

energía a debate

Una revista escrita por expertos del sector energético

Una era promisorio del gas natural

Análisis de:

Benjamín Torres Barrón y
Jorge Corella Martínez /

Entrevista con

Angel Larraga Palacios

La eficiencia
energética en
los edificios
de México

Odón de Buen Rodríguez



Reforma Energética:

¿El pasado es futuro?

Textos de:

Salvador Barragán Heredia /
José Pablo Rinkenbach Lizárraga /
David Shields /
Ramses Pech



ISSN 2007-6096



9 772007 609005



Nace en el Centro Industrial TenarisTamsa, llega a lo más profundo en todo el mundo

Con más de 4 mil 700 empleados, tres plantas de fabricación de tubos, una Universidad Corporativa y un Centro de Investigación y Desarrollo, TenarisTamsa se convierte en uno de los Centros Industriales más grandes del mundo en la fabricación de tubos de acero para la industria energética. Así, desde Veracruz está preparada para acompañar los retos más exigentes en exploración y producción que las compañías petroleras líderes enfrentan alrededor del mundo.

Vocación, visión, pasión.

www.tenaristamsa.com

 **TenarisTamsa**

60
años

LAS MEJORES SOLUCIONES DE PROCESO

En un paquete compacto.



FLOW EQUIPMENT LEADERSHIP

Soluciones de Proceso de Cameron.

Menor tamaño, espacio y peso. Más productividad.

Aumente la eficiencia, ahorre espacio y reduzca los costos con las mejores soluciones de mayor tamaño en un paquete compacto de Cameron. Más pequeñas, más ligeras y altamente innovadoras, las soluciones de Proceso de Cameron incluyen tecnología electrostática NATCO® de Dual Frequency®, membranas CYNARA® de separación de CO₂, separadores de alta eficiencia CONSEPT® y unidades de tratamiento de agua congénita tipo flotación compacta de última generación TST-CFU™, entre otras. Usted se beneficia con mayor espacio en la cubierta, menos peso y menos tiempo de transporte al buque. Para obtener las mejores ideas sobre soluciones de Proceso, consulte con Cameron.

Conozca más en www.c-a-m.com

PRODUCTOS DE CAMERON

- Tratamiento de agua congénita
- Tratamiento de agua de mar
- Tratamiento de sólidos
- Tratamiento de crudo
- Tratamiento de gas
- Compresores reciprocantes
- Válvulas
- Actuadores
- Automatización y control
- Medición

AD00135PCS SP-MX

RAISING PERFORMANCE. TOGETHER™

ENERGÍA A DEBATE | 3
CAMERON

17th Annual

MEXICAN ENERGY

Energy Reform and Natural Gas Supply — Fueling Economic Growth
November 21–22, 2013 • Four Seasons Hotel • Mexico City, Mexico

Hear the Latest on Energy Reform in Mexico!

- Energy Reform in Mexico — An historic new opportunity
- Natural gas supply, imports, and pipelines
- Developing shale gas resources in Mexico
- New directions for electric power supply and transmission

Speakers Include:

- *Carlos Morales Gil, President, PEMEX E&P*
- *Edgar Rangel Germán, Commissioner, Comisión Nacional de Hidrocarburos*
- *Nestor Martínez Romero, Commissioner, Comisión Nacional de Hidrocarburos*
- *Francisco Barnés de Castro, Commissioner, Comisión Regulatoria de Energía*
- *Gustavo Hernández García, Subdirector, PEMEX E&P*
- *Jaime de Pablo Carretero Román, Commercial Manager for Pipelines, PEMEX*
- *Vinicio Suro, Director, Instituto Mexicano del Petróleo*
- *Marco Oviedo, Chief Economist for Mexico, Barclays Capital*
- *Justin Carlson, Senior Manager, Energy Analysis, BENTEK Energy*
- *José Luis Vitagliano, Managing Director, Gasoductos de Chihuahua*
- *Tania Ortiz Mena, VP, External Affairs, IEnova*
- *Brandon Anderson, SVP and General Manager, TransCanada Pipelines*
- *Raúl Carral, Business Development, Mexico, Wärtsilä North America, Inc.*
- *Luis Vera, Partner, Vera & Carvajal S.C.*
- *Héctor Olea, President and CEO, Gauss Energía*
- *George Osorio, Managing Partner, Conduit Capital Partners LLC*
- *Joseph Linck, CEO, NAFTA Marine Highway Company*
- *David Shields, Editor, Energia a Debate*

FOR MORE INFORMATION OR TO REGISTER:

Visit us online at www.platts.com/mexicanenergy or call us at 866-355-2930 (toll-free in the US) or 781-430-2100 (direct).

For more info and speaking opportunities, contact:

Ron Berg
tel: 781-430-2118
ron.berg@platts.com

For sponsorship opportunities, contact:

Lorne Grout
tel: 781-430-2112
lorne.grout@platts.com

For media inquiries, contact:

Gina Herlihy
tel: 781-430-2109
gina.herlihy@platts.com

Simultaneous translation
ENGLISH–SPANISH

Traducción simultánea
ESPAÑOL–INGLÉS



Año 9 Edición No.58 septiembre/octubre del 2013.
México, D.F.

DIRECTOR GENERAL
David Shields Campbell

GERENTE GENERAL
José Mario Hernández López

GERENTE DE RELACIONES PÚBLICAS
Ing. Alfredo Rangel Islas
rangel_energiaadebate@yahoo.com.mx
GERENTE DE PUBLICIDAD
Jessica Roxana Tobón Martínez

U.S. ADVERTISING:
Dr. George Baker.
P. O. Box 271506
Houston TX 77277-1506
g.baker@energia.com

DISTRIBUCIÓN: Héctor González B.
DISEÑO: Concepción Santamarina E.
SITIO INTERNET: Eduardo Lang
ADMINISTRACIÓN: C.P. Adrián Avila



Circulación certificada por
LLOYD INTERNATIONAL



Miembro activo de
PRENSA UNIDA, A. C.
www.prensaunida.org

www.energiaadebate.com

INFORMACIÓN SOBRE
PUBLICIDAD Y SUSCRIPCIONES AL
CORREO ELECTRÓNICO:

energia_adebate@yahoo.com.mx
mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx

Y A LOS TELÉFONOS:
5592-2702 y 5703-1484

REVISTA ENERGÍA A DEBATE. Año 9 Edición No. 58 septiembre/octubre de 2013, es una publicación bimestral editada por Mundi Comunicaciones, S. A. de C.V. Sadi Carnot No. 35-21A Col. San Rafael C.P. 06470 Delegación Cuauhtémoc. Tel/fax 55 92 27 02 y 57 03 14 84. www.energiaadebate.com; mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx. Editor responsable: José Mario Hernández López. Reservas de Derechos al Uso Exclusivo No. 04-2013-011710160400-102. ISSN 2007-6092. Licitud de Título 14315. Licitud de Contenido No. 11888, ambos otorgados por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación. Permiso SEPOMEX No. PP09-1629. Impresa por Talleres Lara, Lourdes No. 87 Col. Zacahuitzco Deleg. Benito Juárez C.P. 03550. Este número se terminó de imprimir el 31 de agosto de 2013, con un tiraje de 12,000 ejemplares. Las opiniones expresadas por los autores no necesariamente reflejan la postura del editor de la publicación. No se permite la reproducción total o parcial de los contenidos de la publicación sino bajo previa autorización del editor responsable.

Editorial

La política y la energía

La Reforma Energética se discutirá y se negociará con base en tres propuestas: la del Ejecutivo Federal y las de los dos principales partidos de oposición. Los primeros roces se han dado en el plano político, con la izquierda acusando privatización y el Ejecutivo enarbolando las virtudes de un regreso al texto constitucional cardenista.

Las razones de la Reforma son claras: la aspiración de crecimiento económico y el impulso a la inversión para combatir la pobreza y rezagos sociales. Pero hay dos diálogos, en dos planos diferentes, en torno a esta Reforma. Uno de ellos es político y el otro versa sobre los temas netamente energéticos. El primero es público y está lleno de ideología, discordia y rencores, el otro es menos visible, se da entre especialistas en la materia y es constructivo. El peligro que se percibe es que el primer diálogo, el político, acabe acotando, distorsionando o incluso destruyendo lo que se procura construir en el segundo diálogo, el energético.

Hasta ahora, ha prevalecido el diálogo político, con sus prejuicios y sus dogmas. El discurso cardenista, por parte del Ejecutivo, tiene el objetivo de buscar consensos con la oposición, pero esos consensos no suelen conducir a la mejor política energética ni responder a las necesidades de más y mejor energía en el país. No ayudan a cambiar de paradigma energético y dejar atrás el viejo modelo recaudatorio y patrimonialista.

El diálogo sobre energía ha quedado relegado, por ahora, a un segundo plano. El Ejecutivo ofrece, básicamente, tres cosas en lo energético: contratos de utilidad compartida, un nuevo régimen fiscal en Pemex y una mayor apertura en la generación eléctrica. Pero los detalles son escasos, a propósito, porque primero desea resolver el asunto político. En ausencia de esos pormenores, otros ofrecimientos, como una baja en las tarifas de la luz o la creación masiva de empleos, parecen demagógicos.

Se percibe que nuestros políticos están tan hundidos en el pantano de la discusión política de la privatización y del cardenismo –una herida abierta ya desde hace 20 años– que no pueden entender las necesidades de mercado, de tecnología y de inversión que son parte de la discusión energética. Cárdenas, haya sido un visionario o no en su tiempo, no pudo haber anticipado las necesidades energéticas del México del siglo 21 que hoy se discuten en su nombre.

Llegará la hora de discutir las leyes secundarias, cuando el diálogo energético prevalecerá sobre el político. Es cuando se podrá discutir y concretar mejores esquemas de desarrollo y operación del sistema energético. Incluso antes, en la discusión de la Reforma Fiscal se abordarán los temas de los subsidios y de la carga fiscal de Pemex, lo que brindará la oportunidad de crear incentivos económicos más apropiados para el sano desarrollo de la industria energética.

Hay que dejar atrás el viejo modelo patrimonialista, evitar una crisis mayor y cambiar de paradigma. Para ello, será esencial que prevalezca el diálogo energético sobre el político.

David Shields.

Todos los análisis y puntos de vista expresados en esta revista son responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan la opinión de las instituciones, asociaciones o empresas a las que pertenecen.

Contenido

Las razones de la Reforma Energética.
SALVADOR BARRAGÁN HEREDIA... **9**

La Reforma quedó en *standby*.
DAVID SHIELDS.... **15**

¿Podrá transformarse Pemex a tiempo?
JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA... **18**

Dudas y preguntas sobre la Reforma Energética.
RAMSES PECH... **22**

El gas natural: prospectiva y precios.
**BENJAMÍN TORRES BARRÓN Y
JORGE CORELLA MARTÍNEZ...** **28**

Muy favorable perspectiva del gas natural.
ENTREVISTA CON ANGEL LARRAGA PALACIOS... **35**

La eficiencia energética en los edificios de México:
un balance y pasos a seguir.
ODÓN DE BUEN RODRÍGUEZ... **42**

El papel de los órganos de regulación
en el sector energía.
GUILLERMO PINEDA Y ALEJANDRA OLIVARES... **46**

Reforma Petrolera: la apertura venezolana como un
caso de estudio.
LUIS VIELMA LOBO.... **49**

Pazflor, una ciudad flotante sobre aguas profundas
EDGAR OCAMPO TÉLLEZ... **52**



¿Resurgimiento de Chicontepec?
FRANCISCO GARAICOHEA PETRIRENA... **61**

Las perspectivas del carbón.
**GERARDO BAZÁN NAVARRETE
Y GILBERTO ORTIZ MUÑOZ...** **65**

Pragmatismo energético.
ALVARO RÍOS ROCA... **74**



MODEC

Benefíciate de
nuestra experiencia

¡ 15 AÑOS TRABAJANDO EN FORMA CONTINUA ! <Una marca difícil de superar>

FSO TA'KUNTAH

El 13 de septiembre de este año se cumple el plazo del servicio (15 años) del Contrato de Servicios de Almacenamiento y Descarga de Petróleo Estabilizado, mediante un Sistema Flotante bajo la modalidad de cuota diaria, con opción a compra.



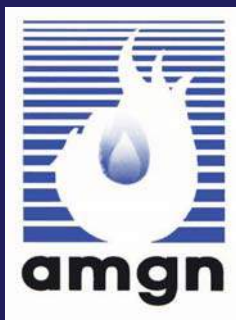
Unidad Flotante de Almacenamiento y Descarga de Petróleo Crudo (FSO por sus siglas en inglés) ha estado llevando a cabo operaciones costa afuera de carga, almacenamiento y descarga de petróleo crudo a buques tanque para **Pemex Exploración y Producción** en forma continua y con seguridad.

Los números logrados en estos 15 años son:

0	Cero accidentes.
0	Cero contaminación.
100 %	Cien por ciento de disponibilidad.
+2,600	Más de dos mil seiscientos Buques Tanque cargados.
+1,500'	Más de mil quinientos millones de barriles de petróleo crudo descargados. <i>¡Récord Mundial!</i>

MODEC es un contratista general especializado en la Ingeniería, Procura, Construcción, Instalación y Operación de Sistemas Flotantes FPSO, FSO, TLPs, y Semisumergibles.





**ASOCIACIÓN
MEXICANA
DE GAS
NATURAL,
A.C.**

Impartición de cursos mensuales

"Soldadura en tubería de acero"

TEMARIO:

- Soldadura.
- Métodos de soldadura.
- El acero.
- Los electrodos.
- Máquinas de soldar.

"Mantenimiento de redes"

TEMARIO:

- Inspección y mantenimiento del sistema.
- Programa interno de protección civil.
- Localización, evaluación y reparación de fugas.
- Manual de emergencia.

"Generalidades del Gas Natural"

TEMARIO:

- Tipos de instalaciones.
- Formas de conducción.
- Medición.
- Puesta en gas de una instalación.
- Transformación de aparatos.

"Básico de medición para Gas Natural"

TEMARIO:

- Medidores de desplazamiento positivo.
- NOM-014-SCFI-1997 Medidores.
- Medidores de tipo rotatorios.
- Medidores de tipo turbina.
- Medidores de orificio.

"Básico de regulación para Gas Natural"

TEMARIO:

- El elemento restrictivo.
- El elemento de carga (o respuesta).
- Reguladores auto operados.

- Reguladores con carga por piloto.
- Reguladores con carga por instrumento.

"Normatividad del Gas Natural"

TEMARIO:

- Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
- El Reglamento de Gas Natural.
- Directivas.
- El permiso de distribución.
- Normas Oficiales Mexicanas.

"Protección catódica Nivel I"

TEMARIO:

- Clasificación y tipos de corrosión.
- Serie electromotriz.
- Sistemas de protección.
- Recubrimientos anticorrosivos

"Detección y centrado de fugas"

TEMARIO:

- Definiciones.
- Métodos de detección.
- Recursos materiales.
- Detección de fugas.
- Clasificación de fugas y criterios de acción.
- Historial de fugas y auto evaluación.
- Documentación de los resultados.
- Nuevas tecnologías en detección de fugas.

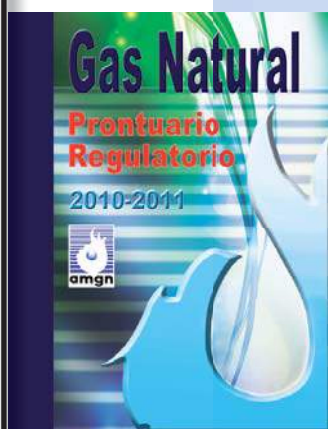
"Protección catódica Nivel II"

TEMARIO:

- Análisis de los criterios de protección.
- Potenciales (tipos, pruebas y análisis de lecturas).
- Revisión de encamisados metálicos.
- Detección de interferencias y corrientes parásitas.
- Cálculo de un sistema de protección catódica.

Consulta nuestro calendario de cursos en la página: www.amgn.org.mx

Prontuario Regulatorio y Directorio de la AMGN 2010-2011



Contenido:

- Normas Oficiales Mexicanas,
- Normas Mexicanas,
- Resoluciones y Directivas de la Comisión Reguladora de Energía y Estadística actual de la industria del Gas Natural.

Costo \$250.00 más IVA.

Ponemos a sus órdenes en nuestras oficinas las recomendaciones técnicas presentadas en CD:

- RT-D/T-01/06 Cruzamientos y paralelismo de redes y gasoductos de Gas Natural.
- RT-D/T-02/03 Seguridad en obras de canalización de Gas Natural.
- RT-D/T-03/03 Señalización en obras de canalización de Gas Natural.
- RT-D/T-04/06 Puesta en servicio de una red de distribución de gas después de una interrupción de suministro en una zona.

Estas recomendaciones cuentan con el aval de la
Comisión Reguladora de Energía.

Costo: \$150.00 más IVA.

