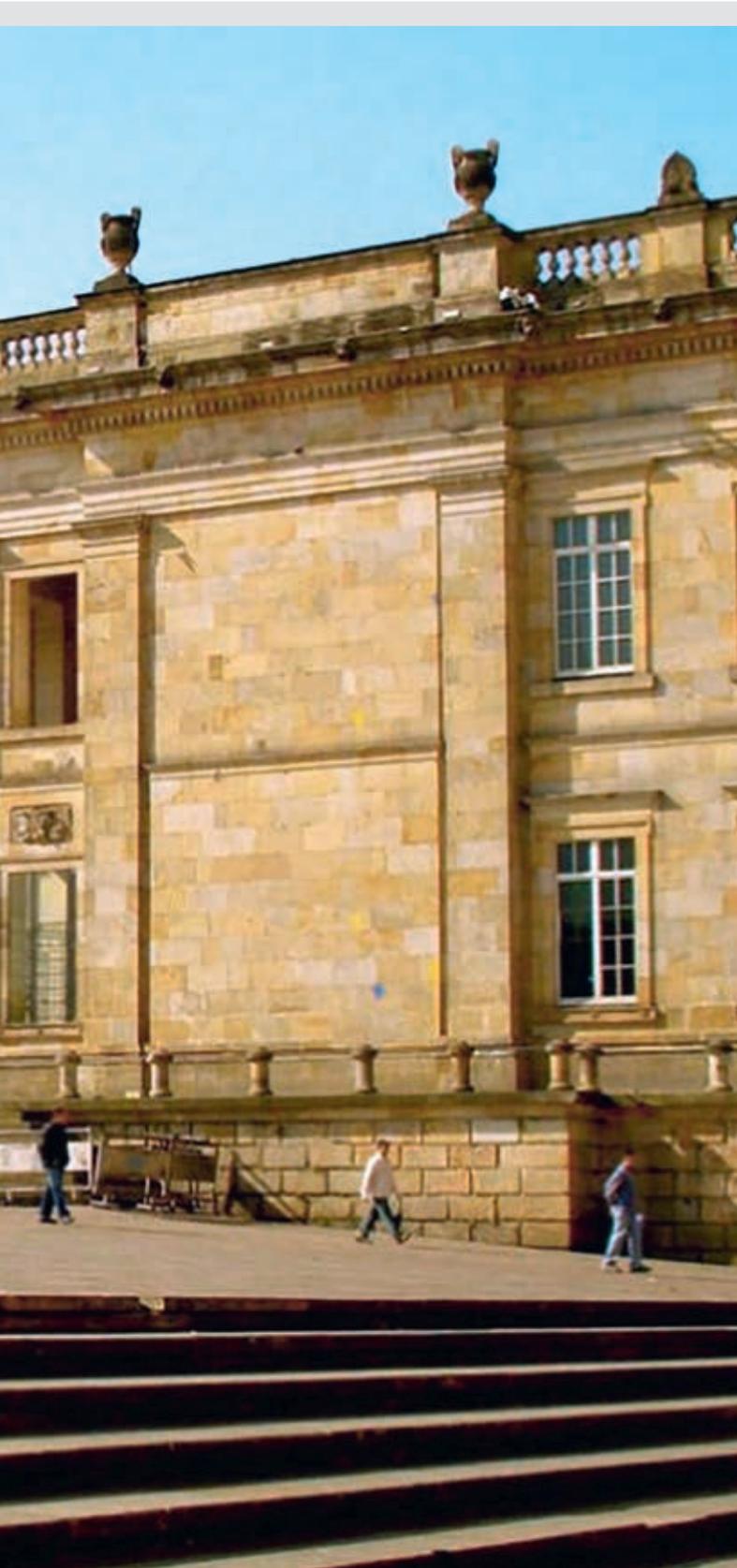
Los sistemas de bombeo multifásico de dos tornillos son versátiles máquinas probadas, con alta aplicabilidad en los campos de petróleo en Colombia. A medida que obtener la rentabilidad de los pozos maduros se hace más difícil, especialmente en el entorno actual, estos sistemas pueden significar la diferencia entre el cierre de pozos o la producción económicamente viable de los próximos años. ●

Gráfica 2. Caso de estudio México



Implementar el sistema de Bombeo Multifásico representó un incremento lineal de producción de petróleo hasta 27%, al reducir la presión en cabeza de pozo en 65psi hasta 115psi.





Fuente: archivo.

## *El potencial impacto de la reforma tributaria en la industria energética*

*A partir del articulado que presentó el Gobierno Nacional al Congreso a finales de octubre, conviene evaluar el impacto que la reforma tributaria podría tener sobre la industria energética. Este texto hace referencia a los principales asuntos tratados, así como los efectos para el sector.*



Fuente: PwC.

### Carlos Miguel Chaparro Plazas Socio de PwC

Existe consenso en que las medidas propuestas responden a las necesidades presupuestales del país y en ese contexto la reforma tributaria se caracteriza por una marcada vocación a incrementar el recaudo, con una amplia gama de cambios en materia de impuestos directos e indirectos. A continuación un breve repaso de los principales puntos de interés:

#### Impuesto sobre la renta

Es bienvenida la propuesta de eliminar el CREE para en su lugar regresar a un impuesto sobre la renta único. Se propone la

reducción de la tarifa nominal, actualmente del 40% y con un techo del 43% en el año 2018, de tal forma a que partir de 2019 se situaría en un tipo del 32%. Esta reducción no debe verse en forma independiente a la propuesta de adoptar un impuesto al dividendo tanto para personas naturales residentes como no residentes, así como para los inversionistas extranjeros. En realidad, para estos últimos la tarifa nominal combinada será superior a la que aplicaría a partir del 2019 según la normativa vigente, ya que corresponderá casi a un 39%, mientras que la ley actual contempla el 34%. Esto se debe al impuesto al dividendo del 10% que aplicaría para utilidades de cualquier procedencia que se generen a partir del año 2017, sin perjuicio de los Convenios para Evitar la Doble Imposición. Las utilidades acumuladas hasta el 31 de diciembre de 2016 no estarían sujetas al impuesto al dividendo del 10%.

Es bienvenida la propuesta de eliminar el CREE para en su lugar regresar a un impuesto sobre la renta único.

En el caso de las compañías de exploración y producción costa afuera, y que están muy cerca de obtener la calificación de usuarios industriales de zona franca con un tipo ac-

tual del 15% (más CREE sin sobretasa), la propuesta es que su tarifa sea equivalente a la ordinaria menos 10%. Acudiendo a lo que ocurrirá a partir del año 2019 (se espera que comiencen producción a partir de 2023), estas compañías tendrían una tarifa única del 22%, más el impuesto al dividendo del 10% por tratarse en su mayoría de inversión extranjera.

La propuesta del Gobierno contempla algunas reglas en materia de amortizaciones y depreciaciones que apuntan a un mayor impuesto a cargo a través del diferimiento o la limitación para solicitar deducciones por uno y otro concepto. Adicionalmente, se propone que la renta presuntiva se liquide a un tipo del 4% (actualmente 3%), con lo cual las compañías de exploración y producción que tienen un ciclo actual de pérdidas liquidarán mayor gravamen. Adicionalmente, desaparece la exención de impuesto de renta que actualmente existe para la venta de energía eléctrica generada a partir del viento y biomasa.

#### La integración de la NIIF y efectos en la industria energética

De otro lado, la reforma propone adelantar la integración de las NIIF en materia fiscal a partir de un sistema general matizado por numerosas excepciones. Conviene destacar que para industrias con altos niveles de inversión en equipos e infraestructura, la recuperación de tales desembolsos via de-



Fuente: archivo.

preciación se prolongará en el tiempo en la mayoría de los casos, habida cuenta de la eliminación de las actuales vidas útiles para en su lugar acudir a las establecidas de acuerdo con las NIIF. El proyecto de ley no propone un régimen de transición para que los bienes que actualmente se depreciaban continúen sujetos a las reglas vigentes antes del 1 de enero de 2017.

### La reforma propone adelantar la integración de las NIIF en materia fiscal.

Sí hay régimen de transición para las industrias extractivas, con una fórmula que persigue que los saldos al cierre de 2016 sean amortizados durante un período de cinco años por el sistema de línea recta. Aparentemente, quienes no tengan aún producción a partir de 2017, quedarían sujetos a la regla general de amortización fiscal a partir del método de unidades técnicas de producción con una limitación importante del 20% sobre la capacidad de amortizar y a partir de reservas probadas inicialmente.

Hay una especie de armonización terminológica con las NIIF para el caso de inversiones en exploración y evaluación, aunque la reforma propone que ciertas erogaciones, entre ellas sísmica y similares, sean capitalizables obligatoriamente. Se trata de otro caso de diferencias frente a NIIF por tratamiento fiscal específico. En lo que atañe a infructuosidad, el proyecto mantiene la regla actual de los tres años, pero propone una terminología más apropiada basada en la no aptitud para explotación. Así mismo, parece proponer que la ausencia de aptitud se juzgue a partir de proyectos completos y no en función de esfuerzos individuales. De ahí la referencia a “minas” y “yacimientos”.

A su vez, desaparecerá la regla actual según la cual las pérdidas fiscales no expiran y en su lugar se propone un plazo máximo de ocho años. Esta propuesta no consulta la longevidad que ciertos proyectos en la

industria presentan desde el punto de vista del comienzo de la producción.

También se propone que la diferencia en cambio por activos y pasivos en moneda extranjera no generen ingresos o costos y gastos por diferencia en cambio, sino con motivo de su enajenación y abono parcial o total.

En lo que tiene que ver con la fiscalidad de las transacciones internacionales, tan comunes para una industria que exige inversiones en tecnología y requiere mucho apoyo técnico desde el exterior, se reduce la tarifa general para proveedores no residentes al 15% (actualmente 33%) y ese mismo tipo aplicará para conceptos tales como consultorías, servicios técnicos y asistencia técnica, sin perjuicio de los Convenios para Evitar la Doble Imposición.

Por otra parte, se propone que el IVA pagado por bienes de capital sea deducible en el año de su compra o adquisición (actualmente es depreciable, salvo dos puntos porcentuales que son acreditables en el impuesto de renta).

No hay en la reforma incentivo alguno para industrias extractivas y tampoco se proponen medidas especiales para incentivar la perforación de pozos. Vale la pena destacar, que menos de 10 proyectos de este tipo se esperan por el presente año. Tampoco hay propuesta alguna para avanzar hacia una verdadera recuperación fiscal de la provisión por abandono, que muchas veces resulta en una pérdida fiscal inútil justamente porque su deducción procede cuando ya no hay producción.

### No hay en la reforma incentivo alguno para industrias extractivas.

La reforma no propone modificar o derogar el marco jurídico para las inversiones en Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) contempladas en la Ley 1715 de 2014, particularmente la deducción especial, la exclusión de IVA y la desgravación arancelaria. En este sentido, el régimen de

Derivex

MERCADO DE DERIVADOS DE COMMODITIES ENERGÉTICOS

Todo el respaldo del sector financiero al servicio del mercado eléctrico

Contacto

+57 1 607 4848

info@derivex.com.co

@derivex\_mixta

www.derivex.com.co

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

El ministro de Hacienda y Crédito Público, Mauricio Cárdenas, está a cargo de la cartera que promueve la reforma tributaria.

depreciación acelerada para inversiones en FNCE sería compatible con las limitaciones generales que en ese sentido propone el Gobierno con carácter general.

## IVA

Desde el punto de vista del recaudo, este gravamen es definitivo para las cuentas del Gobierno en el futuro. Por eso se propone que la tarifa general se incremente al 19% y que el hecho generador se amplíe en materia de servicios a prácticamente la totalidad de las entregas que realicen proveedores no residentes, siempre y cuando su consumo acontezca en Colombia.

**Se propone que la tarifa general del IVA se incremente al 19% y que el hecho generador se amplíe.**

La cesión de intangibles se contempla como gravada pero recientemente el Gobierno pareció aclarar que su intención en realidad es que la regla aplique sólo cuando se trate de intangibles sujetos a licencia. Esto es relevante para las industrias extractivas, particularmente para el caso de las cesiones de derechos en contratos de concesión minera y exploración y producción. No hay cambios en el tratamiento actual para el crudo para refinación, gas y gasolina natural, entre otros.

Se había discutido mucho con la industria extractiva una iniciativa para que el IVA pagado en exploración y evaluación fuera objeto de devolución anticipada, tal y como ocurre en Chile y Perú. Esta propuesta no está incluida en la reforma que el Gobierno finalmente presentó al Congreso. También se echa de menos la ampliación de la exención de IVA para las zonas francas costa afuera, de tal forma que no sólo contemple los tangibles sino también los servicios. Estos últimos representan la mayoría del IVA que las compañías de exploración y producción actualmente acumulan.

## Otras medidas de interés

El actual impuesto a la riqueza para el caso de personas naturales desaparecerá como está previsto en 2017 y 2018

**No hay una norma que descarte la posibilidad de que las industrias extractivas sean sometidas al impuesto de industria y comercio.**

No hay en la reforma una norma que categóricamente descarte la posibilidad de que las industrias extractivas sean sometidas al impuesto de industria y comercio, habida cuenta de su obligación de liquidar regalías. Con todo, para otras industrias, como la de energía, se propone una buena medida consistente en que para este gravamen exista una única declaración a nivel nacio-

nal, y la obligación de municipios y distritos de facilitar el pago a través de entidades financieras con presencia nacional.

Correlativamente, la propuesta del Gobierno es crear una especie de tope para que el valor a pagar a título de estampillas y contribución de obra pública no supere el 10% del valor total de la transacción. Esta medida puede exacerbar aún más la tendencia de las entidades territoriales a gravar mediante estampillas actividades ya sujetas al impuesto de industria y comercio o fuera de su alcance.

En lo que atañe al alumbrado público, cuya normatividad fue recientemente declarada inexecutable por la Corte Constitucional, se propone la derogatoria de la norma originaria de 1913, y en su lugar se crean normas para regularlo íntegramente. Entre ellas se destaca aquella que autoriza a que el gravamen lo recauden las empresas comercializadoras de energía eléctrica, o las prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

### Se dispone la creación de un impuesto específico al carbono.

Asimismo, se dispone la creación de un impuesto específico al carbono que recaerá sobre los combustibles fósiles y los derivados del petróleo que se usen con fines energéticos. No estarían sometidos a este gravamen el alcohol carburante para mezcla con gasolina de vehículos automotores, así como el biocombustible vegetal o animal producido en el país y destinado para mezcla con ACPM para motores diésel.

El gravamen será monofásico y estará a cargo del productor e importador, para su traslado vía precio a los consumidores. Los combustibles fósiles incluyen el gas licuado de petróleo (GLP), *fuel oil*, ACPM, kerosene y *jet fuel* y la gasolina.

La reforma contempla la creación de una contribución parafiscal al combustible, cuyo propósito será financiar el conocido Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles. Esta contribución recaerá sobre la venta de gasolina motor o ACPM en la fase del refinador o importador al distribuidor

mayorista, y su base de liquidación será el valor positivo que resulte entre la suma de los diferenciales de participación y los de compensación al cierre del año gravable.

“Estamos trabajando sobre la base de un cronograma que nos permita que la reforma tributaria se pueda aprobar este año”,  
Mauricio Cárdenas,  
ministro de Hacienda.

En suma, estos son los principales asuntos a tener en cuenta a partir de la propuesta reforma tributaria. Con un entorno político complejo, marcado por las diferencias entre el Gobierno y la oposición en torno al

acuerdo de paz, no va a ser sencillo obtener las mayorías requeridas en el Congreso para conseguir la aprobación de la reforma anteriormente comentada. Además, el clima entre los ciudadanos del común tampoco es el más favorable, sobretodo ante el propuesto incremento del IVA al 19% y porque un importante porcentaje de la población considera que ya aporta lo suficiente.

Recientemente el ministro de Hacienda, Mauricio Cárdenas, en reunión con la junta directiva de la Asociación Nacional de Empresarios (Andi), fue enfático y dijo: “Estamos trabajando sobre la base de un cronograma que nos permita que la reforma tributaria se pueda aprobar este año, porque eso es lo que necesita el país, de lo contrario podemos perder nuestra calificación, nuestro grado de inversión y esto nos va a costar \$4 billones más”. Al parecer, el Gobierno y en particular el Ministerio de Hacienda están jugados por una reforma estructural que va a impactar a los diferentes sectores de la economía, incluida la industria energética. Ya veremos. ●



Fuente: archivo.