En caso de requerir un curso especial para su empresa o de una materia en particular, nos ponemos a sus órdenes en nuestras oficinas ubicadas en:

Georgia No. 120, Despacho 7A Colonia Nápoles. Delegación Benito Juárez. C.P. 03810 México, D.F.
www.amgn.org.mx capacitacion@amgn.org.mx Tels/fax: (55) 5276 2711 y 5276 2100



Las razones de la Reforma Energética

Corresponde al Legislador garantizar el suficiente abasto de energéticos a precios asequibles e incrementar la renta petrolera.

SALVADOR BARRAGÁN HEREDIA *

El esfuerzo del Ejecutivo Federal por presentar una Reforma Energética que tenga como finalidad incrementar el crecimiento económico del país encuentra sentido, si consideramos que México a la fecha no ha logrado generar la prosperidad deseada y aprovechar los recursos naturales, como eje de política pública y palanca de desarrollo nacional, para sacar adelante a millones de personas que se encuentran en las filas de la pobreza, veamos:

La falta de crecimiento, argumento detonador

México es una de las pocas naciones donde la pobreza se ha incrementado en la última década. De facto, en los últimos seis años, más de 12 millones de mexicanos ingresaron a las filas de la pobreza.⁽¹⁾ La situación es crítica, por decir lo menos; en la actualidad más de 61 millones de mexicanos se encuentran padeciendo de la pobreza y, aunado a ello, de persistir la tendencia, es posible que ingresen en los próximos años más de 33 millones de personas a las filas de la pobreza.

Lo anterior es simplemente la consecuencia de un modelo económico-energético que ha fracasado a la luz de sus resultados. Hay que recordar que México cuenta con recursos naturales y particularmente de petróleo, con lo cual sería lógico inferir que el país debiera ser sumamente próspero, capaz de ofrecer alta calidad de vida para los ciudadanos. Pero la realidad es otra, se trata de una de las naciones de mayor injusticia y desigualdad social que existen en el orbe, donde cada día son más los que tienen menos y menos los que tienen más.

El diagnóstico es todavía más complejo. En los últimos años, se agudizó la improductividad y desidia frente al progreso, se aumentaron los niveles de corrupción, dispendio, desempleo, impunidad y delincuencia, con lo cual México, fue superado por Brasil, en cuanto a su liderazgo tradicional en América Latina y cientos de corpora-

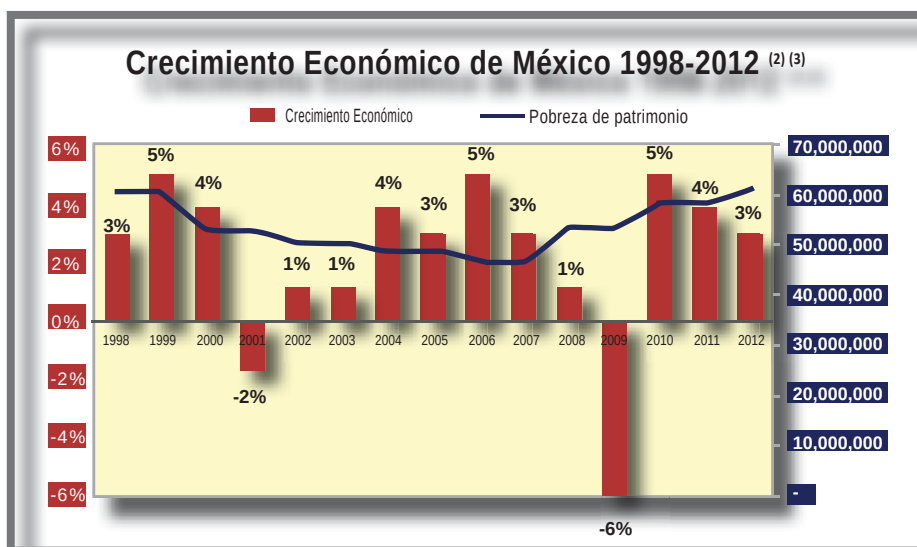
ciones de importancia internacional dejaron de invertir en México para internarse en otros países de mejores oportunidades. En ese tiempo, para el mundo, en México no sucedía nada relevante.

Mientras tanto, la pobreza se incrementó frente a la falta de crecimiento económico y generación de riqueza. La competitividad nacional y la inversión extranjera directa se afectaron gravemente con motivo de la segunda catástrofe económica originada en Estados Unidos en el 2009.

Lo anterior puede constatare en la gráfica, donde se observa el incremento de la pobreza de patrimonio⁽⁴⁾ a partir del 2007 hasta el 2012, la cual se agudizó considerando que de 2008 a 2012, el país registró tan sólo un 2% de crecimiento económico de promedio anual, lo cual generó que 7.9 millones de mexicanos ingresaran a las filas de la pobreza de patrimonio para arrojar la sumatoria de 61.3 millones de personas que se encuentran esa situación para el cierre del 2012.

La reforma constitucional: ¿el camino adecuado?

El modelo energético actual está agotado y mientras tanto la



*El autor es doctor en derecho por la Universidad Anáhuac y especialista en derecho energético y de regulación. (sabarragan@hotmail.com)

industria petrolera mundial encuentra alternativas para incrementar sus utilidades. La mayor parte de las corporaciones: reducen al máximo costos, incrementan la eficiencia operativa, flexibilizan contrataciones, tercerizan y establecen alianzas estratégicas, posicionan su marca, establecen planes de internacionalización, bursatilizan y emiten deuda para potencializar el capital social de sus unidades económicas. Dichas prácticas, son realizadas en la actualidad por empresas estatizadas o privadas, con independencia del sistema jurídico de pertenencia.

Ahora bien, un avance significativo y adecuado para potencializar la producción de crudo sería la aprobación de los contratos de utilidad compartida, ya que permitirían mantener el control absoluto sobre el petróleo, generando disminución de costos, *know how* (transferencia de tecnología), expansión de operaciones, penetración en otros mercados, con lo cual se podrían realizar los megaproyectos de inversión que se necesita para potencializar a la exploración y producción de crudo.

La problemática principal se localiza en dos ejes de la industria: la producción de crudo y la refinación, aspectos que requieren incrementarse al máximo posible para obtener una mayor renta petrolera nacional y por otro lado, mitigar la importación de gasolinas; sobre todo considerando que de 2004 a la fecha, la producción de petróleo crudo ha disminuido un 37.2%, al tiempo que la falta de capacidad refinadora orilla a la importación de la gasolina para suministrar el consumo nacional, lo cual repercute directamente en los altos precios del combustible. A pesar de la importancia por

atender dichos aspectos, en la última década persistió un temor casi inexplicable por modificar el texto constitucional.

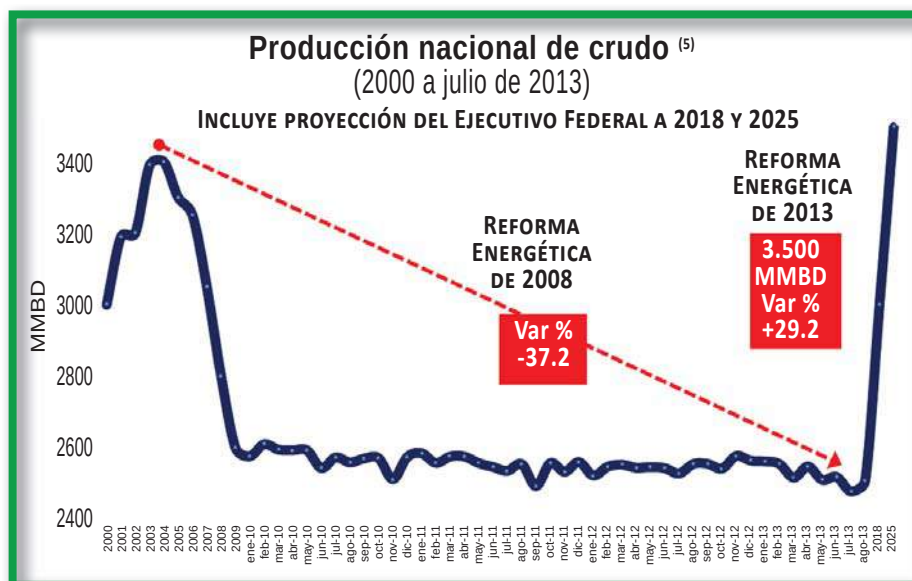
En efecto, hay que recordar, que en el 2008, el Ejecutivo Federal eludió la reforma constitucional y dirigió sus esfuerzos en las reformas a las leyes secundarias. Sin embargo, es claro con el paso del tiempo la reforma del 2008 demostró su insuficiencia, para generar el crecimiento económico que demandan los mexicanos, revelándose de nueva cuenta la necesidad por modificar el modelo energético de la Nación.

Fueron los dogmas y estigmas arraigados en el pasado los principales obstáculos que impidieron una posible reforma constitucional en el 2008, ya que aún siendo evidente la necesidad de incrementar la inversión privada en la industria petrolera, se demostró la falta de voluntad política para modificar el texto fundamental por cuestiones francamente electorales. Por lo que la reforma resultó insuficiente para modificar el modelo energético, obstruyéndose la posibilidad de crear empleos y generar crecimiento económico.

A propósito de esto último, conviene citar el caso de Brasil, ya que un gobierno de izquierda, logró incrementar notablemente el crecimiento económico mediante la transformación de su modelo energético. Ciertamente, en los noventas, la nación brasileña se distinguía por su desidia frente al progreso. La producción de crudo era casi imperceptible por su escasez y la nación estaba obligada a recurrir a las importaciones de petróleo. En 1995, el gobierno concentró esfuerzos para modificar su realidad, el gobier-

no de izquierda concretó la Novena enmienda Constitucional, con lo cual logró modificar el modelo energético para permitir inversión privada, nacional o extranjera en la exploración y producción de petróleo. Los resultados son dignos de admirarse ya que en 20 años, más de 20 millones de personas abandonaron las filas de la pobreza, al tiempo que se incrementó un 227% su producción petrolera desde la reforma a la fecha.

Para México, el caso anterior es aplicable, se requiere de la inversión privada para potencializar al máximo posible la producción de crudo. De facto, la mayor parte de las principales naciones recurren a los instrumentos jurídicos que hoy requiere México, como se puede observar en la siguiente tabla:



Industria Petrolera		Contratos de Riesgo	Concesiones Petroleras	Alianzas Estratégicas	Producción de Petróleo MMBD
Privada	1. Canadá	Si	Si	Si	3.5
	2. Estados Unidos	Si	Si	Si	9.6
	3. Nigeria	Si	Si	Si	2.5
	4. Gran Bretaña	Si	Si	Si	1.4
Estatad	5. Venezuela	Si	No	Si	2.1
	6. Rusia	Si	Si	Si	10.5
	7. Irán	Si	Si	Si	4.3
	8. Kuwait	Si	Si	Si	2.4
	9. Emiratos Árabes Unidos	Si	Si	Si	2.8
	10. Arabia Saudita	Si	Si	No	10.1
	■ México	No	No	No	2.5

Los resultados muestran claramente la necesidad de reformar el texto constitucional. En el año 2004 se registró la mayor producción de hidrocarburos de los últimos 9 años. A partir de entonces la producción petrolera inició su descenso gradualmente hasta el 2008, anualidad de la aprobación de la reforma energética y mediante la cual se instituyó la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Aunque hay que decir, que evidentemente, las causas del descenso se deben principalmente al declive del yacimiento de Cantarell aunado a la falta de incorporación de reservas probadas. Hay que decir que en el periodo de 2004 a julio de 2013 la producción nacional de crudo ha disminuido un 37.2%. De haberse podido sostener la producción de 2004, que fue en 3.4 millones de barriles diarios, durante los últimos ocho años, México hoy sería la quinta potencia energética del mundo y habrían ingresado a la Nación al menos 150 mil millones de dólares adicionales por la exportación de crudo en esos ocho años.

Por todo ello, la reforma constitucional es indispensable para modificar la política energética que requiere el país, ya que solamente mediante la Reforma a los artículos 27 y 28 del texto constitucional es posible incrementar sustancialmente, como se ha señalado, la producción nacional de petróleo crudo y aumentar la capacidad de refinación mediante la captación de capital privado. Lo cual constituye una alternativa viable para generar un mayor crecimiento económico que permita reducir significativamente los niveles de pobreza que padece el país.

De lo anterior, es aplaudible el afán del Presidente Enrique Peña Nieto por definir un nuevo rumbo para la Nación, a partir de una visión patriótica, audaz y dirigida al mejoramiento de la calidad de vida de los mexicanos.

Lázaro Cárdenas en la reforma energética moderna

La reforma que adiciona el párrafo sexto del artículo 27 del texto constitucional, aprobado por el Congreso Mexicano el 27 de diciembre de 1939 y publicado en el Diario Oficial de la Federación el 9 de noviembre de 1940, constituyó un precedente de enormes magnitudes para determinar el rumbo de México.

En efecto, parte significativa de los sentimientos de la Nación respecto de los recursos petroleros, inician a partir de la visión y actuar del Presidente Lázaro Cárdenas con respecto a los recursos petrolíferos, cuya Iniciativa en comento estableció lo siguiente:

“El dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible, y que sólo podrán hacerse concesiones por el gobierno federal a los particulares o sociedades civiles o comerciales constituidas conforme a las leyes mexicanas, con la condición de que se establezcan trabajos regulares para la explotación de los elementos de que se trata y se cumpla con los requisitos que prevengan las leyes.”

“Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, no se expedirán concesiones y la ley reglamentaria respectiva determinará la forma en que la Nación llevará a cabo las explotaciones de esos productos.”

De lo anterior, hay que destacar el contenido nacionalista de la iniciativa antes citada, ya que el precepto constitucional suprimió el sistema de concesiones, lo cual fortaleció directamente el dominio de la Nación sobre los hidrocarburos y anuló toda posibilidad de cualquier derecho exigible por empresas petroleras sobre los recursos petroleros propiedad de la Nación.

A lo anterior, hay que añadir que al cancelarse el sistema de concesiones, el Estado, mediante la Ley reglamentaria, estableció la forma para llevar a cabo la extracción del petróleo. En consecuencia, se estableció en los artículo 7º de la referida Ley Reglamentaria⁽⁶⁾ que *“podrán celebrarse contratos con los particulares, a fin de que estos lleven a cabo por cuenta del Gobierno Federal, los trabajos de exploración y explotación, ya sea mediante compensaciones en efectivo o equivalentes a un porcentaje de los productos que se obtengan.”*

En consecuencia, se instituye un sistema de compensaciones para las actividades de exploración y producción, en efectivo o en porcentaje. Para el resto de las actividades se determinó el régimen de concesiones, en áreas de refinación,

transporte y distribución de hidrocarburos.

En mi opinión, ciertamente la visión cardenista plasmada en la reforma constitucional de 1939 atiende a dos principales aspectos: a garantizar la propiedad y dominio del Estado sobre los hidrocarburos y también a potencializar al máximo posible la actividad petrolera nacional. En definitiva, a partir de la reforma constitucional, se inició una época de transformación en el país, que para 1941 permitió un crecimiento económico del 9.68%, con respecto al año inmediato anterior en términos del PIB.

Conclusiones

En mi opinión como académico, la reforma constitucional propuesta por el Ejecutivo Federal es adecuada, viable y necesaria para generar el crecimiento económico que requiere el país. Mediante la aprobación de la Reforma, podrá mejorarse la calidad de vida de los mexicanos y sacar adelante a millones de mexicanos que se encuentran en la pobreza.

Hay que destacar que la negociación de esta Reforma apenas comienza y que corresponderá al Órgano Legislativo, discutir y en su caso aprobar la iniciativa de reforma constitucional y las leyes secundarias, en el marco de la Reforma Energética. Será hasta en el próximo periodo ordinario de sesiones del Congreso, cuando se conozca mediante la discusión legislativa las disposiciones que se pretendan modificar.

Por lo pronto, corresponde al Legislador garantizar el suficiente abasto de energéticos a precios asequibles para la Nación e incrementar la renta petrolera, factores de éxito que pudieran generarse mediante la aprobación de los contratos de utilidad compartida, con lo cual la industria petrolera nacional operaría con mejores estándares de eficiencia, arrojando beneficios sustanciales, para las generaciones presentes y para aquellas que están por venir.

De igual forma, otros aspectos de importancia deberá atender el Órgano Legislativo, como el desarrollo de la explotación del gas de lutitas, el incremento de la capacidad de refinación y una reforma fiscal que le permita a la paraestatal obtener mejores resultados e inversiones sustanciales para detonar la economía nacional y generar un desarrollo incluyente, transparente y sustentable. ●

PIES DE NOTA:

⁽¹⁾ "Escalofriante", la pobreza en México: Amnistía Internacional, El Informador, español, 2013, consultado el 11 de agosto de 2013. Puede consultarse en: <http://www.informador.com.mx/mexico/2013/475302/6/escalofriante-la-pobreza-en-mexico-amnistia-internacional.htm>

⁽²⁾ CEPAL. Estudio económico de América Latina y el Caribe 2013, Principales Indicadores Macroeconómicos, México. Puede consultarse en: <http://www.cepal.org/publicaciones/>



[xml/4/50484/EEE-Mexico.pdf](http://www.coneval.gob.mx/xml/4/50484/EEE-Mexico.pdf)

⁽³⁾ CONEVAL. Anexo estadístico de la Pobreza. Porcentaje de personas en pobreza por la dimensión de ingreso 1992-2012. Puede consultarse en: <http://www.coneval.gob.mx/Medicion/Paginas/Evolucion-de-las-dimensiones-de-la-pobreza-1990-2010-.aspx>

⁽⁴⁾ La CONEVAL define a la pobreza de patrimonio como la insuficiencia del ingreso disponible para adquirir la canasta alimentaria y efectuar los gastos necesarios en salud, educación, vestido, vivienda y transporte, aun si se hiciera uso de todo el ingreso disponible en el hogar exclusivamente para la adquisición de estos bienes y servicios.

⁽⁵⁾ Forbes, "Principales empresas petroleras del mundo, Estados Unidos, 2012.

⁽⁶⁾ Producción Nacional de Crudo (2000-2011), Comisión Nacional de Hidrocarburos, México, 2011, consultado el 24 de abril de 2011, http://cnh.gob.mx/_docs/Reportes_IH/Reporte_CNH_17-Abr.pdf

⁽⁷⁾ Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en materia del Petróleo, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 9 de noviembre de 1940.

El presente trabajo de investigación forma parte de la tesis doctoral en derecho que realizó el autor a partir del 2008, cuya hipótesis consistió en demostrar que la reforma energética del 2008 resultó insuficiente para generar el crecimiento económico requerido. La tesis incluyó como medidas de solución: una reforma constitucional, la suscripción de contratos de riesgo, la fusión de organismos, inversión privada en refinación, entre otras propuestas.



ABS Group

Services de México S.A. de C.V.

Quiénes somos

ABS Group es una **compañía dedicada a la gestión de la integridad, la seguridad y los riesgos a nivel mundial**, con casi medio siglo de experiencia desarrollando proyectos complejos en todo el mundo. Como subsidiaria de ABSG, tenemos oficinas en más de 30 países y, más de 1,100 empleados alrededor del mundo.

Lo que hacemos

Gestión de la integridad

- Gestión de la calidad en los proyectos
- Inspecciones a terceros y auditorías a distribuidores
- Gestión de la inspección en servicio
- Gestión de la confiabilidad y del mantenimiento
- Verificación de diseños y análisis especializados

Gestión de la seguridad

- Soporte para procesos de gestión de la seguridad
- Sistemas de gestión de la seguridad
- Análisis de riesgos en los procesos
- Investigación de incidentes
- Evaluación y capacitación para una cultura de la calidad

Gestión de riesgos

- Evaluación de riesgos
- Análisis de riesgo - Natural, operativo y causado por el hombre
- Modelación de catástrofes
- Seguridad y vulnerabilidad
- Análisis de explosiones y detonaciones

Dónde trabajamos

Industrias

- Petróleo y gas
- Petroquímicas y sus procesos
- Nuclear
- Gobierno
- Marítima
- Costa Fuera - Costa Dentro

Regiones

- México/Norteamérica
- América Latina
- Asia Pacífico
- Europa
- Medio Oriente

Proyectos de muestra*

- Gestión de la calidad en los proyectos – Multiproyectos de diseño, adquisición y construcción - EPC
- Preparación de casos de seguridad para la Seguridad, Salud y Medio Ambiente - HSE
- Gestión de la seguridad de procesos en refinerías corporativas múltiples
- Capacitación de seguridad en procesos basados en el riesgo global
- Norma basada en riesgos para anclaje de unidades móviles de perforación marina - MODU
- Evaluación de la seguridad y vulnerabilidad federal
- Modelo para la gestión de riesgos por huracanes en el Golfo de México
- Evaluación probabilística de la seguridad y los riesgos nucleares
- Emplazamiento de instalaciones y modelado de riesgos de explosión





Sesiones Técnicas
jose.carlos.padron@pemex.com
hugo.pedro.chow@pemex.com



(01) 55 2159-1245
(01) 55 6363-4520
www.ltdh2013.com

Empresa Organizadora



20-21-22
NOVIEMBRE
Poliforum León

León, Guanajuato



La Reforma quedó en *standby*

La visión y los pormenores de la Reforma se conocerán hasta la discusión de las leyes secundarias, misma que ofrecerá la oportunidad de un nuevo paradigma energético.

DAVID SHIELDS*

Ha sido sorprendente la gama de opiniones que ha suscitado la propuesta de Reforma Energética presentada por el Presidente Enrique Peña Nieto el pasado 15 de agosto. Resultó asombrosa, insólita, la vuelta al pasado como base para enfrentar los retos del futuro. Los últimos gobiernos, al proponer reformas en energía, se habían alejado del cardenismo. En cambio, Peña Nieto hace suyo ese pasado en un aparente intento de promover consensos en torno a la Reforma.

El análisis de lo presentado por Peña revela que, en realidad, no hay todavía una propuesta clara y detallada de Reforma Energética por

parte del Ejecutivo, porque lo que dice la enmienda “cardenista” al Artículo 27 Constitucional es que los pormenores de la Reforma –tanto en electricidad como en petróleo– se darán a conocer en las propuestas de leyes secundarias.

La enmienda constitucional, entonces, tiene un propósito político. Por un lado, el gobierno, al volver a la redacción cardenista del Art. 27 quiere posicionarse en la mítica tradición histórica del máximo prócer de México en el siglo pasado. Ante las ganas que muestran algunos en el PRD y López Obrador de llevar la pelea a en las calles, el Ejecutivo federal informó: el cardenismo es nuestro, no de la izquierda. Y eso fue todo. Los detalles, después.

Por extraño que a veces pueda ser el juego político y por hueca que parezca esta Reforma Energética presentada por Peña Nieto, el Presidente logró enviar señales. Los mercados no desaprovecharon la ocasión para aplaudir, aunque haya sido un aplauso tímido ante los calificativos de “acotada”, “tibia” y “corta” que se manejaron en los medios. Un ejemplo de esos aplausos fue este veredicto de Casa de Bolsa Interacciones:

“No hay la menor duda de que la iniciativa enviada por el Ejecutivo va en el sentido correcto y mejora sustancialmente la situación actual en las industrias petrolera y eléctrica. Sin embargo, es temprano para medir con cierta exactitud su efecto sobre el crecimiento en la productividad del país; no sólo porque falta su aprobación en el Congreso, sino porque hay una infinidad de detalles que se dejaron, acertadamente a nuestro juicio, para ser incluidos en la legislación secundaria”.

Entonces, ¿acertadamente? con la presentación de la enmienda al Artículo 27 el gobierno tendió una cortina de humo sobre infinidad de detalles de la Reforma hasta nuevo aviso, tal vez hasta el año próximo después de que se negocie la Reforma Fiscal y el presupuesto federal. Esto es comprensible políticamente, porque todo indica que la Reforma Fiscal viene fuerte e incluye, según el Secretario de Hacienda, Luis Videgaray Caso (ver su artículo “Un nuevo régimen fiscal para Pemex” en el Periódico Reforma del 15 de agosto), un esquema novedoso de trato

Propuesta del Ejecutivo

Petróleo



- Contratos de utilidad compartida.
- Nuevo régimen fiscal para Pemex.
- Reorganización de Pemex en dos divisiones.
- Transparencia y rendición de cuentas.
- Contenido nacional.

Electricidad



- Termina el monopolio de CFE en generación.
- CFE mantiene el control de la red de transmisión.
- Fortalecer a CFE.
- Promover un enfoque “verde”.

*Director general de esta revista.

fiscal que permitirá a Pemex pagar el Impuesto sobre la Renta *"como una empresa"*, mientras que el resto de la carga tributaria petrolera se entregará mediante el pago de un dividendo a ser negociado entre Pemex, Hacienda y el Congreso con base en criterios de rentabilidad fiscal.

Desde hace tiempo, existe el reclamo de que se le permita a Pemex operar más como una empresa. Pero muchos hemos querido creer que este criterio empresarial no sólo aplicará en términos fiscales, sino que significará que Pemex dejará de ser un organismo público descentralizado y tendrá un status legal de empresa que le permita operar en un mercado abierto y competitivo, incluyendo el poder realizar asociaciones con otras compañías. La presentación de Peña Nieto no aclaró nada al respecto y hasta dejó la sospecha de que los avances hacia este tipo de nueva arquitectura del sector energético serán, más bien, limitados.

El no cambiar el Artículo 25 de la Carta Magna hace prever que no cambiará el status de Pemex como organismo público. Siendo así, ¿sobre qué bases va a asociarse con otras compañías? La falta de una mención de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, que regularía una nueva industria de explotación de petróleo y gas, también nos deja, por el momento, sin una visión clara sobre cuáles serán los esquemas futuros de competencia.

Peña Nieto ofrece contratos de utilidad compartida, que no parece ser el modelo de contratos preferido por las compañías operadoras internacionales, al no permitirles contabilizar las reservas como suyas. Será de poco consuelo para esas compañías el señalamiento oficial de que sí podrán registrar sus *"flujos de efectivo esperados"*.

Modificación del Artículo 27 Constitucional

Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos no se expedirán concesiones y la Ley Reglamentaria respectiva determinará la forma en que la Nación llevará a cabo las explotaciones de esos productos. Corresponde exclusivamente a la Nación el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en dichas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.

Se sospecha ya que estos contratos podrían ser más atractivos para las compañías de servicios que para las operadoras internacionales, y que se está ofreciendo el gato de los *"contratos incentivados"*, pero revolcado. (Por algo dijeron que esta Reforma no seguiría el modelo de Brasil o Noruega, sino que sería *"a la mexicana"*). Aunque quizás en la legislación secundaria se buscará la manera de que se parezcan a los contratos de riesgo o de producción compartida conocidos en otras latitudes.

Por lo pronto, se tiene la impresión de que el gobierno de Felipe Calderón abrió la puerta un poco con los contratos incentivados en 2008 y ahora Peña Nieto la

quiere abrir un poco más, pero que todavía estamos lejos de que la puerta esté abierta y de que México ofrezca los incentivos que las operadoras internacionales buscan a nivel global. Por el lado positivo, se prevé una amplia discusión en los próximos meses sobre los detalles de las leyes secundarias, la cual nos brindará una oportunidad como sociedad para elaborar y discutir diferentes propuestas para que las mejores se plasmen en esas leyes.

Queda, pues, mucho por definirse. Al final del día, ¿bajará el precio de la luz y del gas? Ése es un tema que probablemente tiene más que ver con la discusión fiscal que con la energética. ●



Para encontrar las soluciones del mañana, nuestros niños tienen que descubrir las ciencias y las matemáticas

ExxonMobil apoya la formación de ingenieros, geólogos y científicos que contribuyan al desarrollo nacional, a través de la iniciativa para el Fomento de las Ciencias y las Matemáticas en México, y de su programa de Becas ExxonMobil para la Investigación en la UNAM.

Nuestro compromiso es con el conocimiento y el progreso: investigando, creando nuevas tecnologías, explorando hidrocarburos, desarrollando productos petrolíferos innovadores e invirtiendo en las comunidades en que operamos.

Descubre más sobre nosotros en exxonmobil.com

Mobil

Marca de ExxonMobil

ExxonMobil

Enfrentando el gran desafío energético mundial.™



¿Podrá transformarse Pemex a tiempo?

Cambios en la industria y en mercados, baja productividad de yacimientos y el riesgo de una fuga de talento humano figuran entre los retos que enfrenta Pemex.

JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA*

A diferencia del pasado, en la actualidad Pemex enfrenta simultáneamente varios —y complejos— retos a lo largo de toda su cadena de valor de exploración y producción que demandan un cambio de paradigma en su esquema de trabajo y en su diseño de negocios para incrementar su capacidad de ejecución y su rentabilidad.

Con el paso de los años, el portafolio de yacimientos y de proyectos de Pemex Exploración y Producción (PEP) se ha vuelto más complejo tanto por el número y tipo de retos como por la composición misma del tipo de yacimientos y su ubicación en el ciclo de vida del activo. Mientras que hace años el principal reto de PEP se centraba en el desarrollo y explotación acelerada de Cantarell o de Ku Maloob Zaap, ahora PEP enfrenta retos muy diversos para los cuales no está preparado y que merma su capacidad de ejecución. Por ejemplo:

- Proyectos tanto en etapa de exploración como de desarrollo, explotación, declinación y recuperación secundaria y mejorada que demanda mayor número de ingenieros con diversos tipos de competencias y experiencias.
- Gerencia del agua en la región marina, principalmente en Cantarell.
- Explotación de crudos pesados.
- Explotación de yacimientos no convencionales con productividades por pozo sensiblemente inferiores a las históricas (entre 30 y 50 veces menor productividad por pozo).
- Operaciones múltiples y dispersas geográficamente, principalmente en tierra en la zona Norte del país.
- Modelo de negocio y de operación para yacimientos no convencionales (Chicontepec y shale) no compatible con el paradigma y prácticas de operación vigentes en Pemex.
- Requerimientos de inversión y de recursos humanos (tanto en número como en nivel de competencias) sensiblemente mayores a los históricos dada la productividad y complejidad de los yacimientos.

Si Pemex no logra resultados sustancialmente mejores en

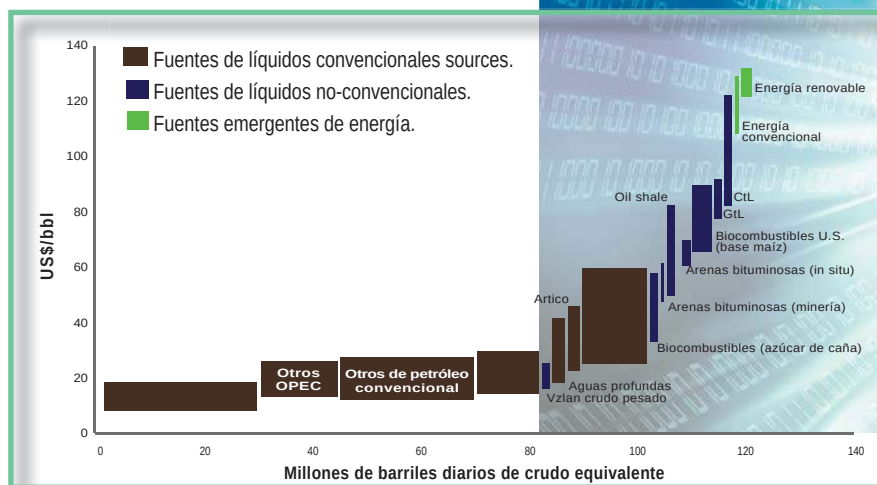
el corto plazo, pudiera afectarse de manera aún más crítica su viabilidad, sobre todo dada la “revolución energética” que está experimentando el mundo. Dicha revolución energética dará independencia en hidrocarburos a Estados Unidos, nuestro principal cliente en el mediano plazo, lo cual conlleva implicaciones críticas para el tipo de modelo de negocio, comercial y de inversiones, entre otras, de Pemex. A manera de ejemplo, se puede destacar que el volumen de petróleo crudo exportado en mayo pasado por México a Estados Unidos fue el más bajo desde la década de los setenta. Lo anterior es una clara señal de la urgencia por transformar estructuralmente y a la brevedad a Pemex y que ésta tome decisiones audaces, creativas y decididas, tomando en cuenta el entorno mundial y no sólo bajo una visión doméstica. Hoy más que nunca, Pemex requiere una estrategia robusta y no sólo la agregación de tácticas diversas, incompletas y sin una visión de conjunto.

Aun con la Reforma Energética a la industria de exploración y producción, es crítico tener en cuenta la urgencia e importancia de transformar a la brevedad a Pemex, ya que éste seguirá siendo el único actor relevante en la industria en los próximos 5 a 7 años. Dicho período deriva del tiempo que le tomará al país desarrollar y promulgar la regulación secundaria, diseñar e implantar los nuevos esquemas contractuales y a los nuevos participantes desarrollar y poner en marcha los nuevos proyectos.