# Infraestructura sostenible: ¿moda o necesidad?

*En un mundo con una población en continuo crecimiento y mayores exigencias sobre los limitados recursos con los que contamos, es necesario que la sostenibilidad se extienda más allá del ámbito industrial. Colombia debe cumplir con los compromisos ambientales adquiridos.*



Fuente: Dow Química.

**Catalina Gómez**

*Gerente de Cadena de Valor de Infraestructura en Dow Química*

**H**oy en día es muy común escuchar el término infraestructura sostenible, pues al momento de buscar vivienda, comprar o alquilar una oficina, una de las características que salen a flote es la que se conoce como amigable con el medio ambiente. Esta característica permite tener las mismas funcionalidades que buscamos como luz, agua, bienestar, pero por medio de tecnologías que no generen daño al planeta. Sin embargo, esto es solo una parte de todo lo que abarca la infraestructura sostenible, donde la clave no solo es proteger al medio ambiente, sino también buscar el verdadero bienestar de la sociedad y generar beneficios económicos.

## *La creciente presión sobre los recursos*

Si analizamos la tendencia de crecimiento, según *World Urbanization Prospects* en el año 1990 existían 239 ciudades medias con un promedio entre 1 y 5 millones de habitantes, y 10 mega ciudades con una población superior a 10 millones. Para 2014 ya existían 417 ciudades medias y 28 mega ciudades. Si consideramos que el número de personas que habitan el planeta actualmente está alrededor de los 7,3 billones, de los cuales 54% habitan en espacios urbanos, necesariamente nos preguntarnos: ¿el mundo podrá con todos nosotros? ¿Serán suficientes los recursos con los que contamos?

El mismo estudio predice que para el 2030 la población mundial será de 8.3 billones, habrá 558 ciudades medias y 41 mega ciudades. Esto implica que no solo se necesitará 30% más de agua y 45% más de energía, sino que el 40% de la población mundial necesitará acceso a una vivienda adecuada, con la que hoy no cuenta. Es decir que, al parecer, vamos a un ritmo de crecimiento muy acelerado y es necesario abrir los ojos y planear cómo afrontaremos esta realidad y qué medidas debemos tomar.

**Para 2030 la población mundial será de 8.3 billones, habrá 558 ciudades medias y 41 mega ciudades.**

## *El caso colombiano*

Específicamente hablando de Colombia, el presidente de la República, Juan Manuel Santos, se comprometió a reducir el 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el año 2030, durante la Convención de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, que se llevó a cabo en Francia en 2015.

Este tipo de compromisos por parte de múltiples gobiernos, sumado a los estudios que ponen en evidencia lo que se avecina, nos hacen reflexionar sobre cómo desde una empresa que se dedica a la ciencia y a la innovación se puede ayudar a mitigar estos efectos. Por ello, hemos planteado cuatro pilares fundamentales para la creación de soluciones que apoyen esta causa desde la infraestructura sostenible: el uso eficiente de recursos, la economía circular, las soluciones de calidad y durabilidad, y la preservación de la salud de las personas.

Estos pilares nacen teniendo en cuenta los objetivos de desarrollo sostenible establecidos por Naciones Unidas para 2030 y las tendencias de infraestructura que se ven en el mundo proyectado a lo largo del tiempo. Por ejemplo, se hace referencia al uso eficiente de la energía, donde ya se han desarrollado soluciones que reducen el consumo excesivo, como los techos fríos y los paneles termoaislantes. Estas son alternativas sostenibles que ayudan a minimizar la demanda de energía eléctrica de aire acondicionado en casas, predios, etc.; reduciendo hasta en 5°C la temperatura en el interior de las edificaciones.

## *Soluciones para empresas y el sector residencial*

Lo irónico del tema es que la percepción que el mercado todavía tiene de la cons-

trucción sostenible se asocia con proyectos de grandes inversiones y altos costos, lo cual no se ajusta a la realidad. Por lo tanto, debemos trabajar para que más empresas se sumen a la iniciativa de utilizar tecnologías que no ocasionen daño al medio ambiente, generen beneficios, optimicen costos, y sean perdurables en el tiempo. De esta manera se masifica el mensaje que se pretende dar a conocer con este tipo de iniciativas y se podría llegar a un espectro del mercado que todavía desconoce los beneficios de estas soluciones y sus costos reales.

**El Gobierno colombiano se comprometió a reducir el 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2030.**

Asimismo, debemos aportar al desarrollo sostenible de nuestro país e impactar las métricas mundiales con el fin de preservar el lugar donde vivimos. Consideramos que es indispensable que todos pongamos de nuestra parte para hacer del planeta un lugar habitable a lo largo del tiempo. Por esta

razón es crítico entender que la construcción sostenible y el uso eficiente de materiales con menor huella de carbono van de la mano, así como que el uso eficiente de los recursos va más allá del ámbito industrial y alcanza también al residencial.

De igual manera, es necesaria la gestión del uso eficiente de los recursos en todos los sectores de la producción, por ejemplo, por medio del uso de energías renovables no convencionales o de una gestión más eficiente del agua, a través de tecnologías de ultrafiltración que permiten su reutilización. Asimismo es importante el aprovechamiento de residuos industriales para incluirlos de nuevo en la cadena de valor y la focalización en procesos productivos con alto potencial de mitigación.

En conclusión, debemos trabajar en comprender, diseñar, gestionar e implementar soluciones que contengan los cuatro pilares mencionados anteriormente. En un mundo con una población creciente y unos recursos limitados es imprescindible entender el contexto en el que nos encontramos como país, trabajar en iniciativas para asegurar que toda la cadena de valor sea sostenible y brindar beneficios reales a la sociedad, protegiendo su bienestar y el del medio ambiente. ●

**MASA Y STORK**  
SOCIOS PARA TODA  
LA VIDA



## NUESTRA OFERTA DE VALOR

- Operación y Mantenimiento de activos mejorando sus niveles de productividad y rentabilidad.
- Ingeniería, procura y construcción de proyectos.
- Reducción de pérdidas de producción, incremento de la disponibilidad, equilibrio de los costos de operación y control de riesgos.

Carrera 7 #156 - 10 Edificio North Point Torre Krystal, piso 25

[info.comercial@stork.com](mailto:info.comercial@stork.com)

[www.masateam.com](http://www.masateam.com)

[www.stork.com](http://www.stork.com)

PBX - 5169696



# Energías renovables, una tendencia mundial que llegó para quedarse

La creciente inversión en energías renovables en el mundo, incluidos los países de América Latina, denota que las energías renovables son una realidad y se extienden con el tiempo. En Colombia hay un alto potencial para estas fuentes de energía, que servirían para dinamizar el crecimiento, sobretodo de las zonas más apartadas del país.



Fuente: AB Energía.

**Marcela Bejarano Fernández**  
Gerente general AB Energía

El décimo estudio sobre energías renovables realizado por la ONU y Bloomberg New Energy Finance (BNEF), publicado en el primer trimestre de este año, arrojó como resultado que en el año 2015 se generó el récord global de inversión en energía renovable de la última década. Excluyendo los proyectos de energía hidráulica, en el 2015 las energías solar y eólica crecieron 5%, alcanzando una inversión de US\$286 mil millones, sobrepasando el récord generado en el 2011 que llegó a un monto de US\$279 mil millones. Por su parte, la energía solar creció un 12% con una inversión mundial de US\$161 mil millones.

Otro dato interesante es el impresionante comportamiento en la tendencia a la baja en los costos de los paneles solares así como el de las baterías, según lo indica

## Tendencias globales en inversiones en energías renovables (2016)

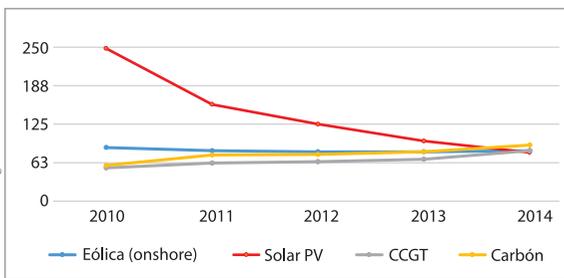


Fuente: AB Energía.

Fuente: REN 21, La primera década 2004 - 2015 (The first decade: 2004 - 2015); IRENA; BNEF; Enerdata; GlobalData; TSOs, 2016.

otro reporte de Bloomberg New Energy Finance (BNEF), sobre costos en los últimos seis años, resaltando que la energía renovable y en especial la energía solar, llegó para quedarse.

Los países que lideran la utilización de energías renovables en América Latina son Brasil y Chile.



Fuente: BNEF, Levelized cost of Electricity Updates 2009-2014 (yearly averages); BNEF, Wind - Research Note, Clostin : grid parity for parity for onshore wind, 11/2011. Note: BNEF has stopped providing global central LCOE values for coal and CCGT since H2-2014 Update. Solar Server.

**En el 2005 la inversión regional en energías renovables alcanzó US\$ 9.300 millones en el 2015.**

### *Las principales tendencias mundiales en América Latina*

Pero más importante aún, resulta el comportamiento en el origen de la inversión. La tendencia ha demostrado que los costos en la implementación de este tipo de tecnologías provienen de los países desarrollados, quienes mediante políticas públicas incentivaron tanto su desarrollo como su utilización. Así, países como Estados Unidos, los países nórdicos, los países escandinavos, Alemania, España y China, entre otros, han marcado la tendencia inyectando presupuesto al desarrollo para la evolución de la industria.

Sin embargo, en estos últimos tres años se ha roto el paradigma demostrando que continentes como América Latina han decidido montarse en la ola de las energías renovables para explotar todo su potencial. Los países que lideran la tendencia en América Latina desde hace más de 10 años son Brasil y Chile. Sin embargo, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energías Renovables, en el último trienio países como Honduras, México, Costa Rica y Uruguay han elevado el promedio de inversión en el ámbito regional, que pasó de US\$6.000 millones anuales en el 2013 hasta llegar a los US\$ 7.000 millones en el 2014 y US\$ 9.300 millones en el 2015.

Este logro tiene origen fundamentalmente en la promoción de las políticas de gobierno. Así, países como Chile han logrado no sólo diversificar su matriz energética sino ampliar la cobertura en el norte (Antofagasta), para la operación de sus minas mediante la estructuración de un programa de subasta. México, por su parte, decidió liberalizar el mercado de la energía. Perú y Honduras también se encuentran haciendo lo propio.

Aunque la región tiene un gran potencial de crecimiento, países como Argentina, Venezuela y Colombia presentan rezagos en el desarrollo de energías renovables, tanto solar como eólica. En el caso venezolano la política de subsidio al petróleo desincentiva la inversión y en el caso argentino el panorama parece cambiar tras la transición en el Gobierno.

Colombia, que goza de un sistema políticamente estable, en donde el modelo de economía de mercado es un imperativo ligado a la democracia y en donde la economía reporta uno de los mejores comportamientos de la región, las energías renovables sólo representan un 3.5% de la potencia instalada en el sistema interconectado. La meta propuesta por el Gobierno nacional es llegar al 6.5% para el año 2020.

**Es indispensable la reglamentación de la Ley 1715 de 2014.**

### *Colombia, un país con potencial para el aprovechamiento de energías renovables*

De acuerdo con las estadísticas del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas par las Zonas No Interconectadas (IPSE), actualmente en el país se generan 124 megas de energía en 475 municipios de 16 departamentos mediante plantas diésel. Un buen comienzo sería empezar por estas regiones no interconectadas en las que el 99% de la generación de energía es contaminante, costosa, de baja calidad y con un rango de prestación de servicio limitado. Lastimosamente, el país no es consciente de su potencial energético en fuentes no convencionales y de los efectos positivos de su implementación en el mediano y largo plazo.

Sin mencionar siquiera los efectos positivos medio ambientales que por sí mismo serían suficientes para la implementación de este tipo de tecnologías, podemos alu-

dir por ejemplo al incremento al que se podría llegar en el rango de horas de servicio. Actualmente el promedio de la prestación del servicio de energía en este tipo de regiones oscila entre las cuatro y seis horas diarias de luz, un rango que puede considerarse como un factor de atraso en desarrollo y competitividad de nuestras regiones. Si entendemos la energía como un factor transversal a la mayoría de actividades de la evolución de una comunidad; salud, educación, seguridad alimentaria y comunicaciones, entre otros, estaríamos dando un paso muy importante en lo que a desarrollo del modelo descentralizado regional se refiere.

Ya existen empresas dedicadas a comercializar energía proveniente de fuentes no convencionales como la solar, sin que le cueste más al usuario. Existen varias líneas de crédito y proyectos de financiación que apalancan esta migración. Ejemplo de lo anterior es la implementación y comercialización de modelos híbridos entre energía convencional y energía solar para el suministro a poblaciones en Zonas No Interconectadas del país, que representan actualmente el 32% del territorio nacional. Las poblaciones piloto de esta iniciativa serán dos municipios de Casanare: Trinidad, con un impacto de 220 viviendas, y Paz de Aripuro, con 184 vivienda.

No obstante, para impulsar este desarrollo se hace indispensable la reglamentación de la Ley 1715 de 2014, así como la creación de una política pública que les permita a los inversionistas certidumbre jurídica en el desarrollo del modelo de negocio para pasar del mito a la realidad. De nosotros depende el rol que queramos representar a nivel regional en la implementación de una tecnología que llegó para quedarse. ●

**En el 99% de las Zonas No Interconectadas la generación de energía es contaminante, costosa y de baja calidad.**

# Nanotecnología en la industria del petróleo y gas: un tema de apropiación

*A pesar de cierta resistencia a la implementación de la nanotecnología en la industria hidrocarburífera, su aplicación práctica es un realidad. Es hora de que el sector aproveche e impulse los avances tangibles que ya se evidencian.*

**Camilo A. Franco**

*Profesor asistente del Departamento de Procesos y Energía de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia (sede Medellín)*



Fuente: Universidad Nacional de Colombia (sede Medellín).

El inicio del concepto de nanotecnología se remite a finales de la década de los 50 cuando el físico Richard Feynman presentara su conferencia titulada “Hay bastante espacio en el fondo”, en donde desde una perspectiva futurista para la época describía procesos mediante los cuales el ser humano sería capaz de manipular la materia a escala nanométrica.

Un nanómetro (nm) es la billonésima parte de un metro ( $1 \times 10^{-9}$  m), lo que equivale a que el diámetro de la cadena de ADN, que es de aproximadamente 2,5 nm, sea mil veces más pequeño que el tamaño promedio de una bacteria, y un billón de veces más pequeño que una gota de agua. Así, por definición, un nanomaterial es aquel cuyas dimensiones se encuentran entre 1 y 100 nanómetros y puede ser clasificado como nanopartícula, nanofibra, nanotubo, nanoesfera, entre otros, dependiendo de su morfología y de sus características físico-químicas.

Hoy en día, el centro de los desarrollos científicos se concentra en la nanociencia, desde investigaciones en diferentes áreas del conocimiento como la medicina, la agricultura y la construcción, hasta el reciente Premio Nobel de Química otorga-

do a los profesores Jean-Pierre Sauvage, Fraser Stoddart y Bernard Feringa por el diseño y síntesis de máquinas de tamaño nanométrico.

**La industria del petróleo y gas no es ajena al boom nanotecnológico.**

A pesar del escepticismo inicial y que aún se mantiene por parte de algunas áreas de la industria del petróleo y gas, esta no es ajena al *boom* nanotecnológico, especialmente en Colombia. Desarrollos recientes han demostrado que nanopartículas y nanofluidos (suspensiones estables de nanopartículas en determinado fluido) son aptos para optimizar diferentes procesos en la industria petrolera. Su principal atractivo es el pequeño tamaño que les permite viajar libremente a través del medio poroso sin riesgo de problemas adicionales. En la nano-escala, los materiales toman propiedades excepcionales que no se logran a escalas convencionales, tales como altas relaciones área superficial/volumen, estabilidad química y térmica, y dispersabilidad.

## Casos prácticos y utilización en procesos de recobro

Aplicaciones en diferentes áreas como la perforación, la estimulación de pozos, la inhibición del daño de formación, el manejo de fluidos de producción y el recobro mejorado han abierto el panorama en cuanto a la aplicación de la nanotecnología en el sector. Un ejemplo claro es el caso del campo Cupiagua Sur, en donde a partir de materiales desarrollados en Colombia y por colombianos se llevó a cabo la primera prueba piloto a nivel mundial de aplicación de nanofluidos para la inhibición del daño de formación por precipitación/deposito de asfaltenos.