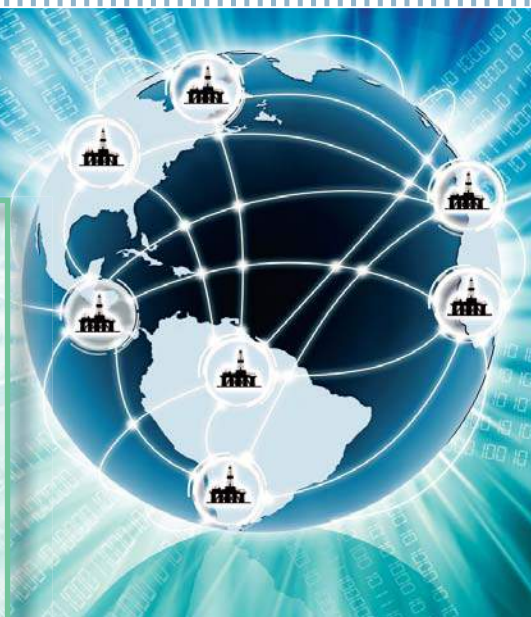
La importancia de que Pemex mejore su desempeño en el corto plazo es incluso mayor bajo un posible escenario de menores precios de petróleo. Actualmente, el sector en México ha operado bajo la premisa de altos precios del petróleo, lo cual garantiza en teoría la viabilidad económica de cualquier tipo de proyecto. No se observa que en el sector se estén analizando las implicaciones a cuestionamientos críticos tales como:

- ¿Cuál es la probabilidad de enfrentar un escenario mundial de sobreoferta de petróleo y cuál sería su impacto en los precios y la mezcla de tipo de hidrocarburos y de viabilidad económica de los proyectos?
- ¿A qué ritmo se desarrollarán los yacimientos de hidrocarburos

(*) Maestro en Negocios por Rochester y cuenta con diversos estudios especializados en materia contractual y fiscal en la industria petrolera. Actualmente es Director General de Ainda Consultores, firma especializada en estrategias de negocio principalmente en el área energética.



Fuente: Van Vector Samuel. Introduction to the Global Oil and Gas Business. Pg 33. Print. 2010



en el Ártico, los cuales de acuerdo a diversas estimaciones tan sólo en yacimientos convencionales pudieran llegar a representar alrededor del 25% de las reservas mundiales de hidrocarburos?

■ ¿Cómo se afectaría el mercado de hidrocarburos en un escenario donde:

- hubiera un cambio de gobierno en Venezuela que vuelva a poner en máximo potencial la producción del país con una de las mayores reservas mundiales?
- Arabia Saudita elimine sus propias restricciones de cuotas de producción de petróleo “readily available”, ya sea para financiar su creciente gasto militar y/o para mantener la estabilidad social en el país, y/o con la finalidad de minar la viabilidad de proyectos en otros países y así garantizar la sustentabilidad de su propia industria de exploración y producción?

En un escenario de reducción de precios del petróleo, la importancia de que Pemex se transforme sería aún mayor ya que proyectos de alto costo como *shale* y aguas ultraprofundas podrían llegar a ser inviables. Tal y como se puede apreciar en el análisis desarrollado por Ed Morse de Barclays, los costos de producción de aguas profundas y de *shale* son 4 y 8 a veces mayores a las de yacimientos convencionales, respectivamente. En principio y de manera preliminar, en la actualidad un precio del petróleo por debajo de 80 dólares podría hacer inviable algunos proyectos de *shale oil*.

La transformación de Pemex no depende sólo de factores exógenos como la Reforma Energética en sí, sino también y en gran medida de factores endógenos empezando con la necesidad de cambiar sus paradigmas. Su transformación no puede limitarse a temas de estructura, sino debe acompañarse de una verdadera revolución en sus esquemas culturales, de mística y paradigmas de negocio y operación. Una transformación seria de Pemex requiere

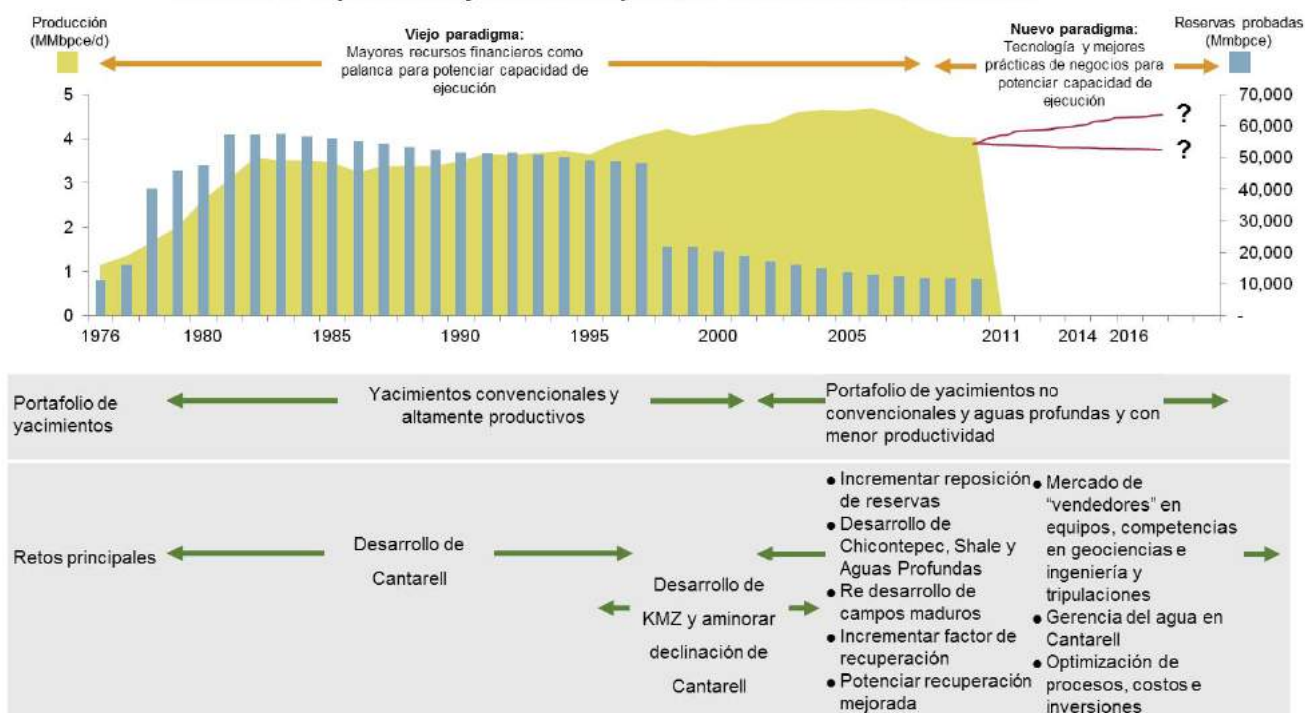
que se aborden temas tales como: (i) incremento del número y competencias de ingenieros en funciones medulares, (ii) esquemas de remuneración con base en el desempeño y esquemas de desarrollo de carrera diferenciando entre áreas administrativas y técnicas, (iii) uso de nuevos modelos de negocio y de contratos para obras de capital, (iv) simplificación y transparencia del esquema evaluación de proyectos, de toma de decisiones y aprobación de proyectos, (iv) ajustes al modelo de gobernabilidad y de gobierno corporativo.

Para potenciar el desempeño de Pemex, es imperativo que éste incremente sustancialmente su capacidad de ejecución, entendida ésta más allá de aspectos circunscritos a temas presupuestales. Tradicionalmente, PEMEX ha centrado sus paradigmas de capacidad de ejecución en términos presupuestales, cuando en realidad existen por lo menos cuatro vectores igualmente o más importantes, como se puede apreciar en la gráfica.

Un aspecto al cual no se le ha prestado suficiente atención y que está limitando cada vez con mayor severidad la capacidad de ejecución de PEP es la falta de ingenieros (tanto en cantidad como en nivel de competencias). Actualmente por su tamaño existen principalmente dos grupos de ingenieros en PEP: (i) los recién graduados con limitada experiencia y nivel de competencias y (ii) personal con amplia experiencia que está próximo a jubilarse. No se aprecia un programa agresivo de detección, contratación y retención de talento humano en Pemex. Cabe recordar que la formación del recurso humano petrolero toma en promedio 10 años para así dominar sus competencias técnicas.

Por otra parte, cabe destacar que en un escenario donde existiera en el país un entorno competitivo con otras empresas operadoras, la capacidad de ejecución en el corto plazo de Pemex se verá afectada, si es que esta última no toma acciones concretas

Evolución de la producción y las reservas probadas nacionales de hidrocarburos



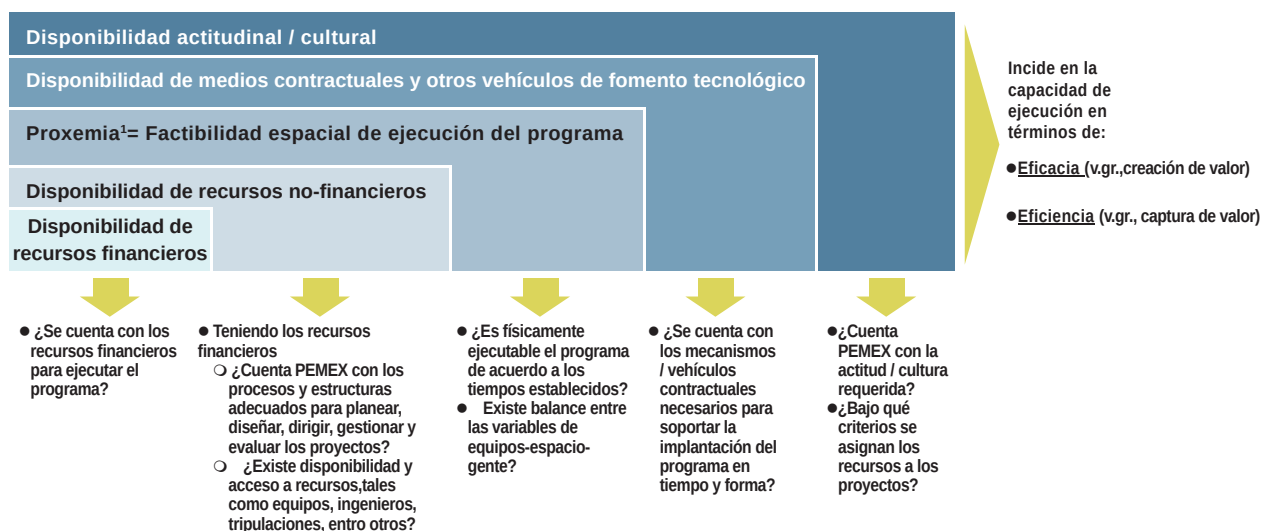
y audaces para retener y desarrollar su talento humano en áreas medulares del negocio como las geociencias y las ingenierías.

El riesgo de una fuga masiva de talento humano de Pemex es un escenario factible. Yacimientos como los de *shale* que requieren perforación masiva de pozos demandan cantidades extraordinarias de ingenieros. A nivel mundial existe déficit de ingenieros en exploración y producción, por lo que es previsible que en un escenario de mayor competencia en el país, una número importante de ingenieros de Pemex migre hacia los nuevos participantes.

La historia nos señala que cada vez que se ha abierto la industria petrolera de un país, los operadores nacionales han sufrido una fuga de talento hacia los operadores que ingresaron al país debido a paquetes de compensación y de desarrollo más atractivos.

Pemex tiene poco tiempo para transformar sus paradigmas culturales, de negocio y operativos y para tomar acciones contundentes para retener y desarrollar a su principal palanca de creación de valor que es el talento humano. ¿Podrá transformarse Pemex a tiempo? ●

Niveles decapacidad de ejecución



Nota: 1) Proxemia es un término que sirve para describir las distancias medibles entre los recursos mientras éstos laboran / interactúan entre sí.

The age of enlightenment has arrived.



This changes everyone

Introducing the Foxboro Evo™ system.

You've been waiting for a control system that shines light into every corner of the plant. So every member of your team can be enlightened — with the context-rich information they need to manage risk and turn opportunities into profits. A system with the power and flexibility to know the past, collaborate in the ever-evolving present, and even predict the future. This is the next generation of advanced automation. This is Foxboro Evo. See what the Foxboro Evo process automation system can do for you at

Foxboro.com/FoxboroEvo

inven·sys
Foxboro

Tel: 1-888-FOXBORO E-mail: foxboro.marketing@invensys.com

© Copyright 2013. All rights reserved. Invensys, the Invensys logo, Foxboro, and Foxboro Evo are trademarks of Invensys plc, its subsidiaries or affiliates. All other brands and product names may be trademarks of their respective owners.



Dudas y preguntas sobre la Reforma Energética

Si no actuamos acorde con el entorno de negocios de la industria petrolera, estamos en riesgo de quedar al margen de los cambios globales.

RAMSES PECH**

El significado simple de Reforma es “arreglo, modificación o cambio cuyo objetivo es el de mejorar algo”. Si le agregamos “energética”, debería ser un cambio en la forma de administrar la energía que se crea o se transforma, pero con el sentido estratégico de inversión, no de costo.

La Reforma Energética que estamos gestionando hoy día en México no parece ser un cambio profundo del cómo y cuándo tendremos asegurados los recursos naturales y energéticos del futuro. No contempla la concesión de la exploración, explotación o administración de un yacimiento, pero mantiene la proveeduría de servicios por terceros.

Lo que contempla la Reforma presentada por el Ejecutivo es la celebración de contratos con terceros que permitan expandir y hacer más eficientes las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, denominados contratos de utilidad compartida, pero no explica en qué parte o partes del proceso de los hidrocarburos en México se puede otorgar esos contratos. Se realizarían contratos de utilidad compartida, ¿de qué o para qué? También se autoriza, a partir de permisos otorgados por el Ejecutivo Federal, la participación de terceros en refinación, transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos.

Para ser más audaces y entender la realidad de la industria petrolera, debemos

de empezar entendiendo qué es una compañía nacional e internacional y la diferencia entre ellas:

Compañía nacional: Las inversiones provienen de recursos negociados por medio de la intervención del gobierno. Los dividendos de las ganancias generadas son disecionados al gobierno por medio de pagos de impuestos y las ventas de exportación de crudo y derivados del petróleo, los cuales forma parte de la macroeconomía del Estado para el desarrollo de obras o infraestructura por medio de un presupuesto de ingresos y egresos en forma anualizada. *Los proyectos no dependen de precios altos del petróleo para ser desarrollados.*

Compañía internacional: Las inversiones provienen de recursos negociados en forma directa con bancos o compañías que dan líneas de crédito, en donde los dividendos o ganancias son con base en las reservas reportadas en forma anualizada y ventas petroleras, que son reportadas a los accionistas que invierten en ellas. *Los proyectos dependen de precios altos del petróleo para ser desarrollados.*

Compañía de servicios: Realiza un conjunto de actividades que buscan responder a las necesidades de un cliente, con un sentido de lograr los objetivos y metas estratégicas. Estas compañías no operan la industria, ni reportan reservas, ni comercializan ni son dueñas de la cadena productiva de la industria petrolera, sino que son parte integral de la misma en alguna

sección de la cadena.

La pregunta es: ¿La Reforma que se pretende en México espera atraer a compañías internacionales o sólo a compañías de servicios?

Deberíamos ser emprendedores de negocios con proyección realista, permitiendo que una empresa que comparta el riesgo con Pemex en forma operativa, inversión y de investigación, esté desde el inicio de la cadena de producción y no limitando a esa empresa a lo sustantivo de una parte de la cadena. Es decir, seamos más integrales en la inversión.

Hay una infinidad de modelos de contratos de proveeduría en la cadena de producción petrolera en México y en particular en exploración y producción que a continuación enunciamos:

Contratos tradicionales:

Precios unitarios de servicios o adquisiciones específicas para alguna obra. El uso de este tipo de contrato tiene más de 50 años.

Alianzas entre contratistas y Pemex:

Precios unitarios en base a un proyecto específico en donde la planeación está a cargo de Pemex y la ejecución está a cargo del contratista. Tiene alrededor de 15 años su uso.

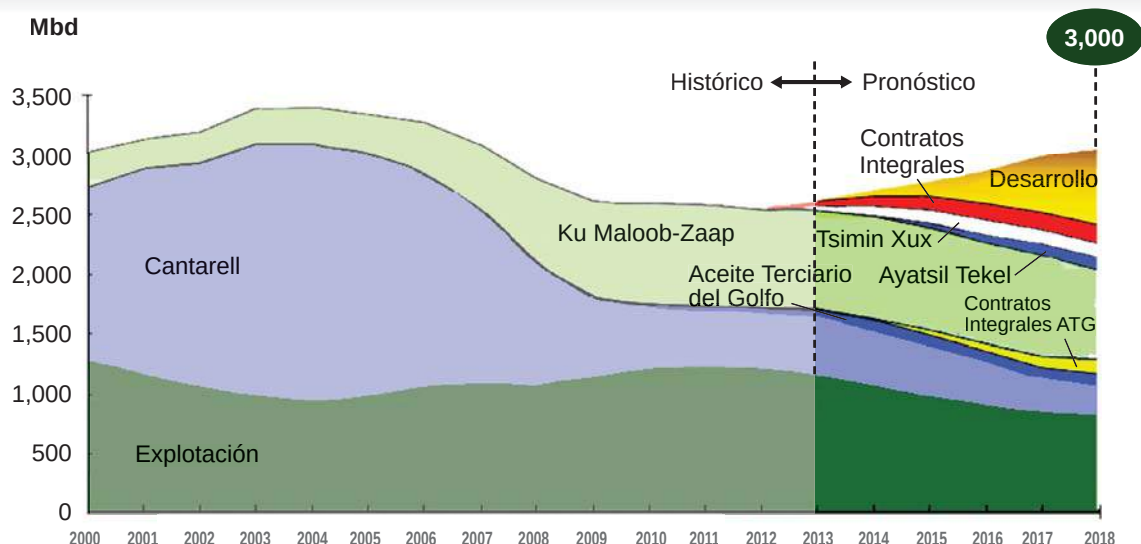
Contratos integrales de servicios

Precios unitarios con base en una obra específica o proyecto. Esta planeación y ejecución está en conjunto, pero sin adicionar valor agregado para la obra o proyecto,

*Ingeniero químico y master en Business Administration (MBA). (pech.ramses@yahoo.com.mx)



Perspectiva de producción de Pemex



limitándose al cumplimiento cabal del contrato, es decir, el contratista coloca la mayor parte de material, equipo y personal. Tiene alrededor de 15 años su uso.

Contratos de obra pública financiada (COPF)

Este contrato se basa en la financiación de todas las obras en tiempo y a una tasa de interés pactada al contratar un volumen de obra o servicio. Tiene alrededor de 8 años su uso.

Laboratorios de campo

Es un nuevo modelo de contrato que se basa en un intercambio tecnológico, el cual permita su utilización para la mejor explotación, desarrollo o incorporación de reservas en un área preestablecida.

Contratos incentivados

Es un nuevo modelo de contrato que se basa en la colocación de un bloque para su evaluación, caracterización, interpretación, explotación, desarrollo y mantenimiento con el sentido de crear una alianza estratégica ligada al costo de barril pactado al contratar.

La pregunta es: ¿Cómo ubicaríamos este nuevo modelo de contratos de utilidad compartida entre la gama de modelos de contratos que tenemos actualmente? En la parte de exploración y producción, ¿sólo lo limitaríamos a *shale gas*, aguas profundas y campos maduros? ¿Realmente nos ayudará a incrementar la producción petrolera a los 3 millones de barriles diarios que el sector oficial pronostica obtener en 2017.

CONTRATOS INCENTIVADOS

Primera Ronda - 2011

Campos maduros
Región Sur
3 Bloques
Producción incremental
esperada: 55 Mbd

Segunda Ronda - 2012

Campos maduros
Región Norte
5 Bloques
Producción incremental
esperada: 70 Mbd

Tercera Ronda - 2013

Chicontepec
Región Norte
5 Bloques
Producción incremental
esperada: 85 Mbd

En realidad, no se ve factible alcanzar esta meta en el corto plazo. Los contratos de servicios integrales con incentivos al desempeño, fruto de la Reforma del 2008, representan tan sólo 210,000 b/d de producción incremental esperada hasta el 2028. La producción en pozos de aguas profundas, considerando la falta de infraestructura de la conducción de los hidrocarburos a centros de venta o de distribución en refinerías o petroquímicas, se vería reflejada hasta el 2020 o más adelante. El caso del *shale gas* también implica tiempos de maduración. En la explotación se requiere tener un gas húmedo, ya que la inversión de un pozo de esta tipo resulta ser no rentable en caso de salir un pozo de gas seco. Entonces, ¿cómo lograremos la meta de los 3 millones de barriles diarios en 2018?

Lo que deberíamos enfatizar al abrir los Artículos 27 y 28 de la Constitución –o más bien recuperar su semántica original y su espíritu– es evaluar y determinar en forma cuantitativa en cuánto tiempo podemos lograr, mediante contratos entre privados y el Es-

tado, la revalorización de la cadena productiva.

Tomando lo esencial la Reforma planteada por el Ejecutivo Federal, considerando que retoma palabra por palabra, el texto del Artículo 27 Constitucional del Presidente Lázaro Cárdenas del Río, planteo los siguientes cuestionamientos y reflexiones:

1) Contratos de utilidad compartida, que celebra el Gobierno de la República con Pemex y/o particulares, para exploración y extracción.

- a) ¿Qué tipo de contratos se ejercerán y cuándo lo conoceremos?
- b) ¿Cuándo se ejercerían?, porque los integrales incentivados pasaron dos años y muchos de ellos no han empezado a operar como tales.
- c) ¿La utilidad compartida será antes de impuestos o qué es lo que llaman utilidad compartida?
- d) ¿Estos contratos cubrirán toda una cadena de producción o estarán limitados a una parte de la misma?
- e) ¿Serán atractivos para las compañías internacionales o serán para las compañías de servicios?

2) Permisos del Gobierno de la República con Pemex y/o particulares para refinación, petroquímica, transporte y almacenamiento.

a) ¿El transporte de crudo sólo será para suministrar la materia a las refinerías o petroquímicas del país o podrá concesionarse para el transporte de hidrocarburos de la boca del pozo a puntos de venta de los mismos?

b) ¿El transporte y el almacenamiento implicarán el otorgamiento de un contrato de servicio para la modernización de la infraestructura o sólo será una forma alternativa de control de Pemex?

c) ¿Contemplan la modernización de ductos y la eliminación de transporte de hidrocarburos por carrotanques?

d) ¿Contemplan la realización de nueva infraestructura de ductos costafuera y terrestre a un proveedor que administre los hidrocarburos con base en permisos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos?



3) Corrige el régimen fiscal de Pemex para que sea plenamente competitivo.

- a) ¿Cómo se eliminarían las 15 cargas fiscales y derechos de explotación?
- b) ¿Contemplará que Pemex pague el IETU o el porcentaje de ISR como cualquier empresa (persona moral) de México? Esto debería estar ligada a una reforma hacendaria total y directa en donde todos paguemos lo correcto de acuerdo a nuestro nivel de generación económica en el país.
- c) En caso de una compañía de servicios o internacional compartiera utilidad en los proyectos, ¿cómo se reportaría esto fiscalmente?
- d) ¿Por qué no se contempla el riesgo del proyecto desde un inicio de capital de trabajo, con el sentido de recuperación de inversión de corto plazo y no se ligue a eficiencia operativa?

4) Reestructura de Pemex y sus subsidiarias en dos divisiones: (1) Exploración y Producción y (2) Transformación industrial.

- a) Un cambio estructural continuo es correcto en una empresa que tiene bases de consolidación de una visión y misión definidas. ¿Cómo se pretende unificar criterios de las tres filiales que desaparecen, siendo “virreinos independientes” cada

LA DEMANDA DE ENERGÍA
AUMENTARÁ UN 35% EN
LOS PRÓXIMOS 30 AÑOS

EL PETRÓLEO CONTINUARÁ
SIENDO EL COMBUSTIBLE
NÚMERO 1 DEL MUNDO Y
EL GAS SERÁ EL NÚMERO 2



DAMEN OFFSHORE SUPPORT VESSELS

ALTA CALIDAD

CORTO PLAZO DE ENTREGA

LA PRODUCCIÓN ACTUAL
OFF-SHORE DE PETRÓLEO Y GAS
SUMA UN TERCIO DEL FLUJO
TOTAL DE PETRÓLEO Y GAS,
CUBRIENDO EL 20% DE LA
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
GLOBAL ... ESTO AUMENTARÁ

“ Eficiencia, tecnología y logística jugarán un papel clave en este desafiante futuro. El Grupo Damen lucha permanentemente por crear diseños de embarcaciones y construir barcos con su óptimo desempeño en mente, tanto funcional como ecológico. Luchamos por cumplir con nuestros principios E3: Ecológico, Eficiente y Económico. Porque nuestras embarcaciones apuntan a servir las necesidades y beneficio de nuestro planeta y sus habitantes. El Grupo Damen ofrece un rango integrado y completo de Offshore Support Vessels y proyectos especiales. Un diseño moderno y alto nivel de estandarización resultan en embarcaciones confiables con un bajo costo total. ”

www.damen.com/en/markets/platform-supply-vessel | info@damen.nl



DAMEN

una de ellas?

- b) Pemex Exploración y Producción (PEP) crecerá y estará más ligada a un volumen mayor de inversión, pero ¿cómo se le dará autonomía para manejar esa inversión, si no se define un régimen fiscal competitivo que le permita generar dividendos de inversión?
- c) En PEP, siendo la división de mayor porcentaje de inversión y punto de ignición de la cadena de valor, se debería contemplar autonomía total a las unidades de producción sobre el ejercicio de su presupuesto, no etiquetando por parte de la SHCP en forma tajante los dineros de inversión y permitiendo flexibilidad del dónde y por qué gastar. Se debe crear un fondo de inversión para los proyectos, ligados a una política de costo-beneficio, en específico en las áreas de exploración y desarrollo de nuevos campos que permitan una continuidad de mediano plazo y no ligada al presupuesto de egresos de la Federación. Se debe realizar una revisión en forma anualizada de cada proyecto, con base en contratos asignados y pozos perforados, terminados e reparados.
- d) Se debe realizar alianzas o contratos estratégicos, pero no ligados a la utilidad a lo largo de la vida del proyecto, sino gestionar una autonomía independiente entre las partes de la alianza en el sentido de compartir riesgos operativos e inversión, ligada a la visión del proyecto.

5) Mejorar las condiciones de transparencia y rendición de cuentas en Pemex.

- a) La rendición de cuentas deberá establecer un mejor balance financiero, con la limpieza de pasivos no necesarios y una restructuración total de los activos de Pemex.
- b) Debe haber transparencia de los estados financieros. Éstos deberían ser no sólo auditados, sino aclarados en forma individual de cada proyecto o administración de un yacimiento, dictaminándose si un proyecto fue rentable para Pemex. Es decir, si perforamos un pozo que cuesta 10 millones de dólares, ¿de cuánto fueron los costos directos e indirectos que se tuvieron? Se debe manifestar cuál fue el financiamiento y en cuánto tiempo se recuperará la inversión, en un sentido simple de retorno del capital de trabajo, para poder reinvertir.

6) Establecer una política nacional de fomento a las compras de proveedores nacionales del sector hidrocarburos.

- a) La pregunta de los proveedores actuales es: ¿qué tipo de



servicios o de venta de productos se requiere?

- b) Quiénes venden productos o adquieren materiales o equipos, ¿los deben producir dentro de México o comprarlos en el extranjero?
- c) ¿Las compañías que ofrecen servicios cuentan con la capacidad financiera para invertir y asumir riesgos en la industria de hidrocarburos o simplemente son servicios emergentes?
- d) ¿Los proveedores nacionales son competitivos para las compañías de servicios o internacionales que están o que se establecerán en México?
- e) ¿Los proveedores están protegidos o cubiertos ante las compañías de servicios o internacionales en la transferencia de riesgos en los contratos, o simplemente se adicionan a la cadena de esa transferencia por necesidad?

Me surgen muchas cuestiones que la Reforma Energética en sí, tal y como fue presentada el día 12 de agosto, no me resuelve y me deja la duda sobre los límites o alcances de la misma.

Es importante que se invite a la discusión de esta Reforma a gentes pensantes y con la experiencia necesaria de cómo hacerla más correctamente, porque es la última oportunidad que tenemos y si no actuamos acorde con el entorno de negocios de la industria petrolera, entonces, al no entender el negocio, estaremos en riesgo de quedar al margen de los cambios globales en esa industria. ●



INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN
DE PROYECTOS S.A. DE C.V.



BENEFÍCIATE DE NUESTRA EXPERIENCIA

Orgullosamente Mexicana, presente por más de
31 años en la Industria Petrolera Nacional dando
servicio de Ingeniería de Proyecto

Oficinas en la Ciudad de México, Ciudad del Carmen y Paraíso, Villahermosa.
Visítenos en: www.cpi-ing.com.mx y/o contáctenos en el teléfono (52 55) 5093 0620



Este hidrocarburo, que vive su “era dorada”, es un factor clave para alcanzar la estabilidad energética en México y en el mundo.

El gas natural: prospectiva y precios

BENJAMÍN TORRES BARRÓN Y
JORGE CORELLA MARTÍNEZ*

La forma en que se ha venido desarrollando la economía mundial en la última década ha provocado en las naciones la búsqueda exhaustiva de recursos energéticos que puedan sostener las exigencias y necesidades de sus comunidades. La tendencia en gran parte del mundo sigue siendo petróleo-dependiente (33% del consumo mundial de energía⁽¹⁾), aunque los grandes países como Estados Unidos, Rusia o China saben que la época del “petróleo fácil” está llegando a su fin. Con esto en mente, se ha buscado implementar y crear nuevas tecnologías para obtener petróleo de los lugares más recónditos del planeta como lo son las aguas profundas de los mares o las reservas del Ártico. Además de lo anterior, se ha impulsado el uso de otros energéticos distintos al petróleo para ayudar al desarrollo estable de las economías.

Depender de una sola fuente de energía haría imposible el crecimiento apropiado de una nación, por lo cual se ha promovido la diversificación y desarrollo de energías alternas al petróleo, tales como la nuclear, las energías renovables y el gas natural. Las primeras dos presentan ciertas ventajas sobre el petróleo (por mencionar algunas, la mayor disponibilidad de recursos y menor emisión de contaminantes), pero a su vez tienen características o implicaciones que las coloca aún en un plano inferior frente al resto de las fuentes de energía, por ejemplo, los altos costos para el desarrollo de dichos proyectos, o la preocupación de una potencial catástrofe radioactiva en centrales de generación nuclear, tal y como sucedió en la central de Fukushima en marzo de 2011.

Muy distinto es el caso del gas natural, ya que presenta diversas ventajas no sólo frente al petróleo, sino también al compararlo con la generación nuclear y las energías renovables. Se trata de un energético que cuenta con las características de los hidrocarburos (capacidad de transporte, almacenamiento y versatilidad para generar energía mediante diversas aplicaciones y procesos) pero además con emisiones a la atmósfera relativamente menores, bajos precios y elevadas reservas existentes. A través de los años, se ha convertido en el sustituto ideal de otros combustibles como el carbón y el petróleo, particularmente en la región de Norteamérica, donde su consumo ha cobrado gran relevancia para las comunidades. Asimismo, se han mejorado las tecnologías para su extracción permitiendo así incrementar las reservas, lo cual ha impactado de manera significativa en los precios de gas natural en la región, los cuales del 2008 hasta el cierre

de 2012 disminuyeron cerca del 70% ⁽²⁾, llegando a ser los precios más bajos disponibles de este energético en el mundo, tan bajos y económicamente convenientes que han provocado un incremento en las tendencias del consumo de gas natural a nivel mundial.

Demanda mundial y local de gas natural

Sólo por debajo del petróleo y el carbón, el gas natural ocupa el tercer lugar en el consumo mundial de energía, de tal manera que el 23.9% de la energía que se consume en el mundo es gas natural⁽³⁾. Incluso, se prevé que el consumo a nivel mundial, que fue equivalente a 319,800 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) en 2012, crezca en una tasa anual de promedio de 1.7% hasta 2035, de tal modo que para 2015, la demanda llegará a ser de 344,920 MMpcd, en 2020, de 376,170 MMpcd⁽⁴⁾ y en 2035 se estarán demandando alrededor de 463,400 MMpcd.⁽⁵⁾

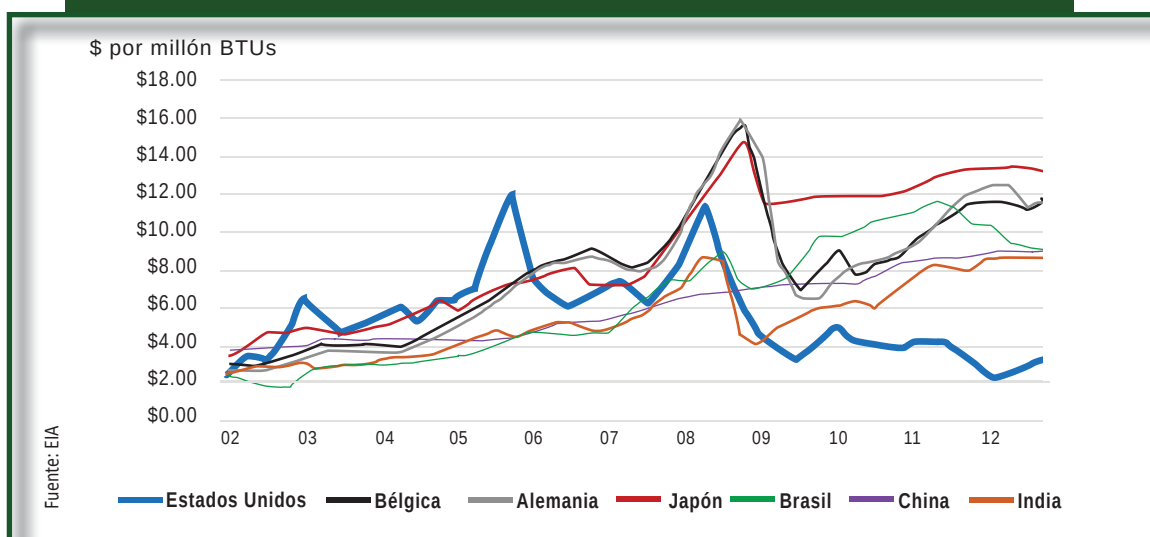
México cuenta con reservas 3P (probadas, posibles y probables) ⁽⁶⁾ de gas natural que ascienden a 61.6 billones de pies cúbicos (BPC) ⁽⁷⁾. En 2012, se consumieron 8,100 MMpcd de gas natural, cantidad equivalente al 2.5% del consumo mundial. Por otra parte, la producción en México de 5,600 MMpcd durante 2012 (1.7% de la producción mundial total)⁽⁸⁾ nos muestra de manera clara que la demanda nacional supera la producción. Para mejor ilustración, de 2007 a 2012, la demanda creció a un ritmo de 4% anual, superando por poco más del triple al índice de crecimiento anual de la producción que fue solamente de 1.2%⁽⁹⁾. Caso contrario es el de Estados Unidos, donde a

partir de la revolución del gas de esquisto (*shale gas*) se han obtenido altos niveles de producción en los últimos años, llegando a su cifra récord en 2012 con 65,700 MMpcd producidos (20.4% de la producción mundial), y con ello los precios en ese mercado han bajado. Este fenómeno influye directamente en México, ya que nuestros precios de gas natural están regulados y referenciados a los de los mercados estadounidenses. No obstante, la oportunidad que el gas representa para México se ha visto limitada por la insuficiente producción y el saturado sistema de transporte y distribución actual. Ante ello, las autoridades energéticas en México se han visto en la necesidad de tomar diversas medidas para corregir esta situación, valiéndose principalmente de las importaciones, a tal grado que alrededor del 30% de gas natural disponible en nuestro país es importado (en su mayoría proveniente de los Estados Unidos vía gasoductos). A su vez, existe un ambicioso número de proyectos para desarrollar y ampliar la infraestructura de transporte, estimándose que en los próximos 4 años la infraestructura crecerá un 40%. Las anteriores y otras medidas serán clave para los próximos 15 años, donde la demanda nacional crecerá a un tasa anual de 3.8%.