Cabe resaltar, que la aplicación de la tecnología a escala de campo fue posible gracias a la sinergia entre la academia y la industria que permitió el desarrollo en varios niveles de conocimiento. Como consecuencia, mediante la implementación del nanofluido se obtuvo un aumento en la productividad de más de 200.000 barriles de aceite acumulados en ocho meses. Con este exitoso precedente, la tecnología se ha masificado y se ha incentivado el desarrollo de aplicaciones en los últimos años con pruebas a nivel de campo, que buscan me-

jorar la movilidad de crudos pesados e inhibir otros tipos de daño de formación. Sin embargo, aún falta mayor iniciativa en el país para fortalecer el crecimiento de este tipo de tecnologías innovadoras.

En un país como Colombia, en el que las operaciones de perforación y exploración han cesado considerablemente, es necesario el desarrollo de nuevas tecnologías con una mejor relación costo-beneficio que permitan optimizar los recursos actualmente disponibles en el subsuelo y así evitar una crisis energética en un futuro no muy lejano.

Las tecnologías de recobro mejorado no son ajenas a la situación. Y con el creciente número de aplicaciones implementadas es imperativo optimizar las operaciones y encontrar soluciones eficientes para los problemas que traen consigo este tipo de prácticas; ya en el país se han desarrollado diferentes nanomateriales que permiten la optimización de procesos de recobro mejorado en frío y en caliente. Para esto, la formación de talento humano por parte de las instituciones educativas de nuestro país y su conexión con el sector industrial ha sido fundamental. A través del desarrollo de nanopartículas inteligentes se ha incentivado, desde niveles de pregrado hasta postdoctorado, una apropiación de la tecnología en el país. Esto último demuestra la importancia de la formulación nanomateriales específicos como forma de optimizar procesos de recobro mejorado, un hecho que ya es una realidad y no una visión futurista como lo planteó hace unos años el profesor Feynman.

Es el caso de las nanopartículas para optimizar la inyección de agentes químicos como polímeros y surfactantes, las investigaciones han evidenciado que mediante diferentes fenómenos de superficie e interacciones entre los pares polímero-nanopartícula o surfactante-nanopartícula, se pueden obtener importantes incrementales en el factor de recobro e incluso mitigar diferentes problemas como la degradación del agente químico.

**Se pueden obtener importantes incrementales en el factor de recobro y mitigar la degradación del agente químico.**

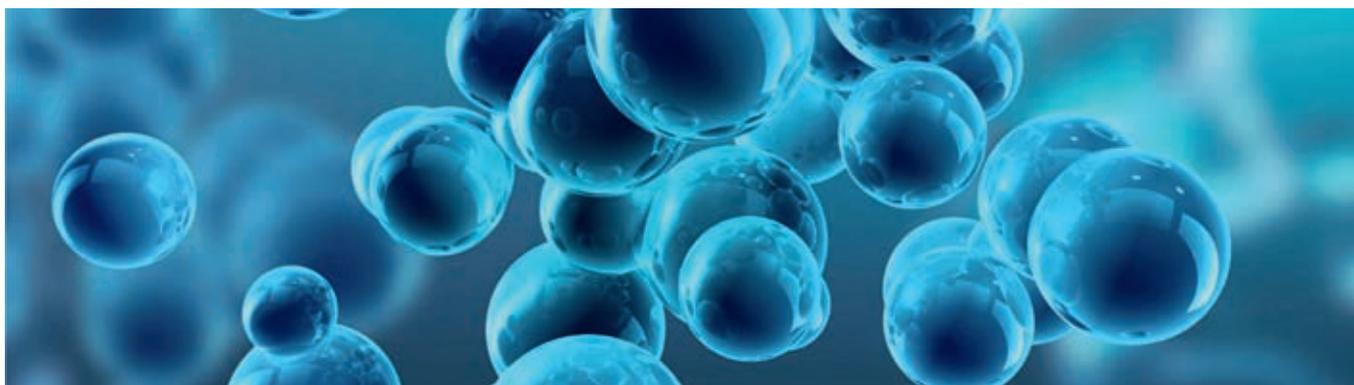
Adicionalmente, debido a su pequeño tamaño, las nanopartículas pueden viajar largas distancias sin afectar el medio poroso y son aptas para alcanzar sitios que son inaccesibles para otro tipo de tratamientos. De este modo, las nanopartículas se presentan además como una alternativa a trazadores ambientalmente perjudiciales, como aquellos de naturaleza radioactiva, lo que minimiza el impacto ambiental causado en este tipo de operaciones.

En cuanto a las operaciones de recobro térmico, materiales inteligentes que son resistentes a la degradación térmica y que presentan alta actividad catalítica para disminuir requerimientos energéticos, han sido desarrollados a nivel de laboratorio.

Una mirada a operaciones de recobro térmico eficiente mediante la aplicación de nanofluidos indica que la calidad del crudo recuperado puede ser incrementada drásticamente en términos de aumento de gravedad API y reducción de viscosidad mediante la correcta selección del material. Además, operaciones con elevados consumos de agua o gas pueden disminuir el suministro de los mismos mediante la implementación de nanomateriales. A pesar de esto, los materiales que se han desarrollado aún no se han implementado bajo condiciones reales de campo en procesos de recobro térmico, lo que representa una tarea pendiente por parte del sector industrial en la cual la apropiación de la tecnología es de primera importancia. Es momento de creer en el desarrollo de la tecnología colombiana con los más altos estándares de calidad e innovación.

### *La hora de impulsar la nanotecnología en el país*

El recobro mejorado es una realidad en Colombia y el sector académico se encuentra preparado para enfrentar los retos que traiga consigo, por lo tanto, es necesario que el sector industrial y el Estado se unan e impulsen de manera decidida este tipo de desarrollos a escala de campo, mediante la capacitación de recurso humano de calidad y la apertura a un mayor número de casos piloto que motiven la confianza y que permitan al país ser pionero en este tipo de tecnologías avanzadas. Es el momento de apropiarnos de la nanotecnología como una iniciativa colombiana, desarrollada por colombianos. ●



Fuente: archivo.

## *UL llega a Colombia para dirigir sus operaciones en el área Andina*

La madurez del mercado y el volumen de ventas que maneja Colombia, hizo que esta empresa global eligiera al país como la sede de sus operaciones en los países andinos. La empresa provee ambientes seguros respecto al uso de la energía eléctrica, previniendo la pérdida de vidas y bienes, a partir de una revisión minuciosa del avance de la ciencia a través de cuidadosas investigaciones.

UL cuenta con 170 laboratorios propios y presencia en más de 113 países de América Latina, América del Norte, Europa y Asia. La empresa ofrece la certificación y validación de productos, materiales, equipos, instalaciones, sistemas y construcciones de diversos tipos con el fin de reducir riesgos eléctricos, de fuego y circunstanciales.

“Colombia, además de ser el próximo destino de apertura de las oficinas de UL,

desde donde se emitirán los certificados de conformidad de productos con reglamentos técnicos emitidos por los ministerios de Minas y Energía e Industria Comercio y Turismo, también será el lugar desde el que se dirigirán las operaciones del área Andina”, afirmó el ingeniero Héctor Garzón Granados, Country Manager para Colombia.

“UL hace presencia en el mercado andino con su oficina en Colombia para apoyar a los exportadores a llevar sus productos a otros mercados, asegurando que cumplan con los requisitos de seguridad del país al cual exportan”, aseguró Gitte Schjotz, presidente de UL Internacional. El Sr. Schjotz explicó que nuestro país fue elegido porque el crecimiento de su población e industria ha sido muy importante, y actualmente Colombia representa el 67% de las ventas en el área Andina.

En Colombia, UL realizará los procesos de certificación de productos con cinco reglamentos técnicos, tanto a fabricantes como importadores. Estos son el RETIE (reglamento de seguridad eléctrica); RETILAP (reglamento de iluminación); RETIQ (eficiencia energética; gasodomésticos y refrigeradores). Con estas certificaciones la empresa tiene previsto atender a clientes fabricantes o importadores.

“Para 2017, UL planea consolidarse como uno de los más importantes socios de los fabricantes, importadores y exportadores en sus negocios, ofreciendo servicios de certificación de productos en el área Andina, incrementando los negocios que ya tiene en la región para exportaciones y consolidando la marca local UL, asegurando rigurosidad técnica y brindando la posibilidad de acceso al mercado global como valor agregado diferenciador”, agregó el ingeniero Garzón. ●

## *Mantenimiento de líneas vivas en proyectos de gran impacto*

El pasado 17 de noviembre el Grupo Energía de Bogotá anunció el plan de implementación de la técnica de mantenimiento de “líneas vivas” en proyectos de transmisión de gran magnitud, práctica que busca garantizar la operación de los proyectos manteniendo la continuidad en el servicio.

El trabajo en línea viva consiste en realizar el mantenimiento de las líneas de transmisión sin realizar una desconexión de la misma, efectuando el mismo en 244 kiló-

metros de sus líneas de transmisión, en los circuitos Guavio- Reforma 1- 2, Reforma-Tunal 1-2 y Guavio- Circo 1-2, con la sustitución de 21.822 separadores.

Esta labor es cada vez más relevante para asegurar la calidad, confiabilidad y continuidad en el suministro de energía garantizando así el servicio. Además de los beneficios que se obtienen para evitar un desabastecimiento energético, esta metodología representa ahorro económico y optimización de recursos y tiempo para el grupo.

A nivel nacional el Gobierno y las empresas de transmisión eléctrica están adelantando esfuerzos a lo largo de la geografía nacional. Recientemente Jorge Valencia, director general de la Unidad de Planeación Minero Energética (upme) resalto que mediante la expansión de las redes de transmisión eléctrica, “se mejoran las condiciones de acceso del servicio eléctrico de nuestras regiones y, por ende, a la calidad de vida de sus habitantes” ●

## Canaletas curvas aportan innovación y funcionalidad a las redes

Schneider Electric presentó su nueva línea de canaletas curvas, las cuales se adaptan a cualquier espacio y amplían las alternativas para la instalación de redes en diferentes escenarios, particularmente en los lugares donde se requiere que llamen menos la atención y a la vez donde se exige que haya calidad en la distribución de las redes.

“Las canaletas Dexson ayudan a distribuir los cables de una manera más estética y al ser una canaleta más plana se adapta perfectamente a las paredes, sin necesidad del uso de tornillos, pues tiene incorporada la nueva cinta doble faz de alta adherencia”, comentó Giovanni Quiñonez de Schneider Electric.

Las nuevas canaletas permiten desplegar las redes de forma fácil y segura. Gracias a su diseño innovador, único en el mercado, las nuevas canaletas ovaladas de Schneider Electric se convierten en una opción para las áreas residenciales que buscan ocultar y distribuir sus cables de una manera segura. ●

## Primer sistema híbrido de energía en telecomunicaciones para exteriores

Flexenclosure, compañía global en sistemas de gestión inteligente de energía para la industria de las tecnologías de la información, lanzó su nuevo sistema híbrido de energía para sitios de telecomunicaciones eSite x10. Este servicio ofrecerá a las compañías de torres y operadores móviles una ventaja sostenible en términos del máximo tiempo de funcionamiento alcanzable y el costo de energía en sitio más bajo posible.

Es el primer sistema híbrido de energía eléctrica para sitios de telecomunicaciones

especialmente diseñado bajo normas de telecomunicaciones para exteriores. Esta es una unidad patentada, sellada, a prueba de manipulaciones, con sistema de enfriamiento pasivo por convección, sin filtros, sin partes móviles y que no requiere mantenimiento.

Hoy en día, la falta de mantenimiento en los sistemas híbridos de energía es una fuente común de problemas de desempeño. Y este sistema ha sido diseñado para no requerir mantenimiento y tampoco nece-

sita filtros. El sistema no cuenta con partes móviles y utiliza conmutación suave patentada (*soft switching*) entre la red eléctrica y el grupo electrógeno de diésel. De esta manera se reemplaza la conmutación mecánica y se protege la unidad de energía entrante que pudiera causar algún daño. Al mismo tiempo, el sistema maximiza la captura de energía. Adicionalmente utiliza enfriamiento pasivo por convección, por lo que no se desperdicia energía en sistemas de enfriamiento activos, como el aire acondicionado. ●



Fuente: archivo.

## Energía verde, la clave de petroleras para bajar costos y huella de carbono

El apetito del mundo por energía está creciendo dramáticamente. Según la Agencia Internacional de Energía, la demanda crecerá 37% entre 2014 y 2040. Un reto que tiene a los proveedores de recursos como el petróleo y el gas natural explorando en zonas remotas y sacrificando parte de su rentabilidad por cuenta del aumento de costos que esto implica.

De acuerdo con Ana Amicarella, directora ejecutiva de Aggreko para Latinoamérica, compañía británica que suministra energía temporal para sectores como el petrolero y minero, a pesar de la demanda de energía y las proyecciones de su crecimiento en las

próximas décadas, muchas compañías están dudando en invertir en infraestructura en zonas remotas.

Sin embargo, en este contexto, empresas como Aggreko han encontrado una manera importante de apoyar a las empresas gracias a sus soluciones de energía que pueden desplazar combustibles de mayor costo, comparados con otros, como, por ejemplo, el gas natural. Esto último permite la reducción en inversión de bienes de capital (Capex), pues la inversión inicial en la compra de equipos ya fue asumida por el proveedor y no es trasladada al cliente. Adicionalmente, la empresa ha desarrolla-

do la opción de tratar el gas en campo para que pueda ser utilizado como combustible para la generación de energía en el mismo lugar, con lo que se ahorran los costos de transporte y se reduce la posibilidad de derrames, entre otros incidentes ambientales.

Asimismo, estas soluciones contribuyen a reducir la huella de carbono que deja la actividad. En opinión de expertos, una ventaja del gas frente a otros combustibles como el carbón, el diesel o el gas licuado del petróleo (GLP), es que ese hidrocarburo produce menos CO<sub>2</sub> y es más eficiente porque es de los que más produce energía a partir de una unidad de combustible. ●

## La puerta al internet de las cosas industriales

Schneider Electric, especialista global en gestión de energía y automatización, anunció el pasado mes de octubre el lanzamiento de su nueva gama de controladores programables de automatización conectados, Modicon ePACM580. Estos controladores fueron diseñados para procesos de alta complejidad. El producto estrella de la gama de controladores Modicon cuenta con conectividad a redes de datos a través de ethernet, así como funcionalidades de redundancia (*Hot Standby*), y de ciberseguridad integradas de manera nativa en su núcleo.

Este es el primer controlador programable de automatización diseñado para los nuevos entornos de producción donde primará el internet de las cosas industriales (*IIoT* por sus siglas en inglés) de alta gama. Este sistema se integra de forma transparente

a PlantStruxure de Schneider Electric, la arquitectura de automatización para todos los niveles de la empresa.

Según Sebastián Giraldo, gerente de *Automation & Drives Product* de Schneider Electric para el área andina: "La industria colombiana cuenta con un nuevo aliado para mejorar la eficiencia de los procesos productivos en nueva gama de controladores Modicon M580. Gracias a sus funcionalidades de última generación, tales como la comunicación por ethernet, ciberseguridad, alto desempeño y, sobre todo, alta disponibilidad de la información, los clientes se beneficiarán de una solución del futuro diseñada para cumplir con las más altas exigencias. De esa manera, el usuario estará conectado de forma transparente a sus procesos, a través de dispositivos inteligentes, que aportan datos en tiempo real

y que aseguran la vía más sencilla hacia el internet de las cosas industriales".

Este sistema provee al mercado las mejores capacidades de seguridad cibernética, gracias a las certificaciones Achilles™ Nivel 2 de ISA. Para aquellos usuarios que necesitan trazabilidad en sus procesos y programas, el Modicon M580 está equipado con mayores capacidades de memoria y procesamiento, las cuales permiten trabajar con funciones integradas de ciberseguridad y estampado de valores de tiempo para todas las variables del proceso.

La migración con el nuevo ePAC Modicon M580 no requiere de un cambio completo de los sistemas instalados debido a la integración y asequibilidad para modernizar paso a paso las plataformas existentes Modicon Premium y Quantum. ●

# ENFRENTANDO DESAFÍOS OPTIMIZANDO RESULTADOS

Cada empresa es diferente, cada proyecto único. En Weatherford trabajamos de la mano con usted para asegurar que nuestras soluciones se ajusten a sus necesidades y expectativas. Su éxito es el nuestro. Este es el principio fundamental de nuestro negocio y la medida de nuestro compromiso. Desde el principio hasta el final, nuestros recursos estarán enfocados en sus objetivos.