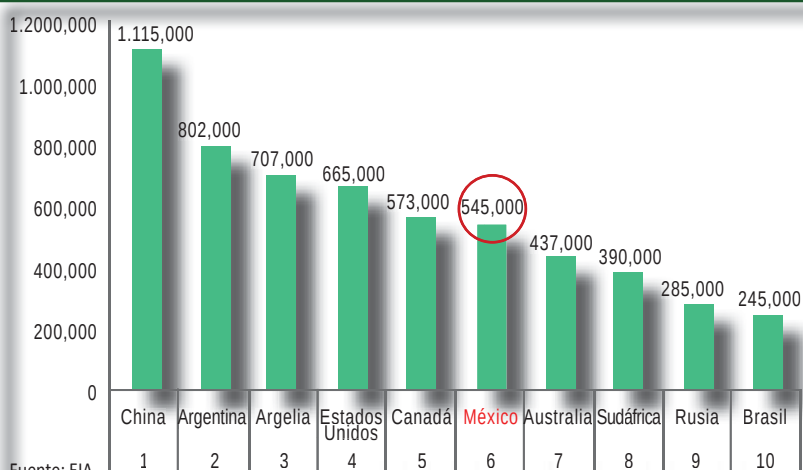
Los precios del gas natural

En la región de Norteamérica, uno de los rasgos más notables que el gas natural tiene en la actualidad frente a los demás energéticos son sus atractivos precios. Mientras que el precio del petróleo obedece a la oferta y demanda mundial, el del gas natural

Comportamiento histórico de los precios de gas natural en el mundo



Recursos de gas de esquisto (shale gas) en el mundo (Cifras en TPC)



se determina de acuerdo a la oferta y demanda que prevalece localmente. Además, a partir del descubrimiento y explotación de pozos de gas de esquisto en Estados Unidos, se han incrementado las reservas y expectativas de producción en la región. Debido a lo anterior, desde 2009 existe una tendencia a la baja de los precios del energético, manteniendo hasta la fecha un precio promedio que oscila entre 4 y 5 dólares por MM de BTU⁽¹¹⁾.

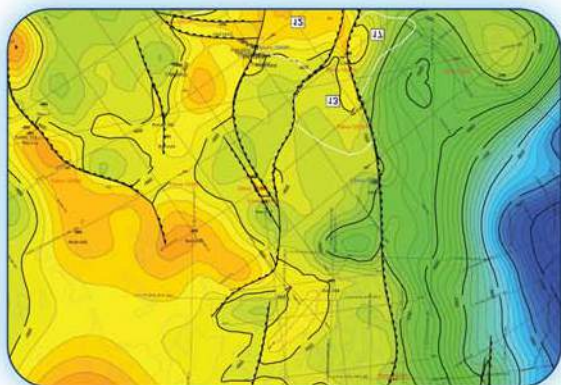
Canadá, México y Estados Unidos integran la zona más barata en el mundo en precios de gas a nivel mundial. Los números actualizados al mes de julio del presente año indican que el mercado Henry Hub, uno de los principales referentes de la región norteamericana, mantuvo un precio promedio de \$3.68 dólares por millón de unidades térmicas británicas (MM de BTU), lo cual hace al energético extremadamente competitivo frente a los mercados de Europa y Asia. Como muestra de ello, al mes de julio de 2013, el mercado holandés TTF mantuvo un precio promedio de \$9.86 dólares por MM de BTU, el mercado chino promedió \$15.60 dólares por MM de BTU y el mercado japonés promedió el precio más alto del mundo con \$15.75 dólares por MM de BTU⁽¹²⁾.

Así, los bajos precios de gas natural en México han motivado el impulso del consumo del mismo, principalmente para la generación eléctrica y para las necesidades de Petróleos Mexicanos (PEMEX). Y es que la Comisión Federal de Electricidad ha procurado reemplazar la generación de electricidad por medio de combustible por la generación a través de gas natural, precisamente debido a sus precios y bajas emisiones contaminantes a

la atmósfera. Sin embargo, contrario a un escenario ideal, las necesidades de los usuarios de gas natural en México aumentan de forma constante mientras que los niveles de producción siguen cayendo, razón por la que PEMEX, a fin de hacer frente a la situación, ha empezado a contemplar la extracción y producción del gas de esquisto disponible en el territorio nacional, cuyas reservas se estiman en 545 BPC y ubican a México en el 6to lugar mundial⁽¹³⁾.

Para el presente año, PEMEX ha planeado destinar 3.3 mil millones de pesos para exploración de recursos no convencionales (dentro de los cuales se clasifica el gas de esquisto), cuyo potencial de producción podría resultar clave para abastecer la demanda nacional. No obstante, PEMEX no debería visualizar al gas de esquisto como su remedio mesiánico para solucionar el problema, ya que

a pesar de las elevadas reservas en el país, se deben considerar los riesgos que conlleva la explotación de este recurso. Estados Unidos ha venido explotando este recurso desde ya hace algunos años y las empresas que llevan a cabo este tipo de proyectos han comprobado empíricamente que los campos de gas de esquisto rápidamente dejan de ser rentables. La producción de estos campos declina de manera acelerada, por lo que se necesita perforar



Proporcionando Servicios Integrales a lo largo de la cadena de valor del petróleo

Exploración y Producción

Servicios integrales para la exploración y explotación de hidrocarburos en campos maduros de petróleo y gas

Servicios Costa Afuera

Diseño, instalación, inspección, mantenimiento y rehabilitación de plataformas e instalaciones de producción

Mantenimiento Integral de Ductos

Aseguramiento de la integridad, confiabilidad y mantenimiento de ductos de transporte de hidrocarburos

Producción y Distribución de Gas

Operación de concesiones de distribución de gas natural residencial, comercial e industrial por ducto y vehicular



pozos constantemente y se requiere una fuerte inversión de capital para mantener los niveles de producción al mismo ritmo que cuando el campo inició su producción. Además, con los precios bajos de gas natural que existen en la actualidad, se dificulta la obtención del capital necesario para reinvertir en la producción de este energético.

PEMEX debe ser cauteloso con los riesgos económicos y ambientales provenientes del desarrollo de este tipo de proyectos, a fin de no atrapar al país dentro una burbuja energética y financiera. En cambio, se deben tomar decisiones acertadas y estratégicas para que México se beneficie por completo de la competitividad y bajos precios del gas natural durante los años venideros.

Prospectiva a futuro de los precios de gas natural

El futuro de los precios de gas natural en los mercados es incierto y éstos pueden cambiar de un momento a otro. Si bien existen ciertos factores y variables que nos pueden ayudar a pronosticar su evolución y rangos, no existe una esfera de cristal que nos permita determinar con precisión la situación que guardará el gas natural a futuro. Por ejemplo, los niveles de desarrollo económico son un factor importante, ya que un mayor crecimiento económico detona un mayor consumo del energético, lo cual resulta en un rápido agotamiento de las reservas y recursos disponibles y por ende en costos más elevados. Otro factor importante es el nivel de producción de los recursos y su disponibilidad, ya que un menor grado de extracción de recursos implicará precios más altos y viceversa.⁽¹⁴⁾

En el corto plazo (2013-2015) los factores principales que influyen en los precios del gas natural son los relacionados al clima y a los cambios estacionales (veranos cálidos, huracanes, etc.) los cuales a su vez impactan directamente en el incremento y disminución de su demanda. De acuerdo a estadísticas y análisis del mercado de futuros New York Mercantile Exchange (NYMEX) los precios futuros del Henry Hub se mantendrán en una tasa de crecimiento promedio anual de 2.88% alcanzando un precio promedio de \$4.17 USD por MM de BTU en 2015⁽¹⁵⁾. La Agencia de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus cifras en inglés, *Energy Information Administration*) estima que para el 2015 los precios llegarán a \$4.38 dólares por MM de BTU⁽¹⁶⁾. Por otro lado, el mercado de futuros Chicago Mercantile Exchange Group (**CME Group**) estima que los precios en 2015 alcanzarán un promedio de \$4.22 dólares por MM de BTU.

Las estimaciones de los mercados internacionales a corto plazo (2015) nos indican que los precios alcanzarán los \$15 dólares

por MM de BTU en Japón mientras que en Europa llegarán a \$11 dólares por MM de BTU en la misma fecha⁽¹⁷⁾.

En el mediano plazo (2013-2018) los precios del gas natural pueden verse principalmente afectados por factores como el posible desarrollo de nuevas tecnologías de exploración, extracción y producción, o bien por eventuales recesiones económicas que afecten los mercados mundiales. Estadísticas de NYMEX-Henry Hub afirman que hacia 2018, los precios mantendrán una tendencia a la alza de 3.5% anual, llegando a un promedio de \$4.93 dólares por MM de BTU en el plazo que abarca de junio de 2017 a junio de 2018. El CME Group pronostica que los futuros precios de gas natural en 2018 llegarán a un promedio de \$4.73 dólares por MM de BTU en dicho año⁽¹⁸⁾. Tendencias un poco más bajas son las que presenta la EIA, que estima que en los próximos 5 años, los precios tendrán una tendencia a la alta de 1.37% y se mantendrán en un promedio de \$4.43 dólares por MM de BTU⁽¹⁹⁾ en 2018.

A mediano plazo, los mercados internacionales indican que durante 2018 los precios en Japón bajarán a \$14.2 dólares por MM de BTU, mientras que en Europa se estiman en alrededor de \$10.7 dólares por MM de BTU en la misma fecha⁽²⁰⁾.

En el largo plazo es más difícil aún predecir cuales serán los elementos que pueden llegar a influir en el desarrollo de los precios debido a la alta volatilidad de los mismos. La Secretaría de Energía de México pronostica que para 2026, los precios de gas natural se mantendrán en un promedio de \$5 dólares por MM de BTU⁽²¹⁾. El CME Group estima que los precios del Henry Hub llegarán a promediar \$5.68 dólares por MM de BTU en 2021. La EIA estima que los precios en 2023 mantendrán un promedio de \$5.43 dólares por MM de BTU, a una tasa de crecimiento anual de 2.7% hasta dicho año y pudiendo llegar hasta \$7.83 dólares por MM de BTU en 2040⁽²²⁾. Por último, pronósticos para un mayor plazo son los del Instituto de Tecnología de Massachusetts (*Massachusetts Institute of Technology*), el cual estima un rango promedio entre \$6 y \$8 dólares por MM de BTU dentro de las próximas dos décadas⁽²³⁾.

Por lo que respecta a los mercados de Europa y Asia, las estimaciones del Banco Mundial arrojan que los precios disminuirán en Japón hasta \$12.5 dólares por MM de BTU en 2025 y en Europa llegarán a \$10 dólares por MM de BTU en la misma fecha⁽²⁴⁾.

El gas natural juega un papel importante en la mayoría de los sectores económicos del mundo, proporcionando a su vez una seguridad ambiental mayor a la del petróleo por sus menores emisiones a la atmósfera. Predecir el futuro de su mercado es un tema sujeto a distintos argumentos y variables. No existe un método objetivo

que nos permita predecir con exactitud el desarrollo de un mercado tan dinámico. Tomemos en cuenta también que en el pasado era más fácil pronosticar su evolución dada su cercana relación con los precios del petróleo, pero a partir de los hallazgos de gas de esquisto en Estados Unidos y el mundo, éstos se han separado radicalmente. Es casi un hecho que las reservas de gas natural con el tiempo se irán agotando y habrá otros factores que incidan en la tendencia a la alza de los precios en el futuro, mas no sabemos el ritmo exacto en el que ocurrirá. De lo que podemos estar seguros es que el gas natural es y seguirá siendo el hidrocarburo de la transición energética, dejando de lado el petróleo y el carbón.

En México, la situación de este energético presenta un reto importante, ya que se debe regularizar la producción del mismo y solucionar el rezago en infraestructura para su debido transporte y distribución. Además de lo anterior, hay que considerar que aún sigue siendo un energético un tanto desconocido para los mexicanos, pues existe cierto grado de desinformación sobre las ventajas de su utilización y eficiencia. Un mayor uso del mismo en México significaría un ahorro de una gran magnitud de dinero utilizado ahora en subsidios al gas licuado de petróleo, electricidad y gasolinas. Por todo lo anterior y más, es evidente que nos encontramos en la “era dorada” –término acuñado por la Agencia Internacional de Energía– del gas natural a nivel mundial. México debe aprovechar que tiene a su disposición este energético al precio mas bajo del mundo, a fin de coadyuvar al mejor y adecuado desarrollo del país y primordialmente a lograr la tan ansiada estabilidad energética. ●

PIES DE NOTA:

(1) British Petroleum. “Statistical Review of World Energy”. Junio 2013

(2) Secretaría de Energía. “Prospectiva de Gas Natural 2012-2026”. 2012.

(3) British Petroleum. Op. Cit.

(4) Secretaría de Energía. Op. Cit.

(5) British Petroleum. Op. Cit.

(6) Secretaría de Energía. Op. Cit.

(7) Secretaría de Energía. Op. Cit.

(8) British Petroleum. Op. Cit.

(9) Energy Information Administration. “U.S. natural gas exports to Mexico reach record high in 2012”. Marzo, 2013.

(10) Energy Information Administration. “Annual Energy Outlook”. 2013.

(11) Energía a Debate. “Suministro del gas natural, retos y opciones para México”. Marzo 2013.

(12) Platts. “International Gas Report”. Julio, 2013.

(13) Energy Information Administration. “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States”. 2013.

(14) Energy Information Administration. “Annual Energy Outlook”. 2013.

(15) NYMEX. “Henry Hub Natural Gas Future Prices”. Junio 2013.

(16) Energy Information Administration. “Natural Gas Prices Projection to 2040”. 2013.

(17) World Bank. “Commodity Market Prospects”. Mayo 2013.

(18) CME Group. “Henry Hub Natural Gas Future Prices”. Junio 2013.

(19) Energy Information Administration. Op. Cit.

(20) World Bank. Op. Cit.

(21) Secretaría de Energía. Op. Cit.

(22) Energy Information Administration. Op. Cit.

(23) Massachusetts Institute of Technology. “The Future of Natural Gas”. 2011.

(24) World Bank. Op. Cit.

¿Necesitas tus
documentos en otros
idiomas?



Somos una agencia
de traducción
especializada en
la Industria
Energética

Realizamos traducciones al inglés,
francés, alemán, italiano, español, ruso,
portugués, entre otros idiomas.
Contamos con traducciones
certificadas por peritos.

Comunícate con uno de nuestros ejecutivos:
mdominguez@trasbabel.com.mx
Tel. 6391.6565



Estrategia de Suministro de Gas Natural



El pasado 13 de agosto, el Presidente de la República, Enrique Peña Nieto, dio a conocer la Estrategia de Suministro de Gas Natural, la cual contempla varios proyectos de infraestructura que garantizarán un abastecimiento seguro y confiable de gas natural en el mediano y largo plazo, a fin de fomentar el crecimiento y la competitividad del sector industrial y generar empleos.

A corto plazo, la estrategia contempla el incremento de importaciones de gas natural licuado y en el mediano plazo expanda la capacidad de transporte de este hidrocarburo y convierte al Sistema Nacional de Gasoductos en un activo estratégico para el desarrollo de México.

Asimismo, la estrategia, autorizada por el Consejo de Administración de Pemex, considera el desarrollo de nueva infraestructura para lograr una mayor integración con los sectores productivos del país y con el mercado de gas natural del sur de Estados Unidos. Entre otros, incluye una serie de proyectos en el corto, mediano y largo plazo:

- Corto plazo: Incrementar la importación de Gas Natural Licuado por los puertos de Manzanillo y Altamira, a través de la programación de al menos un buque por mes con capacidad de 3 mil millones de pies cúbicos, hasta finales de 2014.
- Mediano plazo: Incrementar la capacidad de transporte en los gasoductos del sur de Estados Unidos que se interconectan

en la frontera mexicana en Tamaulipas. Concretar un acuerdo de inversión para la construcción de la estación de compresión Altamira, con una capacidad incremental de 500 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd).

- Largo plazo: Desarrollar cuatro gasoductos (Ramones fase I, Ramones fase II, Agua Dulce-Frontera y Tucson-Sásabe) que suman en conjunto más de mil kilómetros, con una inversión estimada en más de 40 mil millones de pesos, y construir la estación de compresión Soto La Marina, con una capacidad incremental de 190 MMpcd.

En conjunto todos los proyectos aportarán más de 6,500 MMpcd de capacidad de transporte al Sistema Nacional de Gasoductos, así como alrededor de 450 mil caballos de fuerza de compresión adicional.

Estas obras de infraestructura de transporte de gas natural ampliarán la cobertura nacional y dotarán al Sistema Nacional de Gasoductos de nuevas rutas, principalmente en la zona centro-occidente.

La estrategia puesta en marcha por el Gobierno Federal considera la coordinación sectorial para potenciar los esfuerzos y los recursos disponibles. Es así que, paralelo a las medidas instrumentadas por Petróleos Mexicanos, la Comisión Federal de Electricidad desarrollará los gasoductos Sásabe-Guaymas, Tamazunchale-Sauz y Mayakán.



Muy favorable perspectiva del gas natural

*La buena noticia es que México tiene acceso al gas más barato del mundo. Ahora el reto es aprovechar el enorme potencial que posee en su propio subsuelo y ampliar la infraestructura de transporte y distribución, afirma **Ángel Larraga Palacios**, country manager de Gas Natural Fenosa, en entrevista con David Shields.*

En términos generales, ¿cómo ve la situación de la industria del gas natural en México?

Hoy por hoy, tenemos un escenario totalmente favorable. México es el único país en el mundo –Canadá es un caso aparte, porque tiene su propio gas– que tiene la posibilidad de conectarse por ducto a Estados Unidos y obtener gas de importación a un precio de entre 3 y 4 dólares por millón de BTUs. En Europa el precio del gas está a 14 dólares y en Japón está a 16 dólares. Éste es un factor de competitividad importantísimo para la industria mexicana, ya que muchas empresas mexicanas colocan sus productos en Estados Unidos y en otros países. En muchos casos, las empresas mexicanas compiten con los chinos, quienes tienen un precio de gas de 16 dólares. México, con acceso a gas a 4 dólares, tiene una oportunidad importante.

En particular, ¿cómo ve la perspectiva de la producción de gas natural en el país, en particular, el shale gas?

Es una gran oportunidad. México tiene reservas muy importantes de gas asociado al crudo, gas seco y *shale gas*. El tema del *shale gas* ha ido muy despacio, apenas comienza. El año pasado en Texas se crearon un millón 200 mil puestos de trabajo sólo en la exploración y producción de *shale gas*. Pues allá tienen miles de pozos cuando acá en este lado tenemos apenas tres. Incluso hay empresas mexicanas que extraen *shale gas* en Estados Unidos con capital y personal mexicanos, pero en este lado de la frontera no lo pueden hacer.

Creo que la Reforma Energética va a resolver ese reto de la exploración y la extracción de *shale gas*, porque es poner en valor un potencial de *shale gas* que nos coloca como el cuarto país a nivel mundial. Estoy convencido de que se va a resolver el poder tener gas en México en condiciones muy favorables, ya que tenemos conexiones con Estados Unidos, la posibilidad de hacer más conexiones y ahí entra otro reto que es el tender infraestruc-



Nueva red de gasoductos



tura de ductos. Pero si construimos los ductos, también debe ser para llevar a los puntos de consumo la producción nacional de gas, no importarlo.

¿La visión debe ser que México sea autosuficiente en gas natural y dejar de importarlo?

El reto de México, con una visión política de largo plazo, debería ser cubrir con producción nacional de gas todas las necesidades del país y exportar excedentes. Pongo el ejemplo de Estados Unidos: nosotros en Gas Natural Fenosa tenemos un acuerdo con la central de regasificación de la compañía Cheniere, en Luisiana, que en el 2016 estará licuando shale gas para venderlo al exterior. Fenosa va a comprar ese gas. México en algunos años podría hacer lo mismo, o sea, abastecer sus propias necesidades con producción nacional, ya no importar gas y ser capaz de exportarlo. Eso significaría poner en valor las reservas e incrementar el PIB.

Con el shale gas la buena noticia ya se dio. El gas barato, los empleos, la inversión que se ven que crecen en Estados Unidos, podemos hacer lo mismo aquí en México. Otros países tienen una dependencia energética del exterior total porque no tienen ningún tipo de reservas, ni de petróleo, ni de gas, ni viento ni sol. Aquí tenemos de todo.

Pero, ¿será rentable para Pemex producir shale gas?

Pemex busca los márgenes en el petróleo crudo y, en comparación, el shale gas tiene un margen mucho menor. Pero a un productor con otra estructura de costos, le puede ser rentable,

contando con que el éxito del shale gas es que lleva líquidos también. Con la Reforma debería ser fácil poner en valor todas las reservas de gas de México. Veo bastante fácil poner orden en ese tema, pero habrá que ver si a nivel de Reforma son capaces los partidos políticos de plantearse un acuerdo de mayor alcance en cuanto a que no sólo sea Pemex el que pueda extraer y producir el gas y pueda entrar el privado. Si esto no se hace, perdemos una oportunidad histórica por el potencial de gas que tenemos.

¿Cuáles son los retos en cuanto a la red de gasoductos?

El reto es ampliar esa red. Actualmente hay más de 4,500 kilómetros de ductos en construcción o en proyecto, considerando los proyectos de CFE, los de Pemex y otros privados. Entonces, el reto de las inversiones en la infraestructura de ductos es importante.

Debemos tener muy claro que un ducto lo detona un mercado. Si no hay mercado, hacer un ducto es antieconómico. Las plantas de ciclo combinado han sido fundamentales en ese sentido, pero ha habido proyectos privados donde se han detonado ductos sin tener plantas de ciclo combinado, pero sí un mercado.

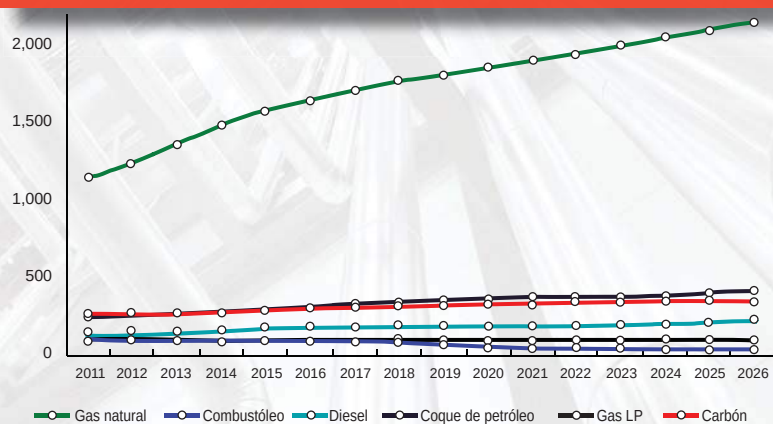
Por ejemplo, Tejas Gas de Toluca hace algunos años construyó un ducto cerca de Toluca para suministrar el mercado industrial del valle de México, sin que hubiera un proyecto ciclo combinado. Nosotros ahí tenemos una comercializadora con Pemex, reservamos la capacidad del ducto y el ducto se construyó. Otro es el ducto privado del Bajío hasta Aguascalientes con el amarre del mercado industrial y también el doméstico. Ese ducto ahora llegará hasta Zacatecas, anclado por la demanda del Grupo Modelo. Por eso siempre digo a las autoridades: el industrial que quiere un suministro de gas, lo que tiene que hacer es solicitarla y reservar capacidad. No se trata de que primero se construya un ducto y cuando llegue, el industrial decide si se conecta o no. Así no se construye un ducto.

Pero, ¿no sucede que el industrial reserva capacidad, usted construye el ducto, pero puede faltar la molécula?

La falta de gas en algunas zonas puede ser porque no hay infraestructura de ductos —entonces se tienen que construir— o porque no hay abasto suficiente de producción nacional —entonces se tiene que importar—. Estas dos situaciones están en vías de solución, porque la infraestructura de transporte se está construyendo, hay proyectos importantes en marcha, y porque el faltante de molécula se está solucionando gracias al concurso de CFE para importar gas natural licuado (GNL). La queja es que esos cargamentos entran al país a 15 dólares por millón de BTUs o más. Pero el cliente no lo paga a 15

Demanda de combustibles en el sector industrial, 2011-2026

(Millares de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)



dólares, porque si el conjunto de la demanda son 100, al día de hoy 80 ó 70 son de producción nacional y 20 ó 30 son de importación. Entonces cuando se calcula la media ponderada, los 70 son a 3.50 ó 4 dólares y los 30 son a 15 dólares. La media es de alrededor de 5.5 dólares, que es muy atractivo frente a los 15 dólares de Europa y los 16 y 17 dólares de Japón y Asia.

La falta de la molécula está resuelta con esas importaciones de GNL de forma transitoria, siempre y cuando no falle la producción nacional. Digo de forma transitoria, porque cuando se construyan los ductos para importar gas de Estados Unidos –el Sásabe-Puerto Libertad, el de Los Ramones, la ampliación del ducto de Chihuahua– vuelves a tener esos 20 ó 30 en un par de años a 4 dólares. Repito: México tiene la gran ventaja de que tiene 3,500 kilómetros de frontera con Estados Unidos, el mercado de gas más barato del mundo. No lo tiene ningún otro país. Por lo mismo, yo si fuera un industrial y tuviera una industria que ahorita estuviera consumiendo combustóleo o gas LP, yo me aventaría a firmar un contrato de reserva de capacidad con un privado para meter un gasoducto.

¿Cómo hacer para que el sistema de gasoductos opere de la mejor manera?

El reto es manejarlo de una forma integrada y como sistema único. Me explico: tenemos entradas de ductos conectados con Estados Unidos, que son conexiones de Pemex y algunas, de CFE. Por otro lado, tenemos las plantas de GNL en Altamira y Manzanillo –ya no digo la de Ensenada porque está alejada del sistema–. El gobierno tiene el reto de gestionar el sistema de forma única, coordinando entradas y salidas de gas, revisar, supervisar y ampliar la red de ductos a través de una planificación ordenada y analizar las prioridades para manejar el sistema cuando hay una alerta crítica del tipo que sea.

México ha padecido alertas críticas por escasez de gas, pero puede haber crisis de otros tipos. En el desarrollo futuro, se requiere una visión única para gestionar el sistema y avanzar de forma integrada y técnica, poniendo de acuerdo a Pemex y a CFE. De hecho, las licitaciones del GNL se han realizado de forma única por CFE, pero el gas que importa CFE es para CFE y para Pemex.

Eso es un gran acierto, porque si cada uno sale al mercado internacional a comprar por separado, acaba saliendo más caro. Además, el gobierno ha puesto de acuerdo a Pemex y a CFE para empezar a utilizar infraestructuras que son de CFE, como la regasificadora de Manzanillo, para la entrada de gas al sistema, de tal manera que el gas no sólo sirva para las centrales de CFE sino también para suministrar gas al conjunto del mercado. En ese escenario, la integración de la infraestructura existente, junto con el desarrollo de nuevos ductos, es importante.

Luego, está el desarrollo reglamentario. El gas natural tiene en México un reglamento que no se ha movido en los últimos 15 años, desde que se decidió la apertura de la distribución de gas. Al día de hoy está bastante desfasado y requiere actualización.

¿Los subsidios impactan negativamente al mercado del gas natural?

El gas natural no tiene ningún tipo de subsidio. El gas natural es un producto que simplemente se extrae del pozo, se mete en los ductos, se le añade un odorizante y llega al consumo final. Tenemos un competidor que es el gas LP. El LP es un gas que no existe en la naturaleza, hay que fabricarlo –es un producto de refinería–, a veces hay que importarlo, hay que transportarlo por ruedas y luego cuando llega al consumidor final es tan caro que hay que subvencionarlo.

Entonces, el gobierno pierde por todos lados. Idealmente, el gobierno decidiría por una la política de precios y de subsidios, en la que cada tipo de energía asume su cadena de costos tal y como es, para que después el consumidor elija libremente. Nosotros construimos infraestructuras de gas, pero sin obligar a nadie a conectarse a la red de gas. Se conecta libremente el que quiere y decide que es su mejor opción.

El gobierno debe mantener un escenario equitativo e igual para todos. Nosotros en Gas Natural Fenosa estamos acostumbrados a competir, no tenemos miedo a la competencia. Nos movemos a nivel de todo México, tenemos 1,300,000 clientes, estamos en varios estados y bastantes municipios y competimos con el gas LP, con otras distribuidoras, competimos con plantas que generan



electricidad para los usos propios.

¿Se trata, entonces, de que el gas natural vaya desplazando al gas LP?

No precisamente. Cuando veo a los distribuidores de gas LP, siempre les digo una cosa: aquí hay trabajo para todos. En el país hay dos millones de clientes de gas natural, de los cuales Gas Natural Fenosa abastece a un millón 300 mil y las otras distribuidoras de gas natural tienen los otros 700 mil. De gas LP hay 22 millones de clientes. Vamos a suponer que la industria de gas natural –ya no Gas Natural Fenosa, sino todos los distribuidores– en lugar de dos millones pasáramos a cuatro millones. Si duplicáramos el número de clientes –es un decir– el gas LP seguiría teniendo 22 millones o más. ¿Por qué? Porque hay gente que consume leña y, en la medida que avanza el desarrollo, pasan a consumir gas LP, además de que hay muchos sitios donde no hay gasoductos para surtir gas natural. Hay trabajo para todos y mucho. Es tema de ordenarlo y de poner a cada uno en su línea, ¿no?

¿Cómo se puede incentivar que se amplíen las redes de distribución, para que más personas tengan acceso al gas natural?

Primero tiene que llegar el ducto grande, de transporte, y a partir de ahí se extienden las redes de distribución. Hay varios estados, como Sonora y Sinaloa, que no han tenido ductos y ahora los van a tener. Sin embargo, es frustrante que, en algunos casos, por ejemplo en el Distrito Federal o Guadalajara, hay ductos de transporte, pero no se ha podido desarrollar con celeridad las redes de distribución.

Nosotros estamos en el Distrito Federal y también en Monterrey desde hace 14 años, aproximadamente. En Monterrey tenemos casi 800,000 clientes siendo mucho más chico y en el DF apenas alcanzamos los 300,000. Si fuera por el tamaño de la ciudad, tendría que haber casi dos millones de clientes en el DF.

¿Cuál es la diferencia? Desde mi punto de vista, hay un componente cultural. Por un lado, estamos acostumbrados a tener gas LP en el DF. Pero, además, en el DF necesitamos que las autoridades nos dejen trabajar. Si nosotros presentamos un proyecto al gobierno del DF, con una inversión de mil millones de pesos al año, con una creación de 1,600 puestos de trabajo, con una conexión de casi 80 mil nuevos clientes y cuando llega diciembre, de los mil millones, hemos ejecutado sólo 60 millones, ¿dónde se queda la demás inversión? Desafortunadamente, no la hacemos, porque no tenemos los permisos para construir las redes. Así de simple.

En Iztapalapa tenemos el caso de una industria que, al pasar de combustóleo a gas natural, le supondría el ahorro del 40% de su factura energética. ¿Por qué no somos capaces de darle gas a esta industria

que nos lleva solicitándolo hace casi dos años? Porque no tenemos los permisos.

¿Esta dificultad la encuentran en otras ciudades o sólo en el DF?