Para conocer más sobre cómo nuestros servicios pueden ayudarle a superar sus desafíos operacionales, visítenos en [weatherford.com](http://weatherford.com).





Fuente: ILF Consulting Engineers.

**Juan Severiche**  
*Analista de mercado  
 para el área de Business  
 Development de ILF  
 Consulting Engineers*



Fuente: HOTA Reservoir Solutions GmbH.

**Rafael E. Hincapie**  
*Desarrollador de Negocios  
 en Latinoamérica y el  
 Caribe de HOTA Reservoir  
 Solutions GmbH*

## *Inyección polimérica, un proceso clave para incrementar los factores de recobro*

*En un marco caracterizado por la caída del precio del petróleo y los recortes de presupuesto, pero con la necesidad de aumentar la producción, la inyección de polímeros surge como una opción para aumentar las reservas que requiere el país. A continuación un recuento de sus ventajas y un análisis de su aplicabilidad en Colombia.*

Se espera que el petróleo suplirá el 26% de la energía hasta el 2040, siendo este uno de los principales combustibles para el desarrollo en el futuro cercano. Por esta razón es tan importante continuar con el proceso de adquirir nuevos volúmenes que puedan cubrir esta demanda. El único problema es que con la actual caída de los precios, el índice de reemplazo de las reservas producidas frente a nuevos descubrimientos viene disminuyendo constantemente.

La mejor forma de conseguir un reemplazo más eficiente es buscar el petróleo en los yacimientos ya existentes o “maduros”. El promedio del factor de recobro en estos yacimientos está entre el 20% y el 40%, dejando atrás un porcentaje importante que en el mayor de los casos puede ser extraído con técnicas adicionales. Por eso la producción proveniente de los reservorios existentes es una prioridad, ya que el incremento del factor de recobro de estos campos maduros será crítico para cubrir la demanda creciente de energía en los próximos años.

El mayor reto para continuar con la producción de petróleo en los yacimientos maduros, es el de mantener una presión suficiente para desplazar el petróleo desde el yacimiento hasta la superficie. Esto se puede lograr por un tiempo con la inyección de gas o agua al reservorio (recuperación secundaria).

**El promedio del  
 factor de recobro  
 en los yacimientos  
 maduros está entre el  
 20% y el 40%.**

La inyección de agua, por ejemplo, es uno de los procesos de recobro más conocidos y aplicados en el mundo. Este método puede ser un recobro efectivo para tipos de petróleo que tengan una menor densidad, como los crudos medianos o livianos, pero este proceso solo resulta en un 10% adicio-

nal al factor de recobro original. Esto demuestra que el proceso tiene una eficiencia limitada para desplazar el petróleo.

### *Los métodos de recobro EOR*

Estas limitaciones en los métodos de recobro tradicionales de inyección han hecho necesaria la implementación de los métodos de recobro EOR (*Enhance Oil Recovery*) con el objetivo de incrementar la eficiencia de desplazamiento y maximizar el factor de recobro. Dentro de estos métodos EOR se incluyen los procesos térmicos, los miscibles y los químicos. Y en la clasificación de procesos químicos se encuentra la inyección de polímeros, que suele perfilarse como una excelente opción para ser aplicado en los campos que ya estén en desarrollo. Por ejemplo como adición al método existente de inyección de agua tradicional (inyección de agua mejorada).

De forma general, en este proceso químico los polímeros son agregados al fluido de inyección (agua) para incrementar su vis-

cosidad, hasta que esta se asemeje a la viscosidad del crudo. De esta manera, se mejora tanto el índice de movilidad entre el fluido desplazado (crudo) y el desplazante, como la eficiencia de desplazamiento volumétrico. Este proceso ha mostrado incrementos adicionales de un 5% a un 20% en el factor de recobro, llegando con esto a valores cercanos a un 60% de recobro total.

Por otra parte, los procesos químicos de EOR, como el de inyección de polímeros, tienen grandes retos asociados. Los más relevantes son: el tipo de polímero a ser utilizado dependiendo de los fluidos en el yacimiento; los problemas de adhesión generados dentro de la roca y el taponamiento de los pozos inyectoras; las características de porosidad y permeabilidad; la profundidad del yacimiento y la temperatura del yacimiento, etc. Por tanto, se requerirá una evaluación precisa del yacimiento y sus características, para aplicar el tipo de polímero más apropiado y así minimizar los efectos de los retos anteriormente descritos.

Su mercado ha venido teniendo y tendrá un crecimiento significativo a nivel global en la siguiente década con los nuevos desarrollos tecnológicos. Numerosos ejemplos relacionados con la aplicación de polímeros a nivel mundial pueden ser citados. En Austria, por ejemplo, la inyección de polímeros fue implementada en un campo maduro (campo Matzen, yacimiento octavo) donde la producción de petróleo contaba con una alta declinación. Luego de la inyección de polímeros, se produjo suficiente crudo adicional, demostrando el mejoramiento del radio de movilidad. El crudo adicional recuperado se asumió como un 30% resultado de la aceleración y un 70% resultado del mejoramiento de la movilidad del crudo.

### *Colombia, un terreno fértil para nuevas tecnologías*

En comparación con otros países del mundo, el uso de procesos de recuperación mejorada de petróleo no es una práctica tan común en Colombia. El incremento de producción mediante procesos secundarios o terciarios se encuentra muy por debajo de los niveles internacionales, y los

proyectos de EOR son pocos en comparación con el número de campos en el país. La aplicación de inyección de polímeros ha sido diferida en el tiempo a pesar de ser efectiva desde el punto de vista de costos. Esto podría deberse a que hasta hace relativamente poco tiempo Colombia vivía en la era del “petróleo fácil”, era que lamentablemente parece llegar a su fin atendiendo al número creciente de campos maduros.

**La inyección de polímeros ha mostrado incrementos adicionales de un 5% a un 20% en el factor de recobro.**

La mayoría de los campos operados por Ecopetrol, alrededor de unos 280, cuentan con más de 40 años de producción. Por lo tanto, Colombia está operando campos muy maduros y con bajos factores de recobro. Ecopetrol es uno de los pioneros en Colombia de este tipo de tecnologías, con proyectos piloto de inyección de agua mejorada. Entre estos se podrían mencionar los de los campos Casabe, Palo Grande-Cebu, Tello, Yaguara, Yariguí-Cantagallo y Chichimene.

El primer proyecto de inyección de polímeros de Ecopetrol fue implementado en el campo Yariguí-Cantagallo en 2014. El tiempo de diseño hasta la implementación del piloto fue de alrededor de 18 meses, incluyendo etapas desde la selección de áreas y fluidos adecuados, evaluaciones de laboratorio y simulación, hasta la selección y diseño de infraestructura. Esta aplicación suministró excelentes lecciones aprendidas para las mejores prácticas y para extender la aplicación del método de inyección de polímeros en Colombia.

En nuestra opinión y basados en evaluaciones realizadas con datos de fuentes públicas, las características del crudo colombiano y sus propiedades de yacimiento son adecuadas para la inyección de polímeros o aplicación de procesos químicos, de acuerdo con varios análisis preliminares de selección. Como sugerencia se podrían

mencionar algunos campos que de momento requieren evaluaciones individuales a detalle: Cupiagua, Llanito-Gala, San Francisco, Dina-Terciario y San Roque.

El dramático descenso de la exploración debido a la crisis y la urgente necesidad del país de incorporar nuevas reservas convierten a la tecnología EOR en una tendencia principal para la producción petrolera de Colombia. Y, al parecer, el terreno nacional es propenso para la adecuada implementación de avances de estas características. ●



Representación gráfica del desplazamiento del crudo por acción de la inyección de polímero.

Fuente: Clausthal University of Technology, 2015.

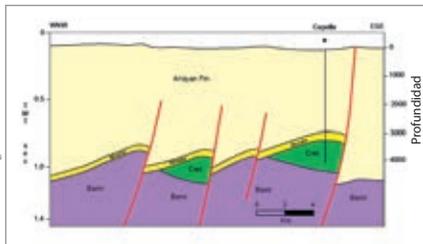
# Viabilidad de recobro mejorado térmico en el campo de crudo extrapesado Capella

*El crudo extra pesado del campo Capella es un buen ejemplo de las posibilidades de recobro mejorado aplicando inyección de vapor y así aumentando el factor de recobro, y con ello las reservas recuperables. A continuación los resultados de un programa piloto en la etapa temprana de desarrollo del campo.*

**Juan Carlos Ramón**  
Gerente general de LV Ingeniería

El campo Capella se encuentra ubicado en el departamento de Caquetá, en el municipio de San Vicente del Caguán, al sur de Colombia (Figura 1). Este campo con reservas significativas de crudo tiene una extensión de unos 15 x 5 km y se encuentra a unos 1.000 m de profundidad. El crudo es extra-pesado con gravedades API que oscilan desde 9.5° a 10,5° API con viscosidades entre 2.600 y 4.200 cP a condiciones de yacimiento, pero que a condiciones de superficie alcanza los 30,000 cP.

Si bien las arenas almacenadoras tienen muy altas permeabilidades, llegando a más de 18 darcys, que permiten la producción en frío con tasas de hasta 490 barriles de petróleo por día (*bopd* por sus siglas en inglés), la declinación es bastante alta y por tal el factor de recobro en producción en frío sería muy bajo. Es por esto que desde la etapa temprana de desarrollo del campo se planteó la posibilidad de aumentar la producción y las tasas de recobro final con el uso de algún método de recobro mejorado, y tras revisar varios métodos se definió la implementación de un proyecto piloto de inyección cíclica de vapor en el campo.

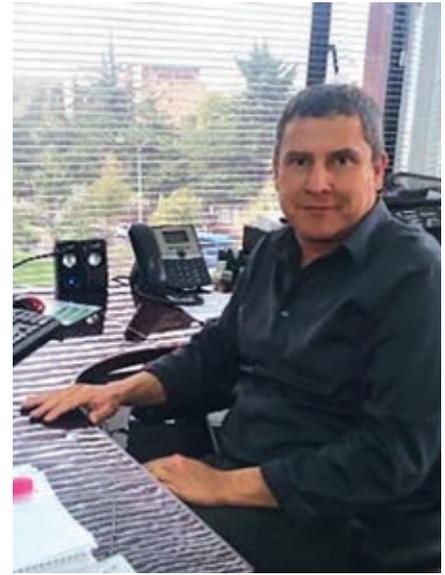


Fuente: LV Ingeniería.

Figura 1: Corte estructural del Campo Capella. La estructura anticlinal, limitada al oriente por una falla reactivada de tipo inverso con orientación NE y buzando al W. La sección amarilla es el tope de Mirador, el verde representa el conglomerado fracturado del Cretáceo y el lila el Basamento.

La revisión de campos análogos de crudo extra-pesado y con yacimientos de propiedades similares a Capella en la faja petrolífera del Orinoco en Venezuela, dieron incentivos adicionales, ya que reportaron programas de recobro de hasta 41% tras los programas de inyección cíclica y continua de vapor.

Este artículo presenta los resultados de estas pruebas, las cuales se consideran exitosas y demuestran la viabilidad de la inyección cíclica de vapor. Los pilotos realizados elevaron las tasas de producción diaria hasta 5,4 veces el promedio en frío y su efecto se vio hasta un año después de reiniciada la producción.



Fuente: LV Ingeniería.

## Descripción del campo Capella y propiedades de las arenas almacenadoras

El campo Capella es una estructura anticlinal de unos 15 km x 5 km, asociada a una falla regional de alto ángulo de orientación NE-SW paralela al rumbo de la Cordillera Oriental (Figura 2). Estas fallas normales antiguas fueron reactivadas durante el levantamiento de la Cordillera Oriental. El crudo se encuentra almacenado en dos niveles bien diferenciados por su tipo: el primero más superficial llamado formación Mirador, es un yacimiento de arenas no consolidadas de muy altas porosidades y permeabilidades; mientras que el segundo más profundo o Paleozoico es un yacimiento apretado y cementado por sílice y carbonato, pero naturalmente fracturado.

Las arenas no consolidadas de la formación Mirador tienen un espesor variable de 30 a 110 pies, porosidades promedio de 31% y permeabilidades medidas en corazonas que varían entre 3500 mD y 18650 mD, con promedio en 6400 mD. El yacimiento inferior naturalmente fracturado alcanza 400 pies de espesor por encima del

contacto agua aceite, tiene porosidad variable entre el 5% y el 16% y su permeabilidad variable se ubica entre 0,01 mD y 15,03 mD. Sin embargo, un factor común en los análisis de pruebas de presiones (PBU por sus siglas en inglés) del yacimiento inferior naturalmente fracturado es el ajuste a altas permeabilidades efectivas (4 a 14 darcys) para cotejar la productividad real de los pozos. Especialmente, luego de observar

- Métodos químicos: inyección de polímeros, surfactantes, soluciones causticas, y miscelar/polímeros combinaciones.

- Métodos miscibles: gas de hidrocarburos, CO<sub>2</sub> y nitrógeno, VAPEX, etc.

Usando el diagrama del documento SPE 1206913 (Figura 2), se encuentra que existen tres propiedades importantes para la

promedio de 585 °F y 75% de calidad en superficie. En la segunda prueba se inyectaron 373 toneladas de vapor a condiciones promedio de 567°F y 75% de calidad durante 10 días. La presión de superficie estaba limitada por la capacidad máxima del generador.

La prueba de producción en caliente inició con un corte de agua de 100% que fue disminuyendo rápidamente. Las tasas máximas de producción diaria alcanzaron hasta 5.4 veces la tasa base de producción en frío y en promedio para todo el ciclo 3 veces la tasa base en frío (Figura 3). Aunque se restringió la tasa de producción, se observa que los fluidos producidos mantuvieron una mayor temperatura hasta por varios meses después del ciclo de inyección de vapor (Figura 3).

En la segunda prueba piloto se inició producción en caliente con un corte de agua de 100% que disminuyó al final del ciclo hasta el corte de agua previo a la inyección. Las tasas máximas alcanzaron 2,3 veces la tasa base en frío y en promedio para todo el ciclo 1,3 veces la tasa de producción base en frío (Figura 4).

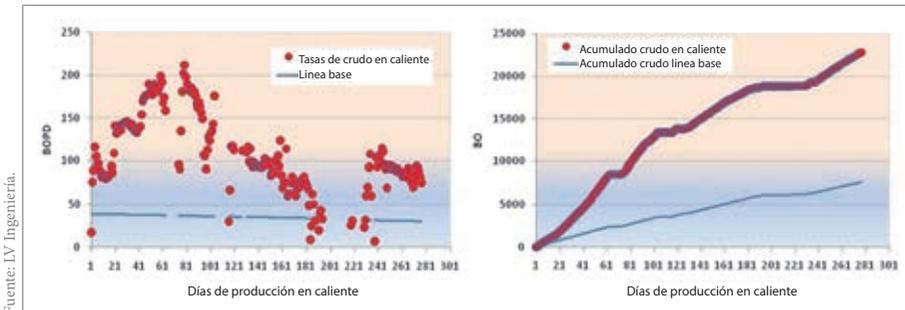


Figura 2: Comportamiento de Producción Posterior a la Inyección de Vapor en Conglomerado y comportamiento de la temperatura en cabeza de pozo.

la data de porosidad y permeabilidad más bajas en la matriz (data de corazones), dicho ajuste a alta permeabilidad se explica por el flujo a través de fracturas.

### Selección del método de recobro

El recobro en campos de crudo pesado y extra-pesado generalmente es bajo (menor a 10%) por métodos convencionales tanto primarios como secundarios. Por esa razón, los métodos de recobro mejorado desde tiempos tempranos de la producción de dichos campos es una práctica común. Los métodos de recobro mejorado en la literatura se clasifican como:

- Métodos térmicos: estimulación cíclica de vapor, inyección continua de vapor, SAGD y combustión in-situ.

definición del método de recobro mejorado: la viscosidad, la permeabilidad y la profundidad. Para el campo Capella los rangos promedios de dichas propiedades son: 2600-4200 cP a condiciones de yacimiento, 250 – 20000 mD y 3000-3500 pies. De acuerdo a la figura 2 para el Campo Capella es aplicable la inyección de vapor, tanto cíclica como continua y la combustión *in situ*, sin limitar posibilidades de proyectos híbridos. El campo Capella corresponde con los criterios para la inyección de vapor también en porosidad y saturación de crudo.

### Resultados de los pilotos de recobro termal

El primer piloto de inyección tuvo una duración de 19 días y se inyectaron en total 2.030 toneladas de vapor a condiciones

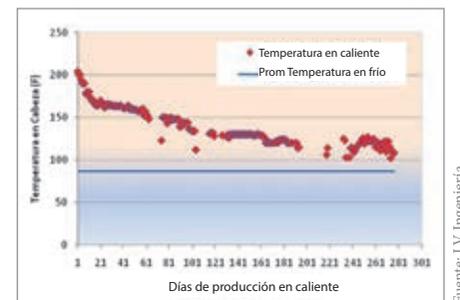


Figura 4:

### Conclusiones

Los resultados obtenidos de las pruebas piloto de inyección cíclica de vapor en el campo Capella sugieren que este procedimiento aumenta las tasas instantáneas de producción de crudo y el recobro a largo plazo. Tal como se esperaba en todas las pruebas se observó un aumento significativo en la tasa de producción como respuesta a la disminución de la viscosidad por aumento en la temperatura de los yacimientos. La prueba en el yacimiento naturalmente fracturado recibió el total del vapor diseñado y con pérdidas de calor bastante lentas (enfriamiento) hacia los alrededores. ●

\* Los autores agradecen a Emerald Energy (sucursal Colombia) y a Sinochem Group por permitir la publicación de este trabajo.

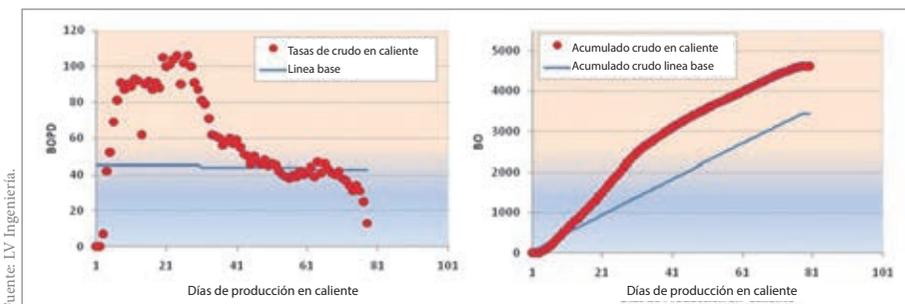


Figura 3: Tasas de Producción después de la Inyección de Vapor en Mirador.

## Por tercer año consecutivo se reconoce a la EEB como uno de los mejores emisores del mercado de valores

La Bolsa de Valores de Colombia (BVC) entregó el pasado mes de octubre y por tercer año consecutivo el Reconocimiento-IR a la Empresa de Energía de Bogotá, cabeza del Grupo de Energía de Bogotá, por su compromiso con la adopción de mejores prácticas en revelación de información y relación con los inversionistas.

El Reconocimiento-IR se otorga a las compañías que cotizan en bolsa y que acogen voluntariamente canales de comunicación que permiten posicionar a las empresas fortaleciendo la confianza y la credibilidad

de los inversionistas. La Bolsa de Valores de Colombia otorga esta distinción a las compañías listadas que cumplan requisitos como contar con un representante para atender las consultas de los inversionistas, tanto en español como en inglés; revelar información adicional a la requerida de forma ordinaria en ambos idiomas; mantener la información para inversionistas en el sitio web permanentemente actualizada; publicar estados financieros (balance general y estado de resultados) con cifras consolidadas de manera trimestral; y realizar eventos trimestrales de entrega de resultados financieros.

“Este reconocimiento permite que nuestro grupo empresarial sea cada vez más atractivo para el mercado accionario, por lo que nos motiva para seguir trabajando en el afianzamiento de las relaciones con nuestros grupos de interés y la adopción de prácticas que hagan más transparentes nuestros procesos”, afirmó Felipe Castilla, vicepresidente Financiero del Grupo Energía de Bogotá.

Para el grupo, esta distinción es el resultado de un trabajo continuo enfocado a cumplir con los más altos estándares de gobierno corporativo mediante una gestión objetiva, clara y verificable. ●

## Codensa se afianza entre las empresas más equitativas del país

En el mes de octubre Codensa fue seleccionada por segundo año consecutivo como una de las diez empresas más incluyentes en el país, según el *ranking* de equidad de género corporativo de Colombia. La compañía, además, mejoró su posición, pasando del octavo al quinto puesto.

Los resultados fueron anunciados por la consultora Aequales y el Colegio de Estudios Superiores de Administración (CESA), quienes desarrollaron la evaluación entre 104 compañías del país (30,8% públicas y 69,2% privadas). Durante el proceso se analizaron cuatro criterios básicos: cultura organizacional, estructura

organizacional, objetivos y estrategias para la equidad y gestión del talento.

Las empresas analizadas cuentan con sede en Colombia y pertenecen a sectores tan diversos como servicios y tecnología, agroindustria y consumo masivo, energía, petróleo, minería y financiero.

La política de equidad de Codensa, que es compartida y transversal a Emgesa, gira en torno a ocho dimensiones: reclutamiento y selección, promoción y desarrollo profesional, capacitación, remuneración y salario, conciliación, acoso laboral y sexual, ambiente laboral y salud, e igualdad de imagen y comunicación.

Para las Compañías del Grupo ENEL lograr la equidad es un objetivo principal de su estrategia de sostenibilidad a nivel mundial. Desde hace cinco años vienen implementando iniciativas encaminadas a eliminar las desigualdades de género y promover espacios de trabajo igualitarios que contribuyan a la inclusión y permanencia de las mujeres en la vida laboral.

Producto de estas políticas de equidad de género, Codensa y Emgesa han logrado mejorar la participación de la mujer en el ámbito energético, una iniciativa acorde con los lineamientos gubernamentales para garantizar la equidad de género. ●

## Nuevamente Enel hace parte del índice Dow Jones de Sostenibilidad Mundial

La más reciente inclusión de Enel en el índice Dow Jones de Sostenibilidad Mundial (DJSI por sus siglas en inglés) extiende su presencia a 13 años consecutivos. De las 316 compañías listadas en el índice, Enel es una de las 9 compañías de servicios públicos admitidas a nivel global y una de las 6 empresas con sede principal en Italia.

Enel se destacó por su desempeño en el componente de oportunidades del mercado con una calificación de 100/100, que es un alcance significativo, teniendo en cuenta que el promedio de la industria fue de 45/100. En el recientemente introducido componente de administración de la innovación, la compañía obtuvo una calificación de 95/100, por encima del 44/100 que promedió la industria.

“El anuncio de la inclusión continuada de Enel en este prestigioso índice representa un reconocimiento adicional ahora que hemos colocado a la sostenibilidad en el núcleo de nuestro modelo de negocios”, dijo el director general y gerente general de Enel, Francesco Starace. “Continuamos fortaleciendo nuestro compromiso de impulsar y mejorar el desempeño ambiental, social y de gobierno del grupo, utilizando la sostenibilidad para informar acerca de nuestra toma de decisiones de inversión y dirigir nuestra estrategia industrial”, afirmó Starace.

La combinación de innovación y sostenibilidad, la cual se traduce en el enfoque de innovación de Enel en relación con su actividad, rige la estrategia y la cultura de negocios del grupo. Actualmente Enel

continúa en su camino hacia la búsqueda de la neutralidad del carbón para 2050. Y espera que la electricidad generada a partir de fuentes renovables, las cuales a junio 30 representaban un 43% de la capacidad total del grupo, contribuirá con cerca de la mitad de la capacidad total estimada del grupo para 2019.

El compromiso de Enel es obtener los más elevados estándares de sostenibilidad. Este objetivo ha atraído un creciente interés por parte de fondos de inversión socialmente responsables (SRIs por su sigla en inglés). Con base en las más recientes cifras de diciembre 31 de 2015, los SRIs son dueños del 7.7% del total de acciones en circulación de Enel. ●

## BID destaca la importancia de la eficiencia energética y la sostenibilidad para San Andrés y Providencia

El Banco Interamericano de Desarrollo realizó un informe que evidencia la necesidad de tomar medidas encaminadas a garantizar la sostenibilidad y la estabilidad eléctrica en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina. Este análisis, presentado por José Ramón Gómez, especialista senior en energía del BID, tuvo en cuenta los retos que afronta esta región del país y las alternativas que podrían conducir a la sostenibilidad eléctrica del archipiélago, incluyendo medidas relacionadas con la gestión eficiente de

la demanda (GED) y el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía renovable (Fncer). Este estudio relaciona las condiciones particulares de la zona, como son los recursos energéticos disponibles, así como las características sociales, culturales y demográficas de la gente, y los patrones de consumo en las islas.

El documento destaca las condiciones de abastecimiento de la demanda energética de la isla y los retos a la sostenibilidad ambiental que supone el suministro energéti-

co, ya que actualmente la energía es producida, en su totalidad, con combustibles fósiles. Asimismo, evidencia las ineficiencias que existen en el consumo, debido a la obsolescencia de equipos eléctricos y a prácticas inadecuadas en el uso de la electricidad por parte de los beneficiarios del sistema.

La realización de proyectos de GED y la diversificación de la canasta energética se enmarca en las líneas temáticas que guían las acciones del BID para el sector energético de América Latina y el Caribe. ●

## *MinMinas presente en el Huila y Tolima con los talleres de regionalización*

**E**l Ministerio de Minas y Energía, a través de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos, estuvo presente en los departamentos de Huila y Tolima con los talleres de regionalización, espacios que pretenden fortalecer a las comunidades y autoridades locales en conocimientos del sector, generando entendimiento, diálogo y reducción de la asimetría de conocimiento.

“Los espacios que hemos creado han servido como un lugar de encuentro entre las

comunidades y las autoridades regionales y municipales, para que puedan conocer temas como los programas de beneficio a las comunidades, contratos de hidrocarburos en el municipio, exploración sísmica, licencias ambientales, el recurso hídrico y el ordenamiento territorial”, expresó el ministro de Minas, Germán Arce Zapata.

Los talleres se realizaron en los municipios priorizados del departamento de Huila; como Aipe, Yaguará e Íquira; y en el departamento del Tolima se realizó en

el municipio de Ortega. Estos espacios contaron con la presencia de expertos provenientes del Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), el Servicio Público de Empleo, y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (Anla). De esta manera el Gobierno, de la mano con diferentes actores del sector minero-energético, pretende acercar a las comunidades con la realidad del sector. ●

## *El impacto ambiental en Bogotá se reduce con los nuevos buses del SITP a gas natural*

**M**asivo Capital, operador del sistema integrado de transporte público, anunció la incorporación de nuevos buses dedicados a gas natural vehicular (GNV) en sus rutas complementarias. La operación del nuevo parque automotor contará con el apoyo de Gas Natural Fenosa, que ofrece todo el respaldo con estaciones de servicio en las que los buses podrán abastecerse de este combustible.

El objetivo con estos buses es ampliar la capacidad de pasajeros por trayecto, mejorar la calidad de vida de los usuarios y disminuir los tiempos de espera, mientras se reduce el impacto en el medio ambiente que es un factor clave para garantizar la prestación del servicio.

“Los beneficios del gas natural vehicular como combustible no son solo ambien-

tales. Las finanzas de la ciudad también evidenciarán un cambio positivo. Como combustible limpio, el gas natural vehicular representa costos totales operacionales menores a los de los vehículos tradicionales. El diferencial de precio del GNV frente a los combustibles líquidos permite que el balance financiero de estas flotas sea menor que las de los vehículos actuales, destacando que el mantenimiento tiene frecuencias más extendidas que la de los que usan diésel. Esto representa eficiencia de la operación para el sistema”, aseguró Jhon Jairo Contreras, director comercial de Gas Natural Fenosa.

Según expertos académicos, el reemplazo de la actual flota del SITP por buses que se movilizan a gas natural, significaría un

ahorro de \$220.000 millones de pesos al año para la ciudad.

En el campo ambiental, y de acuerdo con pruebas realizadas por la Universidad Nacional, se evidenció que este tipo de vehículos reduce hasta en un 100% las emisiones de material particulado, contaminante del aire, en comparación a un vehículo diésel Euro 5; generando así beneficios a la calidad del aire que respiramos en la ciudad.

La nueva flota de Masivo Capital cuenta con motores Euro 6 (la homologación de emisiones más exigente de la Unión Europea), los únicos que actualmente alcanzan este nivel de emisiones, convirtiéndolos así en la primera flota limpia en circular por la capital colombiana. ●



## Con más de 120 años de experiencia UL llega a Colombia!

UL (Underwriters Laboratories) es una empresa global de ciencia de la seguridad, independiente con experiencia en el desarrollo de normas así como en el ramo de pruebas y ensayos, y la certificación de productos. UL ofrece una gama completa de servicios para ayudar a los fabricantes a acceder los mercados globales. UL suministra la pericia, que lo ayuda a navegar por la creciente complejidad de la cadena de valor.

Visite nuestro sitio para más  
informaciones:

[www.ulcolombia.com.co](http://www.ulcolombia.com.co)



# Costa afuera, oportunidades en el mar profundo

*El inexplorado potencial de los mares colombianos se presenta como la gran esperanza del sector petrolero nacional. Si bien todavía hay un importante camino por recorrer, la industria ha avanzado en materia de tecnología, conocimientos adquiridos y un marco regulatorio favorable.*

Con colaboración de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

La industria minero-energética colombiana tiene depositadas sus esperanzas en el desarrollo de las actividades petroleras costa afuera. Para materializar la exploración y producción en estas áreas, el Gobierno Nacional apuesta por optimizar el conocimiento del sector en este tipo de operaciones, la formación profesional y el desarrollo de las capacidades técnicas requeridas. Asimismo se ha trabajado en la regulación contractual, con el fin de impulsar la industria *offshore* en el país. La razón es sencilla: la exploración costa afuera promete brindar al país la estabilidad energética y la autosuficiencia que requiere el país en el largo plazo.

El potencial es significativo, teniendo en cuenta que el país cuenta con un extenso territorio marino, que cubre más de 900.000 km<sup>2</sup> tanto en el mar Caribe, como en el Pacífico. Además, se trata de un horizonte vastamente inexplorado, pues no se conoce ni el 5% del área y el conocimiento está concentrado principalmente en las zonas marinas más someras cercanas al continente. En estas proximidades se han podido adelantar algunos esfuerzos por caracterizar los recursos con los que cuenta la nación.

Este desconocimiento exige un énfasis mayor en los estudios preliminares, caracterizaciones y monitoreos para así saber a ciencia cierta cuales son las condiciones

El país tiene un extenso territorio marino, que cubre más de 900.000 km<sup>2</sup>.

ambientales de las áreas de interés para la perforación. Ante la falta de datos, la toma de decisiones para otorgar las licencias ambientales y de operación se retrasa, y, en ocasiones, incluso conlleva a que estas licencias se nieguen. Por lo tanto, uno de los principales desafíos que enfrentamos es profundizar nuestro conocimiento científico del potencial que se encuentra en nuestros mares.

## Desarrollo de la industria y hallazgos recientes

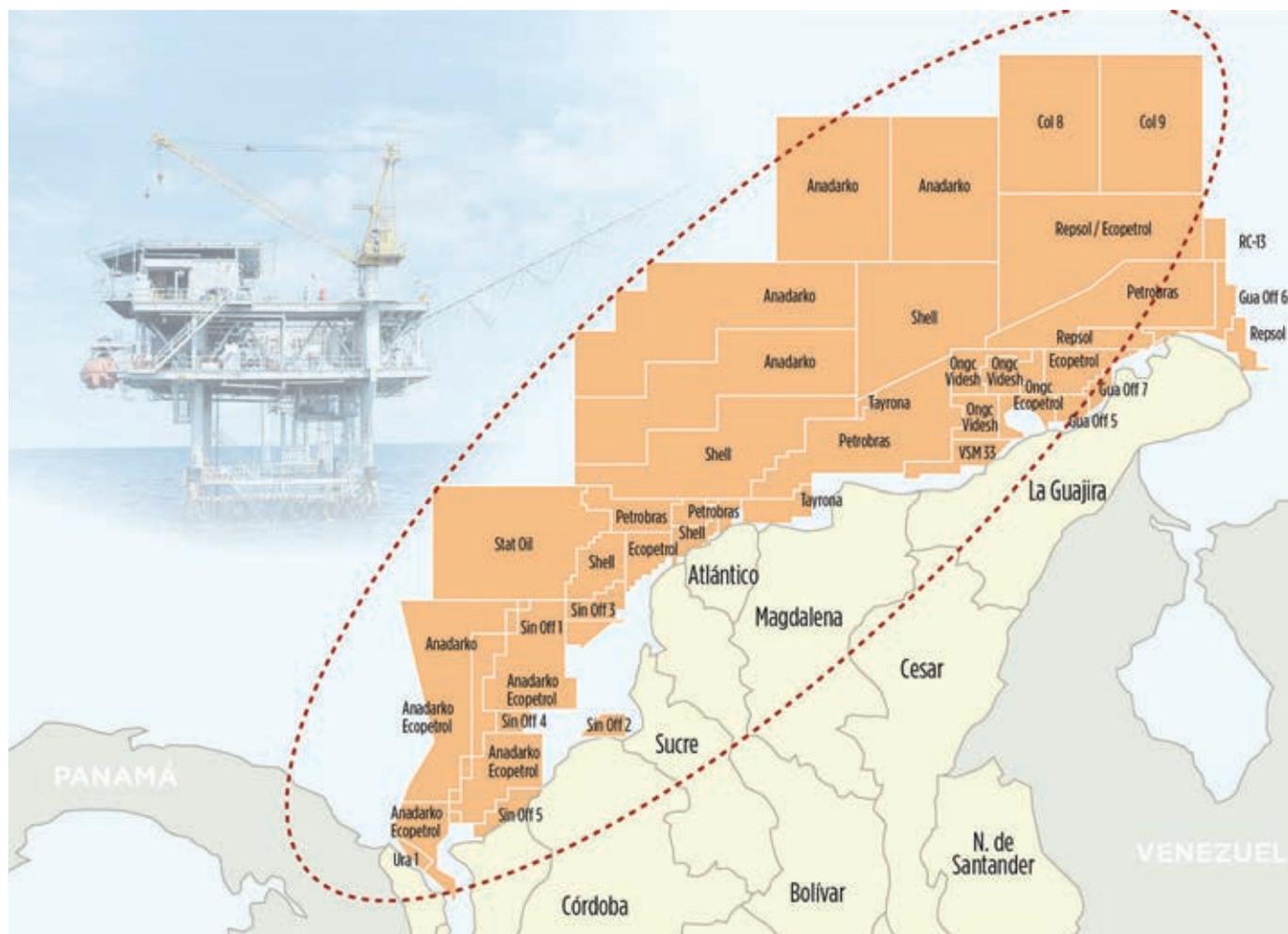
La evolución de los yacimientos costa afuera en el país se remonta a 1997 con la consolidación del campo petrolero Chuchupa en el mar de Riohacha (Guajira) y la masificación del uso del gas natural en el 2005. Desde el 2004, la suscripción de contratos para actividades *offshore* ha venido en aumento, acumulando en la actualidad nueve Teas (*Technical Evaluation Agreements*), doce (12) áreas para E&P y un área en producción.

Vale la pena resaltar que los Teas corresponden a modelos contractuales, mediante los cuales se otorga el derecho al contratista a evaluar el potencial hidrocarburífero de un área, con la posibilidad de celebrar un eventual contrato de E&P sobre una porción o la totalidad del área contratada. A su vez, mediante los contratos E&P se otorga el derecho a las empresas para desarrollar con plena autonomía técnica, actividades de exploración y producción en un área determinada.

Entre los descubrimientos recientes se destaca el hallazgo en el pozo Orca-1, tras una perforación a 4.240 metros de profundidad con 674 metros de lámina de agua. Esta actividad exploratoria hace parte de los compromisos del primer contrato suscrito por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). El resultado de la actividad exploratoria en Orca-1, correspondiente a este primer contrato, fueron reservas probadas de 284 millones de barriles equivalentes. Posteriormente y cuando aún celebrábamos la noticia de Orca-1, se realizó el descubrimiento del pozo Kronos-1, que demostró presencia de hidrocarburos en el sur del Caribe, a 3.720 metros de profundidad, y que incluyó una lámina de agua de 1.584 metros.

El impulso de la industria costa afuera en el Caribe colombiano constituye uno de

## Áreas costa afuera, estado actual



Fuente: Dimar.

los grandes retos futuros para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y en ese sentido se continúa trabajando en la implementación de medidas estructurales encaminadas a que este sector siga siendo determinante para el desarrollo del país y, principalmente, en las regiones donde se tiene previsto adelantar esta actividad.

Uno de los dirigentes que cree en la capacidad de este segmento y de las Zonas Franca Costa Afuera para dinamizar la economía regional de la costa Caribe es el gerente de la seccional Atlántico-Magdalena de la Andi, Alberto Vives, quien considera que Barranquilla se encuentra situada en lo que se ha denominado una T logística, en mitad de los bloques *offshore* y el río Magdalena.

### Entre los descubrimientos recientes se destaca el hallazgo en el pozo Orca-1.

“Los beneficios son innumerables. Estamos hablando de una nueva industria con todo lo que ella conlleva en materia de ingresos para la región y generación de empleo, pero ello dependerá del éxito exploratorio y del potencial desarrollo de los bloques. La ciudad es el punto focal por excelencia para desarrollar la cadena de abastecimiento que suplirá las necesidades del *offshore* colombiano y aliviará logísticamente los potenciales desarrollos

convencionales y no convencionales, vía la explotación de la capacidad del río”, afirma Vives.

Según estimativos recientes, el 20% del *Yet to find* del país se encuentran en el *offshore*; y de este porcentaje el 15% de los potenciales descubrimientos están ubicadas en el Caribe y el 5% restante en el Pacífico. Este potencial hidrocarburiífero representa en suma para Colombia 12,000 MMBpe (millones de barriles equivalentes de petróleo).

### La apuesta de Ecopetrol

La importancia de los hallazgos y la estabilidad de los esfuerzos que se adelantan en

alta mar ha sido corroborada por el presidente de Ecopetrol, Juan Carlos Echeverry, quien recientemente enfatizó la importancia de los descubrimientos en aguas profundas para la principal empresa del país: “Dejamos proyectos que son estratégicos para el futuro de la empresa. Por ejemplo, el segundo pozo en aguas profundas de Kronos, el mayor hallazgo que logramos en 2015”. Si bien el presidente de Ecopetrol tiene claro que los réditos de los esfuerzos en *offshore* tardan años en convertirse en realidad y ha priorizado los ahorros al interior de la compañía, que actualmente ascienden a \$1.6 billones de pesos, también ha destacado el carácter estratégico de la exploración y producción en alta mar para la empresa.

Ejemplo de lo anterior es la reciente constitución de Ecopetrol Costa Afuera Colom-

bia S.A.S., que permitirá aprovechar los beneficios tributarios, arancelarios y demás previstos en el Decreto 2682 de 2014, recientemente modificado por el Decreto 2129 de 2015, mediante el cual se establecen las condiciones y requisitos para la declaratoria de existencia en Colombia de Zonas Francas Permanentes Costa Afuera. La nueva subsidiaria, domiciliada en Colombia y de la que es propietaria indirecta Ecopetrol S.A., cuenta con un capital autorizado de COP\$2.000.000.000 y un capital suscrito de COP \$400.000.000.

El 20% del *Yet to find* del país se encuentran en el *offshore*.

Además de la importancia del segmento *offshore* para incrementar las reservas de hidrocarburos, los beneficios que trae consigo esta actividad son múltiples: generación de empleo, estimulación de la inversión, desarrollo tecnológico y comercial, generación de competitividad regional, economías de escala y facilidades logísticas.

Sin embargo, para que el despegue de la industria petrolera en alta mar sea una realidad todavía es necesario capacitar al personal con las competencias adecuadas y contar con la transferencia tecnológica apropiada. En materia de transporte es necesario contar con la disponibilidad de barcos (astilleros), helicópteros y helipuertos con las características adecuadas. En cuanto a la logística, se deberá contar con puertos capaces de atender la logística de las plataformas *offshore*.



Fuente: archivo.



Fuente: archivo.

## *El potencial de las Zonas Franca Costa Afuera*

Uno de los grandes beneficios provenientes del impulso exploratorio y de producción *offshore* es el favorable régimen de zonas francas especiales para proyectos de exploración y producción en las plataformas marinas. Las compañías que se acojan al régimen de Zona Franca Costa Afuera (ZFCA) tendrán beneficios de hasta un 19% en cuanto a sus aportes fiscales, ya que las empresas ubicadas en estas zonas francas pagarán un impuesto de renta del 15% y sin sobretasa. Adicionalmente los bienes y servicios que se adquieran bajo el régimen franco especial estarán exentos de IVA.

Con el anuncio de la aprobación de las primeras tres zonas francas, los beneficios mencionados anteriormente se convierten en realidad. Estas tres zonas favorecen a

empresas de talla mundial como Ecopetrol, Anadarko, Petrobras, Repsol, Exxon y Statoil. Todo este progreso envía un mensaje importante a los potenciales nuevos jugadores que quieren ingresar al país para aprovechar estas circunstancias.

“Con las zonas francas Colombia se convierte en un destino atractivo para la inversión en exploración y producción de hidrocarburos. Nuestra apuesta es ser más competitivos para que los logros en el sector se conviertan en beneficios para el país”, dijo al respecto el presidente de la Agencia

Nacional de Hidrocarburos, Orlando Velandía Sepúlveda.

## *Es hora de ir por el potencial en los mares*

En este contexto y con este promisorio futuro, los conocimientos y la implementación tecnológica en Colombia se han basado en buenas prácticas internacionales, bajo el esquema de cooperación. El *know-how* obtenido en este marco ha sido vital para desarrollar prácticas exitosas en este ámbito. Sin embargo, más allá de los avances que se han evidenciado en el país, la importante apuesta para la explotación hidrocarburífera costa afuera no solo viene siendo aprovechada por Colombia, sino también en otros países de América Latina, donde las inversiones para exploración *offshore* han aumentado considerablemente. Por ejemplo, en los primeros ocho

Con las zonas francas  
Colombia se convierte en  
un destino atractivo para  
la inversión.

meses de 2016, el 13% de todas las plataformas disponibles en la región fueron utilizadas, lo que constituye más del doble de las que se aprovecharon en el mismo período de 2014, cuando este porcentaje se limitaba al 5%.

Con el potencial hidrocarburífero que se vislumbra en las aguas profundas del mar colombiano, el panorama del abastecimiento futuro del país mejora considerablemente. Las nuevas políticas para el desarrollo costa afuera representarán resultados significativos a mediano y corto plazo para la autosuficiencia energética nacional. Por su parte, la ANH, entidad comprometida con el desarrollo del potencial hidrocarburífero del país, viene estudiando e implementado de manera paulatina medidas que hacen más atractiva la inversión, en especial, las de carácter técnico y contractual. En este contexto las empresas interesadas en sumarse a la prosperidad proveniente de este mar de oportunidades encontrarán un renovado impulso institucional para alcanzar sus objetivos. ●



Fuente: archivo.



**SUMMIT**  
Energy  
Petróleo y Gas

...Consultoría especializada para la Industria del Petróleo y Gas

### Alcance de nuestros servicios

**SUMMIT ENERGY** genera soluciones integrales cubriendo desde el área de drenaje de los pozos en el yacimiento hasta la entrega de los hidrocarburos. Todo conjuntamente con el cliente para garantizar soluciones efectivas, de calidad y el menor tiempo posible. El diagrama del proceso se muestra a continuación.



Calle 125 No. 7C-77, local 1, Bogotá DC  
Teléfono: +571 704 6047 • Móvil +573 320 8625801  
[www.summitenergy.co](http://www.summitenergy.co)

### Oferta de Servicios

**SUMMIT ENERGY** ofrece servicios en las siguientes áreas:

- Negocios y Gerencia de Proyectos E&P.
- Productividad de Pozos.
- Instalaciones y Procesos de Superficie.
- Tratamiento de Crudo y Efluentes.
- Procesos de Gas.
- Automatización.
- Capacitación bajo el concepto Gerencia del Aprendizaje.



# I<sup>er</sup> FORO DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES



**Noviembre 28 y 29 de 2016**

**Centro de eventos del Caribe Puerta de Oro  
Barranquilla**



## Inscripciones

Tel: (57-4) 204 0736 - 322 1696  
Cel: (57) 315 586 78 51  
eventos@andi.com.co

## Información comercial

Tel: (+57 4) 326 5100 Ext.1156  
Cel: (57) 318 330 6522  
gbetancur@andi.com.co

[www.andi.com.co](http://www.andi.com.co)

## El segmento costa afuera requiere tecnología de punta y personal altamente capacitado

*El Gobierno ha definido un marco favorable para el crecimiento del sector costa afuera en Colombia. Las particularidades y exigencias de este segmento ofrecen oportunidades para los proveedores de servicios interesados en consolidar la industria offshore.*



Fuente: Weatherford.

*David Chaparro, Country Manager de Weatherford*

**I**ngeniero de Petróleo de la Universidad Industrial de Santander (UIS) con más de veinte años de experiencia en el sector hidrocarburo, el Sr. Chaparro lidera las operaciones de Weatherford en el área andina (Colombia, Ecuador y Perú). Chaparro cuenta con una larga trayectoria en Weatherford, multinacional que provee soluciones mecánicas, tecnología y servicios para los sectores de perforación y producción de la industria petrolífera.

*¿Cuál es la oferta actual de Weatherford para el segmento costa afuera en Colombia?*

Nuestras soluciones cubren toda la cadena de valor de las operaciones perforación y producción del segmento costa afuera. Proporcionamos servicios que permiten superar los principales retos de la operación en aguas profundas, como perforar en los márgenes establecidos, mitigar pérdidas de circulación, asegurar la integridad de los pozos y evitar las pegas de tubería, entre otros.

En Colombia específicamente hemos soportado las recientes operaciones costa

afuera con nuestro portafolio de perforación, así como soporte al cliente con reparación, maquinado y torque en nuestras diferentes bases en el país.

*¿Dentro de sus servicios, qué soluciones pueden ayudarle a las operadoras durante las primeras etapas de sus pozos exploratorios?*

Contamos con servicios integrales de evaluación de formaciones e interpretación, los cuales les permiten a las operadoras tener un mejor entendimiento de su yacimiento. Nuestra oferta incluye servicios

Nuestras soluciones cubren toda la cadena de valor de las operaciones perforación y producción del segmento costa afuera.

de evaluación con *wireline*, herramientas LWD y nuestro sistema avanzado de registro de cromatografía de gas CG-Tracer. Esta última solución representa un gran beneficio para las operadoras, ya que analiza el gas, principal potencial de los yacimientos costa afuera del país, bajo las mismas condiciones del fondo del pozo; lo cual permite una caracterización profunda del hidrocarburo y una toma de decisiones con información veraz y oportuna. GC-Tracer hace juego perfecto con nuestros servicios de perforación con presión controlada (*MPD: Managed Pressure Drilling*), los cuales han demostrado su efectividad en operaciones costa afuera de otros países de la región.

*¿Podría hablarnos sobre las capacidades de sus servicios de MPD y sus resultados en Latinoamérica?*

En exploración costa afuera los costos diarios de operación pueden estar cercanos al US\$ 1 millón y los riesgos operacionales y ambientales deben ser monitoreados, evaluados y controlados cada segundo para

poder perforar de acuerdo al plan propuesto y llegar al objetivo de manera eficiente. La tecnología MPD de Weatherford reduce la incertidumbre propia de las presiones de formación y sus riesgos asociados, y permite perforar de manera segura y rápida, además de tener la posibilidad de reaccionar a posibles influjos. Esta tecnología nos ha permitido alcanzar la profundidad total en varios pozos en aguas profundas de Brasil, previamente considerados como imposibles de perforar con técnicas convencionales.

*¿Cómo la experiencia de Weatherford en otros países puede ayudar a completar operaciones de forma segura y de acuerdo con los requerimientos de sus clientes en Colombia?*

Nuestros sistemas de información y gestión nos permiten compartir lecciones aprendidas y buenas prácticas alrededor del mundo, y de esta forma, asegurar una mejora continua de nuestros procesos y servicios. Hemos desarrollado tecnologías de perforación y terminación en aguas profundas en el Golfo de México y el presal en Brasil con el apoyo de personal colombiano perteneciente al grupo de soporte de

**El segmento costa afuera colombiano es estacional y reducido en volumen, pero altamente demandante en tecnología de punta.**

Latinoamérica. El conocimiento y experiencia adquiridos por nuestro equipo en estas operaciones trae consigo un profundo entendimiento de los desafíos técnicos, logísticos y de seguridad del negocio costa afuera.

*¿Cuál ha sido el papel que la preparación del personal local ha tenido en el esfuerzo de Weatherford por ser una compañía de servicios capaz de cubrir los requerimientos de sus clientes en el mercado costa afuera?*

El segmento costa afuera colombiano es estacional y reducido en volumen, pero altamente demandante en tecnología de punta y personal experimentado. En este

sentido, venimos utilizando a Brasil y México como plataformas para entrenar personal local en operaciones costa afuera, estándares de seguridad y tecnologías. Hemos logrado poner en marcha tecnología de perforación bajo balance que se encontraba en Brasil y Costa de Marfil con personal local en un proyecto exploratorio costa afuera que lleva más de dos años desde su concepción hasta su realización. Esperamos que esta operación nos abra la puerta a nuevos desarrollos en los bloques existentes en Colombia.

*¿Cómo ve la compañía la evolución de este mercado en el país y las oportunidades asociadas para las empresas de servicios?*

Tenemos buenas expectativas sobre las oportunidades que este segmento nos trae. Es un mercado que requiere tecnología de punta y altas inversiones que no todos los competidores pueden ofrecer. En este escenario las empresas como Weatherford, que invierten importantes recursos en investigación y desarrollo de tecnología, tienen la oportunidad de participar con sus mejores prácticas. La integración de la cadena de valor y la optimización logística y tributaria harán que este mercado crezca de manera acelerada en los próximos años. ●



Fuente: Weatherford.

# Reducción de espaciamiento con perforación de relleno, una alternativa para maximizar la productividad

En un marco complejo en el cual las compañías buscan optimizar sus operaciones, surgen alternativas que sirven el doble propósito de maximizar la producción hidrocarburífera y reducir el impacto ambiental de la industria extractiva.



Fuente: Sproule Associates Ltd.

**Jim Chisholm**

Director del Departamento de Caracterización de Yacimientos y Servicios Integrados de Sproule Associates Ltd.

En el ecosistema energético actual es vital que las empresas de exploración y producción, así como los Estados, maximicen su potencial de recursos de petróleo y gas con el mínimo impacto ambiental posible. Acontecimientos políticos recientes como el Acuerdo de París han incrementado la necesidad de un desarrollo sostenible, que permita un futuro energético limpio y seguro.

La implementación intensiva de esquemas de recuperación secundaria y terciaria es una forma lógica para ayudar a cumplir este objetivo. Sin embargo, no todos los proyectos son susceptibles o se prestan para la aplicación de métodos de recuperación secundarios o terciarios, debido a elementos atribuibles a heterogeneidades inherentes del yacimiento, la disponibilidad de materiales o fluidos de inyección, potenciales repercusiones ambientales, o costos prohibitivos para el desarrollo de los proyectos. Si uno o varios de tales impedimentos están presentes, una opción alterna y sencilla para aumentar la productividad de un campo es la perforación de relleno o de reducción de espaciamiento (*infill drilling*).

## Diferentes aspectos a considerarse

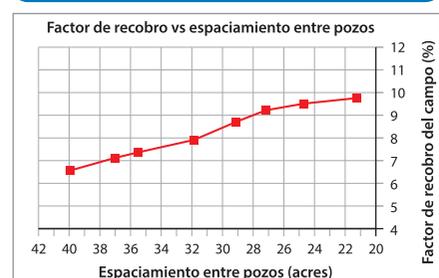
La perforación de relleno se define como la perforación de pozos adicionales en un campo ya desarrollado, lo que disminuye la separación entre pozos, y, por lo tanto, el área de drenaje promedio de cada pozo. Sobre el yacimiento o reservorio en su totalidad esta práctica genera un efecto neto de doble beneficio. Por una parte se obtienen volúmenes de producción incremental debido al aumento del área de contacto con el yacimiento. Adicionalmente, hay un aumento y una aceleración de la recuperación final estimada de hidrocarburos debido a que los mismos son contactados más rápidamente de lo que se podría hacer sin pozos de relleno.

Para el adecuado funcionamiento de esta técnica es fundamental lograr el equilibrio entre el número de pozos a perforar y la rentabilidad del proyecto. Los equipos de desarrollo constituidos por profesionales en geociencias e ingeniería de yacimientos pueden crear modelos del yacimiento para predecir la recuperación de hidrocarburos bajo diferentes opciones de desarrollo. Posteriormente estos modelos son acoplados junto con los modelos económicos

para encontrar el escenario óptimo de desarrollo.

La figura 1 muestra los resultados de un estudio de simulación dinámica simple de un yacimiento de baja porosidad y permeabilidad (*tight reservoir*) con petróleo liviano e ilustra la relación entre el factor de recobro de petróleo y el espaciamiento entre pozos en el yacimiento. En este ejemplo en particular, en el modelo creado todos los pozos perforados a un espaciamiento específico fueron puestos en producción al mismo tiempo.

Figura 1: Factor de recobro v. espaciamiento entre pozos



Fuente: Sproule Associates Ltd.

La conclusión clave de la figura 1 es que el porcentaje de recuperación de petróleo en este yacimiento aumenta a medida que disminuye el espaciamiento entre pozos.

Tabla 1: Resumen de comparaciones económicas

Espaciam. (Acres)	Métrica					Ranking					
	F & D (\$/bbl)	VPN <sup>1</sup> (M\$)	Tasa de Retorno <sup>2</sup> (%)	Payout Antes de Impuestos (años)	Rel. Util. / Inv. <sup>3</sup>	F & D	VPN	Tasa de Retorno	Payout Antes de Impuestos	Rel. Util. / Inv.	Total
40,0	17,16	13.106	60,2	1,74	1,10	1	5	2	4	3	15
35,6	17,18	14.913	62,4	1,69	1,12	2	4	1	2	1	10
32,0	17,41	16.121	60,0	1,74	1,09	3	3	3	4	4	18
29,1	17,35	18.059	62,4	1,68	1,11	4	2	1	1	2	9
21,3	21,65	18.168	57,2	1,73	0,82	5	1	4	3	5	18

Fuente: Sproule Associates Ltd.

1. Antes de Impuestos - Tasa de Descuento 10%.  
2. Antes de Impuestos.  
3. Tasa de Descuento 10%.

Sin embargo, hay que ser cuidadosos, ya que los beneficios de la perforación de relleno disminuyen a medida que el espaciamiento es más cerrado y aparecen efectos de interferencia entre pozos.

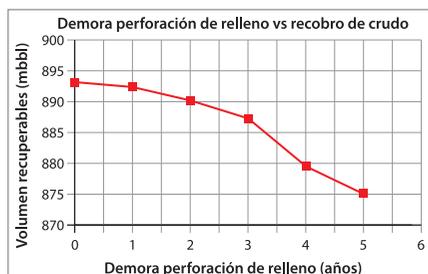
Aunque la disminución del espaciamiento entre pozos conduce a un mayor factor de recobro de petróleo del yacimiento, siempre habrá una densidad óptima de pozos (espaciamiento entre pozos) para un conjunto dado de condiciones económicas, en un punto específico en el tiempo. Este es el objetivo que todas las compañías productoras pretenden alcanzar. Bajo las condiciones económicas utilizadas en el ejemplo mostrado en la figura 1, se encontró que un espaciamiento de 29 acres entre pozos, sin ser el escenario de mayor recuperación de petróleo del yacimiento (ver tabla 1), si es el escenario económico óptimo del proyecto (1).

El tiempo es otro aspecto crítico a considerar en cualquier decisión que se tome respecto a los planes de perforación de relleno en el campo. En general, entre más temprano en el ciclo de vida del campo se realice, mejor será el resultado. Si se deja para más tarde, el aumento y la aceleración de la producción podrían no ser suficientes para compensar los costos, tanto de perforación de los pozos, como de la infraestructura necesaria asociada al proyecto.

La figura 2 muestra para el mismo campo presentado en la figura 1, el efecto que sobre los volúmenes técnicamente recuperables tiene el momento en el tiempo en que se realice la perforación de relleno. Aquí se modela un escenario en el que en el campo se realiza una campaña de perforación de relleno para reducir el espaciamiento entre pozos desde una línea base de 40 acres, has-

ta un espaciamiento final aproximado de 21 acres. Se asume que la campaña de perforación de relleno requerida para alcanzar el espaciamiento final se ejecuta en su totalidad en los años 0, 1, 2, y así sucesivamente hasta el año 5. La figura 2 ilustra entonces que la dilación de la perforación de relleno, tendrá como resultado una reducción de los volúmenes de petróleo recuperables, en la medida que la energía natural del yacimiento se va agotando con el tiempo.

Figura 2: Volumen recuperable v. perforación en el tiempo



Sería por supuesto más ventajoso alcanzar el espaciamiento óptimo entre pozos desde el mismo inicio de la campaña de desarrollo del campo. Sin embargo, la falta de datos sobre el yacimiento en esta etapa inicial, a menudo impide que esto se pueda conseguir, en cuyo caso, las empresas productoras usualmente adoptan un enfoque inicial prudente respecto al espaciamiento entre pozos para evitar incurrir así en sobre costos de capital. Esto último con la expectativa de que la perforación de relleno pueda ser desarrollada en una etapa posterior, si esta se justifica. Las condiciones económicas, especialmente los precios de las materias primas están cambiando constantemente, razón por la cual el atractivo de un programa de perforación de relleno

variará, dependiendo de las condiciones económicas prevalecientes en un punto dado en el tiempo.

Aunque las figuras 1 y 2 ilustran un ejemplo sencillo cuyos fundamentos pueden ser ciertos para todos los yacimientos, la relación exacta entre el espaciamiento entre pozos y los volúmenes recuperables será única para cada yacimiento, y le corresponde a cada gerente de activo completar sus propios análisis.

### La creatividad, una condición para la supervivencia

Como industria, debemos estar en la búsqueda permanente de métodos que permitan incrementar los volúmenes recuperables de los campos existentes, asegurando beneficios para todas las partes interesadas. La implementación prudente de una campaña de perforación de relleno permitirá a las empresas productoras aumentar las tasas de producción y la vida útil de los activos, con prácticamente ningún riesgo exploratorio e inversiones de capital relativamente modestas en comparación con las técnicas de recuperación mejorada más sofisticadas, aumentando así el valor para los accionistas.

En este contexto, el Gobierno recibirá también un flujo de regalías e impuestos incrementado y prolongado en el tiempo para continuar construyendo la prosperidad del país, mientras que el empleo directo e indirecto en las comunidades locales se podrá mantener. Los impactos ambientales de la perforación de relleno son mínimos, ya que, mediante la implementación de un modelo de plataformas múltiples o *clusters*, la perforación de los pozos se podrá realizar prácticamente sin incrementar las alteraciones en la superficie.

Movimientos tendientes a incrementar la implementación y prevalencia de métodos de recuperación mejorada como fuentes de reservas, incluyendo métodos tecnológicamente modestos como la perforación de relleno o reducción de espaciamiento, podrían generar grandes beneficios para los colombianos. El país tiene la experiencia, la trayectoria, el talento y los recursos necesarios para capitalizar estas oportunidades y así garantizar un futuro más prospero para todos. ●

## Uruguay, primer país suramericano en lograr un 100% de suministro de energía renovable

Según reportaron las autoridades de Uruguay, el país austral logró que durante 24 horas el suministro de energía eléctrica proviniera de fuentes de energía renovable. El 70,53% se produjo por represas hidráulicas, el 21,13% fue originado por energía eólica, el 7,96% fue generado por biomasa y el 0,39%, aunque no es tan significativo, provino de energía solar.

Durante los últimos dos años Uruguay ha invertido más de US\$ 2.000 millones en energías renovables, logrando un cambio

total en su matriz energética. Esta introducción de varios tipos de energía renovables rompió con varios paradigmas en este país, como el que no era posible generar un importante porcentaje de energía de fuentes renovables más allá de la energía hidráulica.

Es destacable que Uruguay ha logrado convertirse en el país con mayor proporción de electricidad generada a partir de energía eólica en América Latina y uno de los principales en términos relativos

en el mundo. Según Olga Otegui, jefe de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay, el país proyecta importantes avances: “Este año esperamos que el abastecimiento de energía eléctrica a partir de eólica sea del 30%”. A su vez, informó que para el 2017 pretenden que un 38% de la electricidad sea generada a partir del viento, convirtiéndose en líder mundial de la materia, junto a Dinamarca. ●

## La energía solar podría ayudar a mitigar la falta de agua para los Wayú

Estudiantes de la Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, tienen interés en aliviar uno de los grandes padecimientos que tiene La Guajira en materia de acceso a agua potable. A partir de las conclusiones de un grupo de investigación de esta institución de educación superior, se diseñó una motobomba profunda que funciona con energía solar para extraer el agua de los pozos profundos. El estudio se planteó con la intención de beneficiar a la ranchería Jellusira, ubicada en el corregimiento de Musichi en jurisdicción de Manaure, La Guajira,

El modelo se abastecería de cuatro paneles fotovoltaicos de 250 voltios cada uno,

que lograrían producir un total de 1.000 vatios de energía. Con esto se lograría prender y mantener activa una motobomba subterránea que funciona con 700 vatios para expulsar 15.000 litros de agua, que podrían abastecer hasta 30 familias de una ranchería wayú, donde cada una obtendría 500 litros de agua para su propio sustento e hidratar los animales. La vida útil estimada de este proyecto es de aproximadamente 10 años y el grupo de investigadores detrás de esta iniciativa espera aplicarlo en otras comunidades que sufran por la carencia de agua.

Según María Paula Ocampo Sarriego, una de las promotoras de esta iniciativa: “Este

proyecto, contando algunos imprevistos, tiene un costo de 19 millones de pesos, que incluye los paneles, el controlador, la motobomba, el cableado, la tubería y los tres tanques de almacenamiento”. A partir de los avances del grupo investigador y el interés de las autoridades regionales, el proyecto ya se encuentra en estudio en la Gobernación de La Guajira.

Con esta iniciativa, a partir de la energía solar, que es un recurso ampliamente disponible en este departamento del Caribe colombiano, la academia de la mano de las autoridades locales esperan satisfacer las necesidades hídricas de las comunidades de la región. ●

# Bicicletas que producen energía limpia en Medellín

Las bicicletas estáticas “Eco Bike” creadas por Productos Ecológicos EB S.A.S. son unas bicicletas estáticas que con el pedaleo del usuario generan energía de 150W a 400W, que, a su vez, es usada para el funcionamiento de bombillas o electrodomésticos. Es así como con una hora de pedaleo se producen, por ejemplo, seis horas de funcionamiento de un televisor. Este producto cuenta con patente colombiana y ha sido tan exitoso, que incluso las bicicletas están en gimnasios al aire libre en algunos barrios de Medellín. Las bicicletas, al ser usadas por los vecinos del sector, generan la energía suficiente para encender el alumbrado de los barrios aledaños. Es decir que mediante esta tecnología práctica se conseguiría el doble propósito de promover hábitos saludables entre la población y generar energía requerida por las comunidades.

Productos EB es apoyado por In-pactamos, un programa que hace parte de la línea de emprendimiento de la Fundación Bancolombia. Es destacable que la iniciativa de esta empresa no solo se centra en este invento, sino que la “Eco Bike” es solo uno de los productos que la empresa ofrece para generar energía solar de última generación y a bajo costo. Otro de sus servicios es el de energía solar móvil para negocios ambulantes, que consiste en sistemas eléctricos de última generación con respaldo de paneles solares adaptados a moto-cargueros.

Con estas iniciativas la responsabilidad social de Bancolombia busca tener un impacto positivo que reduzca nuestra dependencia de recursos energéticos hidrocarbúricos. ●

**BIG DATA ANALYTICS WORKSHOP**  
Oil and Gas Industry

Organiza:  Colombian Section

Apoya:  ParqueSoft

**1** de Diciembre  
Bogotá - Colombia

Escribenos a: [administración@spe.org.co](mailto:administración@spe.org.co)

# Vida energética

## *El sabor del mar se toma a Bogotá*



*A poco más de un año de haber abierto el restaurante El Kilo en la ciudad de Cartagena, este establecimiento llega a la capital del país para deleitar a todos los bogotanos y los visitantes de la principal ciudad del país.*

**E**l restaurante está situado en la exclusiva Zona G, donde se concentran diferentes opciones para complacer el gusto de los capitalinos. En esta exclusiva zona de la ciudad nos encontramos a El Kilo, ubicado en la Calle 68 No. 6-11 (esquina). En la visita realizada por **Colombia Energía**, Roberto Carrascal, socio del restaurante, nos destacó el nivel que se le pretende imprimir a este lugar: “No es una marisquería más, se trata de la primera marisquería de verdad que se puede encontrar en la ciudad”.





Fuente: restaurante El Kilo.

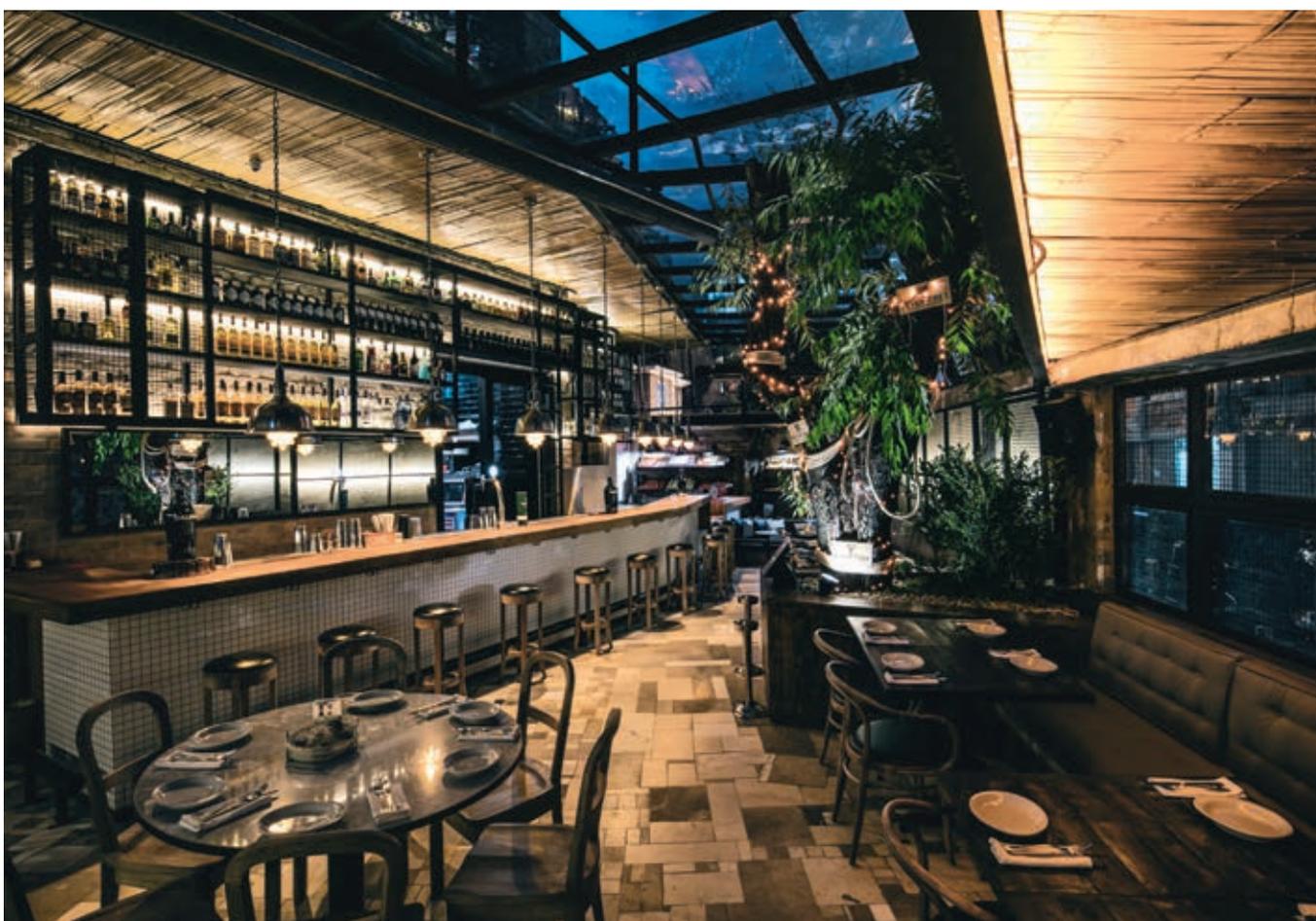
La propuesta se enfoca en la cocina especializada en crudos y parrilla, a través de diferentes técnicas de preparación que no obedecen a un concepto gastronómico geográfico específico. Su fuerte, sin duda, es la parrilla de mar en todas sus formas. Vale la pena destacar que sobresalen el pulpo, la langosta, las gambas y los pescados enteros de temporada, que sus visitantes pueden disfrutar en un ambiente rústico

y natural diseñado para dar un ambiente más confortable.

El Kilo es el lugar perfecto para disfrutar de los sabores del Caribe todos los días de la semana. Los exquisitos platos se pueden acompañar de una amplia variedad de whiskies, malts y rones. Asimismo, los visitantes encuentran una coctelería de autor, especialmente diseñada para acompa-

ñar ceviches, tartares, tatakis, ostras y toda la carta del bar de crudos.

Los chefs peruanos Gean Carlo Mayorga y Gustavo Elard Muñoz hacen que El Kilo, tanto en Bogotá como en Cartagena, ofrezca la calidad y la consistencia deseada. Este es el lugar perfecto para un plan familiar, una comida entre amigos o un cóctel de negocios. ●



Fuente: restaurante El Kilo.

2016

## 28 al 30 de noviembre

Corferias,  
Bogotá

### Expo Oil and Gas Colombia 2016

Este es un evento académico, técnico, comercial y de relacionamiento ideal para que expertos, académicos del sector, entidades gubernamentales, agremiaciones, y empresas operadoras se reúnan con el fin de conocer el nuevo escenario petrolero y las condiciones del mercado. Es un punto de encuentro para conocer diferentes experiencias, así como para evaluar las oportunidades de contacto, negocio, crecimiento y exhibición.

2017

## 23 al 24 de febrero

Hotel Hilton Garden Inn,  
Barranquilla

### Colombian Coal Conference *Carbón colombiano para el mundo*

Con el fin de promover las actividades de la industria minero-energética, la Asociación Latinoamericana de Minería y Energía (Alame) quiere invitar a los actores de la industria a que se programen el próximo mes de febrero de 2017 para la Conferencia Colombiana de Carbón, que cuenta con una trayectoria de 18 años. Este escenario reúne a proveedores, productores y comercializadores en torno a las discusiones más relevantes para el crecimiento del sector.

2017

## 16 al 17 de marzo

Hotel Hilton Garden Inn,  
Barranquilla

### Colombian Oil & Gas Offshore Conference

La Asociación Latinoamericana de Minería y Energía (Alame) invita, por cuarto año consecutivo, a la conferencia *Oil and Gas Offshore*, que para 2017 desarrollará como temática principal la expansión de esta actividad en el Caribe colombiano. En este evento se podrá conocer de primera mano el promisorio futuro de la industria costa fuera en el país.

2017

## 5 al 7 de abril

Hotel Hilton,  
Cartagena

### XX Congreso Naturgas

La Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas) invita a todos los lectores de **Colombia Energía** para que se programen los días 5, 6 y 7 de abril de 2017 para la décima segunda versión del congreso de la asociación. Este evento reúne a los líderes del sector, inversionistas, productores, transportadores, distribuidores, comercializadores y demás agentes que intervienen en la cadena del gas natural.

2017

## 15 de junio

NH Collection  
Teleport Royal,  
Bogotá

### Colombia Energy Summit 2017

Es el espacio en el que más de 200 empresas energéticas locales e internacionales, inversionistas, funcionarios del Gobierno y proveedores de servicio de clase mundial se reúnen para buscar y entender mejor las oportunidades que se encuentran en el mercado.

En el *Colombia Energy Summit 2017* se evaluarán diferentes temáticas a través de expositores expertos. Además, en este evento, los participantes tendrán la oportunidad de acceder de manera directa a líderes de nuevos proyectos energéticos en Colombia, permitiéndoles descubrir nuevos negocios, inversiones y alianzas.

Somos  
la estrategia  
de comunicación  
audiovisual  
para su  
empresa

#### CUBRIMIENTO DE EVENTOS

- \* Fotografías.
- \* Video memorias del evento.
- \* Tomas aéreas.
- \* Edición inmediata.
- \* Manejo de redes sociales.

#### VIDEOS CORPORATIVOS

- \* Creación de video a partir de sus necesidades..
- \* Testimoniales
- \* Entrevistas
- \* Animación 2d, y 3d
- \* Generación de contenidos.
- \* Fotografías institucionales.

#### DESARROLLO WEB

- \* Sitios web
- \* Aplicaciones
- \* CRM
- \* Social Media
- \* Advertising

Pregunte por nuestros  
productos de audio: Holding telefonico,  
Locuciones, Cuñas, Musicalización para sus proyectos



**LA INDUSTRIAL**  
PRODUCCIÓN AUDIOVISUAL SAS

info@laindustrial.com.co  
Movil: 3003876786 - 3105584438

www.laindustrial.com.co

Av Calle

# Torneo de Golf Acipet 2016

El pasado 28 de octubre se llevó a cabo el torneo de golf organizado por la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (Acipet). Un espacio que este año tuvo su punto de encuentro en el Pueblo Viejo Country Club, en la ciudad de Bogotá.

Al torneo se dieron cita empresarios de la industria petrolera con el fin de apoyar las diferentes iniciativas de la asociación. A través de este encuentro se integraron múltiples actores de la industria, comprometidos con el apoyo mutuo para sacar adelante al sector.



De derecha a izquierda, José María Jaramillo, Carlos Correa, Santiago Cárdenas, Carlos Leal y Félix Kondo.



De derecha a izquierda, Carlos Correa, Félix Kondo, Santiago Cárdenas y José María Jaramillo.



De derecha a izquierda, Juan Carlos Rodríguez, Mario Zamora, Sergio Pinilla.



De derecha a izquierda, Sergio Pinilla, Genny Moreno y Juan Carlos Rodríguez.



De derecha a izquierda, Juan Carlos Rodríguez y Félix Kondo.



De derecha a izquierda, Sergio Pinilla y Mario Sedano.

# Offshore Forum - Exploration and Development with the Norwegian Experiences

La revista **Colombia Energía** y su casa editorial Upstream Group S.A.S. tuvieron el gusto de convocar a los empresarios de la industria energética colombiana en el reciente foro Colombia Energía. Este fue un espacio de debate y discusión donde diferentes líderes se dieron cita para profundizar sobre los temas que ocupan a los actores de esta industria.

En su primera versión y con el apoyo de la Real Embajada de Noruega, así como

con el patrocinio de Ecopetrol, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Campetrol, los empresarios que apoyan y creen en el segmento *offshore* colombiano aceptaron la invitación a hacer parte del *Offshore Forum - Exploration and Development with the Norwegian Experiences*, un espacio creado especialmente para este nicho.

Como principal conclusión se evidenció que Colombia tiene un gran potencial de

exploración costa afuera y a la vez un gran reto por delante. Po esta razón el Gobierno de Noruega invitó a expertos de ese país a compartir con los asistentes sus experiencias y casos de éxito, con el firme objetivo de apoyar al país y a la industria.

La cuota de experiencia local estuvo a cargo de la Dimar, Coremar, Petrobras, la Andi y la Asociación Colombiana de Petróleo (ACP), organizaciones que cerraron este destacado evento.



Johan Vibe, embajador de Noruega.



Max Torres, vicepresidente Exploración Ecopetrol.



De derecha a izquierda, Rubén Lizaralde, Carlos A. Santos y Francisco Lloreda.



De derecha a izquierda, Orlando Velandia, Heine Melkevik y Paul Bang.



Marco Toledo, Presidente Petrobras



De derecha a izquierda, Kirsti Andersen y Orlando Velandia.



De derecha a izquierda, Claudia Bedoya, Rubén Lizaralde y Carlos A. Santos.



Equipo organizador Upstream - Colombia Energía y Capítulo SPE UNAL.

# Índice de compañías y organizaciones

## COMPAÑÍAS Y ORGANIZACIONES MENCIONADAS

AB Consultores	12	Ecopetrol S.A.	10, 12, 14, 15, 18, 19, 20, 58, 59, 76
AB Energía	40, 41	Emerald Energy	12
Acciones y Valores	12	Emgesa	26, 52
Achilles	46	Empresa de Energía de Bogotá	25, 52
Aequales	52	Empresa de Energía de Cundinamarca	25
Agencia Internacional de Energía	46	Escuela de Estudios Superiores de Administración (CESA)	52
Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)	5, 10, 18, 26, 56, 57, 58, 59, 60, 72	Expo Oil And Gas	70
Aggeko	45	Exxon	59
Asociación Latinoamericana de Minería y Energía (Alame)	70	Federación Nacional de Departamentos	12
Anadarko	59	Flexenclosure	45
Andi	57, 72	Gas Natural Fenosa	54
Asociación Colombiana de Ingenieros de petróleos (ACIPET)	72	Gran Tierra	18
Asociación Colombiana de Petróleo (ACP)	72	Grupo de Energía de Bogotá	44
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	53	Grupo Enel Colombia	25, 26, 52, 53
Bloomberg New Energy Finance	40	Hocol	12, 18
Bolsa de Valores de Colombia (BVC)	52	Hot Reservoir Solutions GmbH	12
Bolsa de Valores de Toronto	24	ILF Consulting Group Engineers	12, 48, 49
BP	12	Instituto Colombiano de Petróleo	14
Campetrol	10, 12, 21	Intercolombia	24
Cepcolsa	18	ISA	24, 46
Codensa	52	La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)	29
Colfax Fluid Handling	9, 12, 30, 31	La Dirección Marítima (DIMAR)	72
Colorado School of Mines (EE.UU)	12	Lewis Energy	12
Comisión de regulación de Energía y Gas (CREG)	29	Lv Ingeniería	12, 50, 51
Condensa	25, 52	Mansarovar Energy	18, 26
Coremar	72	Markets Group	70
Decsa	25	Mecánicos Asociados Masa y Stork Latam	12, 28, 29
Derivex	26	Ministerio de Hacienda y Crédito Público	12
Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay	66	Ministerio de Industria Comercio y Turismo	44
Dow Jones	53	Ministerio de Minas y Energía	44, 54
Dow Química Colombia	12, 38, 39,	Ministerio de Transporte	12

## LISTA DE ANUNCIANTES

Occidental Colombia	18	Andi	61
Odebrecht	12	ANH	5
Pacific Exploration & Production Corporation	18, 24	Baker Hughes	75
Pacific Rubiales	12	Big data	66
Parex	18	Blobell	23
PDVSA	12	Campetrol	27
Petro Santander	18	Colfax	9
Petrobras	59, 72	Derivex	35
Pontificia Universidad Javeriana	12	Ecopetrol	76
Price Waterhouse Cooper (PWC)	34, 35, 36, 37	Foro Colombia Energia	7
Productos Ecológicos EB S.A.S	67	Intercolombia	2
Real Embajada de Noruega	10	La industrial	71
Repsol	59	Masa y Stork	39
Restaurante El Kilo	68, 69	Muga	25
Schneider Electric	45, 46	SPE 11	
SPE International	11	Summit	60
Sproule Associates Ltd.	12, 64, 65	UL	54
Statoil	59	Weatherford	47
Texas Petroleum	14		
UL de Colombia S.A.S	44		
Universidad de América	12, 14		
Universidad de Grenoble (Francia)	12		
Universidad de los Andes	12, 14		
Universidad de Miami (EE.UU)	12		
Universidad EAFIT	14		
Universidad Industrial de Santander	12		
Universidad Nacional de Colombia	19, 54		
Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales	66		
Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín	12, 42, 43		
Universidad Simón Bolívar de Venezuela	12		
Universidad Técnica de Clausthal (Alemania)	12		
Upstream Goup S.A.S	72		
Vetra Group	18		
Weatherford	47, 62, 63		



Improving the  
lives of billions.

At Baker Hughes, we develop technologies that bring energy to the world.  
Technologies that push the boundaries of what was previously thought possible.

The work we do makes a difference. And, if we stopped, the world would notice.

Visit [BakerHughes.com](http://BakerHughes.com) to learn how our people and technologies enable safe,  
affordable energy that improves people's lives.





**ES VERDAD, PRODUCIMOS BARRILES  
PARA GENERAR MÁS INGRESOS AL PAÍS**



**Y TAMBIÉN ES VERDAD QUE PRODUCIMOS  
ESTRATEGIAS PARA CUIDAR LOS ECOSISTEMAS**

# PRODUCIMOS



**POR ESO EN NUESTRAS OPERACIONES PROTEGEMOS  
LA BIODIVERSIDAD DE COLOMBIA: RÍOS, TIERRAS, FAUNA Y FLORA.**

**NUESTRO PACTO CON COLOMBIA  
ES DE VERDAD**

**ecopETROL** 