En realidad, no hay ninguna ciudad a nivel mundial comparable con el DF que no tenga una red de distribución de gas natural. Podemos hablar de San Francisco, Chicago, Washington, Nueva York, Boston, pero también Latinoamérica: Sao Paulo, Río de Janeiro, Bogotá, Lima, todas la tienen. En Asia y Europa, todas la tienen. Las ciudades modernas tienen red de distribución eléctrica, red de fibra óptica, red de agua y red de gas, pero el DF no tiene red de gas. Tenemos una red de distribución muy incipiente después de 14 años, a pesar de que existe una red de gasoductos de acero de más de 24 pulgadas que rodea todo el DF.

Normalmente, los ciudadanos demandan el servicio y se conectan. Nosotros no obligamos a nadie a que se conecte, pero necesitamos apoyo político local y necesitamos los permisos para tender las redes. Les decimos a los políticos locales y los delegados: déjenme ustedes trabajar y hacer la red. Supervísenme, acepto la supervisión de la Comisión Reguladora de Energía, de la Secretaría de Energía y del gobierno municipal. Me tienen que poner las condiciones correctas para que yo opere y mantenga la red, a eso nos dedicamos. Me tienen que poner las condiciones para que yo ejecute las obras perfectamente y me tienen que sancionar si no lo hago. Es un tema que parece sencillo pero en el día a día es tremendamente complicado. Y esto sólo nos pasa en el DF, no nos pasa ni en Monterrey ni en Saltillo, ni en Nuevo Laredo, ni en León, ni en San Luis Potosí, ni en Irapuato, ni en Silao, ni en Salamanca... sólo en el DF.

Otra leyenda urbana con la que tenemos que luchar son los sismos. Se piensa que las redes se van a romper, porque esto antes era una laguna, pero hay tecnologías muy superadas que están adaptadas perfectamente a las condiciones del DF.

¿Por qué la incomprensión de las autoridades locales?

Falta una visión de planificación. Ampliar las redes de distribución debe ser un planteamiento de las autoridades municipales porque deberían tener una visión a medio y largo plazo de definir infraestructuras modernas y seguras, para que el ciudadano decida conectarse sin más.

Los políticos tienen la obligación de aportar su visión de planificación a medio y largo plazo y de velar por los intereses del ciudadano y, sobre todo, modernizar infraestructuras. Los delegados

políticos del DF deben ser capaces de ver la modernidad en infraestructuras seguras, ágiles, modernas y que sean una alternativa más para el ciudadano. El ciudadano quiere tener la opción de tener gas natural, pero si no hay la opción de tener la red de ductos cerca de su casa, no se va a poder conectar. Nosotros tomamos el riesgo de la inversión y de construir una infraestructura. Tenemos la voluntad de invertir. Si a nosotros nos dan los permisos para construir los mil millones de pesos al año, construiremos los mil millones de pesos. Es más, si desean hacer una planificación ordenada de la ciudad y nos dicen: oiga, vamos a empezar por Iztapalapa porque van a confluír ahí obras de agua, obras de fibra óptica, entran ustedes a la vez y luego se restituye todo, y después vamos a hacer lo mismo en Xochimilco, nosotros aceptaríamos ese planteamiento, aunque no tuviéramos previsto ir a Iztapalapa y Xochimilco. Estaríamos dispuestos a adelantar esa inversión. Si yo les presento un proyecto para construir redes en la Alvaro Obregón y ellos me dicen que empiece por Iztapalapa, pues empiezo por Iztapalapa y les digo



a los clientes de Alvaro Obregón que esperen, o si me dicen que empiece por Xochimilco, entonces ahí empiezo.

Se podría aproximar al concepto de un *city manager*, quien tendría que planificar la infraestructura de los servicios de la ciudad. Esa planificación le corresponde al gobierno de la ciudad, pero los distribuidores de gas la debemos acatar. Entendemos que debe haber una planificación global –que no nos corresponde a nosotros– de las redes de gas, de agua, de fibra óptica, de la telefonía. Se tiene que tener una visión en conjunto, porque sí es importante que el ciudadano, cuando se construye, tenga las menores molestias posibles.

El tendido de ductos de distribución de gas es una obra que tiene muy poco impacto. Si se coordina con operadores de otra infraestructura, es mucho mejor. Entrás en una zona, abres de una vez todo, se restituye y ya no tienes que volver a entrar. Nosotros estamos dispuestos a aceptar cualquier planificación que se nos plantee y, de hecho, así lo hacemos en San Luis Potosí, en Monterrey y en León, de mano con la planificación de la ciudad.

¿Cuál es la perspectiva para el gas natural vehicular en la capital?

Es un escenario que puede ser muy importante para el país y para la ciudad. El gas natural vehicular utilizado de forma comprimida y disponible en puntos de recarga, supondría hasta más de 3 y medio millones de vehículos aquí en el DF, disminuyendo los niveles de contaminación. En Bogotá o en Buenos Aires, hay alrededor de un millón de vehículos operando con gas natural.

En Sao Paulo y Lima, ciudades que tienen infraestructura de recarga para los vehículos, hay taxis que usan gas natural. Con pun-

tos de recarga, como si fueran gasolineras pero de gas, se podría transformar los vehículos a gas de forma masiva. Transformar un vehículo en taxi que use gas natural cuesta como 1,200 dólares. Ese taxi recuperaría los 1,200 dólares en un plazo de 10 meses, y a partir de ahí tendría un ahorro del 30% frente a la gasolina. Los taxistas quieren y necesitan puntos para recargar, pero no se ha avanzado en esto, a pesar de que hubo propuestas de construcción de las distintas delegaciones.

Hay una primera flota de camiones, alrededor de 70, que están cubriendo ya la ruta entre Santa Fe y el Zócalo y del Zócalo a San Jerónimo. Había otra leyenda urbana de que en zonas de altitud como el DF no podrían funcionar los motores con gas, pero hay tecnologías superadas de Hyundai, Mercedes y Volvo en cuanto a motores a gas y motores duales para el transporte.

El modelo de utilización de gas natural para el transporte con un proyecto planificado de estaciones de servicio, aprovechando los ductos que rodean a todo el DF, sería un proyecto muy exitoso para el gobierno de la ciudad. Sería un proyecto de largo plazo con visión de futuro, con una infraestructura que tienes que mantener y poner al servicio de la sociedad. Los políticos en turno deben tener esa visión para desarrollar proyectos de esta envergadura.

¿Qué decir del uso del gas natural en la generación eléctrica, es decir, en las plantas de ciclo combinado?

En Gas Natural Fenosa, tenemos un poco menos de 2,000 megawatts de potencia instalada. Tenemos centrales en Nacogales, Hermosillo, Durango y Tuxpan. Son proyectos de productor independiente. Esta figura ha sido un éxito y así lo han ratificado organismos oficiales del gobierno. La inversión de los productores independientes en generación ha sido del orden de los 30 mil millones de dólares en México en plantas eficientes y modernas con tecnología de ciclo combinado. El gobierno ha podido contar con esa capacidad de generación sin necesidad de invertir esos 30 mil millones y con una ventaja: que a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) maneja y controla las plantas. Es decir, las plantas de producción independiente son para vender la energía a CFE. Es la CFE quien decide arrancar y parar las plantas, es decir, maneja la operación, sin haber hecho la inversión. Entonces, ha incrementado la cobertura, ha mejorado los costos de generación, la tecnología de ciclo combinado es muy eficiente y, desde el punto de vista financiero, esos recursos que hubiera tenido que destinar

Escenario ENE de comercio exterior de gas natural, 2011 - 2026

(Millones pies cúbicos diarios)



el gobierno para asegurar la generación eléctrica, los ha podido destinar a hospitales, carreteras, educación e infraestructura.

Ahora, en el Programa de Obras e Infraestructura Eléctrica (POISE), existe una planificación con nuevas licitaciones de ciclos combinados, aunque no dice bajo qué esquema se van a licitar. Pensamos que se podría continuar con la figura de productor independiente porque sería exitoso para el país, aunque también la apertura que se prevé con la Reforma Energética puede traer nuevas opciones para cubrir las necesidades de capacidad adicional que tiene el país.

¿Cuál es su opinión sobre el potencial de la cogeneración para satisfacer las necesidades industriales?

En México tenemos una de las legislaciones más avanzadas en materia de cogeneración y ahí la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha hecho un excelente trabajo. A veces hablamos de grandes proyectos de cogeneraciones, como en las refinerías de Pemex, pero también puede cogenerar un hospital o un hotel, produciendo

su propia agua caliente y su propia energía eléctrica a partir de la combustión de gas. A pesar de tener una reglamentación excelente, en mi opinión la razón por la que no se ha desarrollado hasta ahorita la cogeneración es el subsidio a los combustibles. Un empresario se pregunta: ¿para qué voy a invertir en generar mi propia energía eléctrica, cuando recibo electricidad subsidiada? Sin embargo, incluso con el subsidio de la electricidad, los proyectos de cogeneración empiezan a ser muy rentables gracias al precio bajo del gas. De hecho, hemos empezado a asesorar a clientes no industriales como los hoteles, hospitales, centros comerciales para plantear instalaciones de cogeneración.

Pero también la cogeneración tiene un rendimiento muy alto en la industria automotriz, la papelera, la ladrillera y muchos otros ramos. Un componente que no ayudó fue la fase de alertas críticas y muchos proyectos de cogeneración que empezaban a estudiarse, se quedaron en *standby*. Pero eso fue coyuntural, porque ahora entre la importación del GNL y la extensión de la infraestructura de ductos, creo que muchos proyectos se van a destrabar. ●



Para soluciones “Out of the box”

¿Buscas cambiar, innovar,
crear, transformar?

En **CBM** utilizamos el pensamiento creativo de nuestro talento humano para crear soluciones **Out of the box**.

Pensar de una manera diferente ha permitido a **CBM** desarrollar proyectos que están **cambiando los procesos de la industria petrolera mexicana**.



Ciudad de México



Villahermosa



Poza Rica



Ciudad del Carmen

www.cbmx.com.mx



La eficiencia energética en los edificios de México: un balance y pasos a seguir

Es de alta prioridad definir acciones para regular el crecimiento de la demanda de electricidad en el acondicionamiento de espacios.

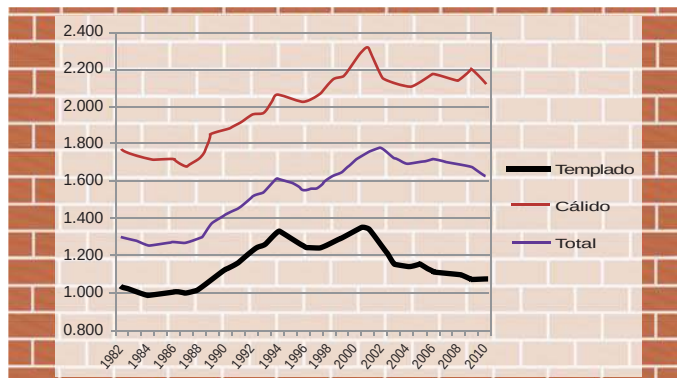
ODÓN DE BUEN RODRÍGUEZ*

En México ha habido avances muy significativos en la mejora de la eficiencia de equipos nuevos, que son utilizados en viviendas y edificios en general, a través de las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) de Eficiencia Energética y diversos programas de gran alcance, como Ilumex, IDEA, Luz Sustentable, Cambia tu Viejo por uno Nuevo y la Hipoteca Verde de Infonavit.

En particular, la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (Conuee) ha puesto en vigor más de una docena de NOM para la mayoría de los equipos y materiales utilizados en las viviendas: refrigerador, calentador de agua, estufa a gas, lavadora de ropa, lámparas de todo tipo (convencionales, fluorescentes compactas y tipo LED), bombas de agua, equipos de aire acondicionado (de ventana y tipo Split), además de las aplicables a aislantes térmicos y ventanas ^[1].

En conjunto, las NOM y los programas que han operado la CFE y el FIDE han tenido un impacto significativo en la evolución del consumo promedio de electricidad por vivienda en México, ya que el promedio nacional para clima templado (que representa más de la mitad de los usuarios de la Comisión Federal de Electricidad) fue casi igual en 2010 que en 1982; esto, a pesar de que las familias se han ido equipando de manera creciente (Fig. 1).

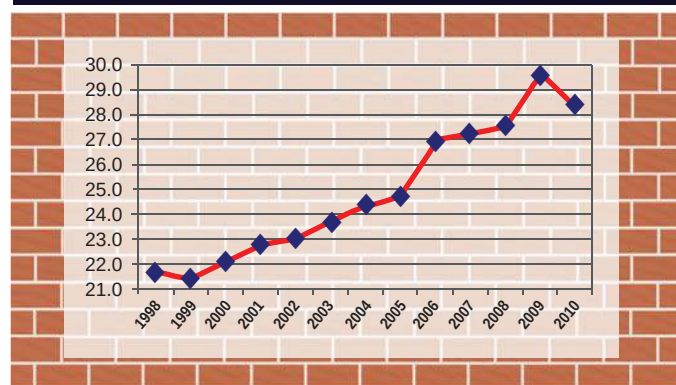
Figura 1. Evolución del consumo promedio de electricidad por vivienda en el sector residencial de México (1982-2010).



Fuente: Elaboración del autor a partir de datos de CFE.

Sin embargo, y como lo refleja la propia Figura 1, éste no es el caso de las viviendas ubicadas en climas cálidos, donde el promedio de consumo anual de electricidad por vivienda ha crecido a medida que el uso de aire acondicionado se ha generalizado. Según estimación del autor, la fracción de uso de energía eléctrica para confort térmico, en regiones de clima cálido ha aumentado poco más de 8 puntos porcentuales en el sector residencial de México durante los últimos 20 años (Fig. 2).

Figura 2. Estimación de la fracción de uso de energía eléctrica para confort térmico, en el sector residencial de México, en clima cálido (1998-2010).

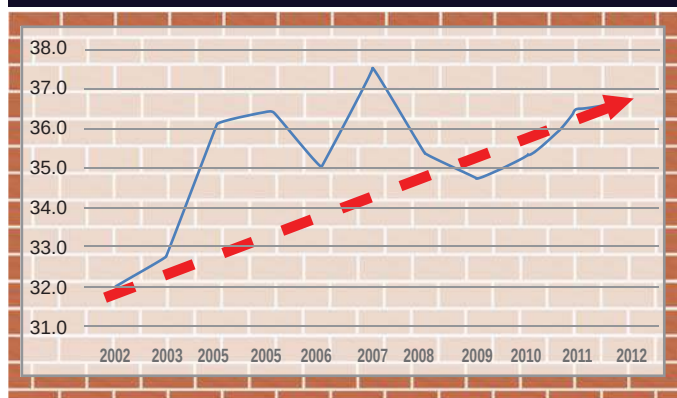


Fuente: Elaboración del autor a partir de datos de CFE.

A su vez, el sector de edificios de uso comercial y de servicios (que incluye los de oficinas, centros comerciales, hospitales y escuelas, entre otros) es el de mayor crecimiento del Servicio Eléctrico Nacional. Esto se debe a la evolución del peso del consumo de lo que CFE clasifica, equivocadamente, como "Mediana Industria" (y que incluye a todos los usuarios en tarifas de media tensión -OM y HM- bajo las cuales se contrata la mayoría de los edificios que no son de uso residencial) y que ha aumentado su peso porcentual en 5% en sólo 10 años (Fig. 3).

*Director General de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (Conuee).

Figura 3. Evolución del peso porcentual sobre el consumo nacional de electricidad de los usuarios en tarifas de media tensión en México (1998-2010).



Fuente: Elaboración del autor a partir de datos de CFE.

Por su tipo de uso, estos edificios de los sectores comercial y de servicios incorporan el acondicionamiento de aire en cualquier región donde se ubiquen, y este uso llega a representar más de la mitad de su consumo ^[2].

Asimismo, es importante recordar que el sector de servicios (o terciario), por cambios propios de la economía nacional, es el que más ha crecido desde el año 2000 en México ^[3].

El impacto de estos fenómenos ya se refleja en las curvas de demanda del sector eléctrico nacional ya que la demanda vespertina en el verano (que es la temporada en la que el Sistema Eléctrico Nacional se ve más exigido) ya es superior, en buena parte del territorio nacional, a la nocturna, que está determinada por el uso de la iluminación ^[3].

Esto significa que:

- El aire acondicionado ya ha superado a la iluminación y a los motores eléctricos industriales como determinante de las necesidades de crecimiento de la capacidad de generación, transmisión y distribución del sector eléctrico nacional.
- Los edificios (tanto de uso residencial como los del sector de comercios y servicios) son, hoy día, los mayores consumidores de electricidad en nuestro país y, además, perfilan un crecimiento significativo hacia el futuro si no se actúa, más allá de la eficiencia en equipos, sobre los diseños de los edificios y sus elementos de envolvente (que son determinantes de las necesidades de aire acondicionado).

Para atender estos fenómenos desde una perspectiva del interés general, la Conuee, desde que era la Comisión Nacional



para el Ahorro de Energía (Conae), ha llevado a cabo acciones para regular ese crecimiento, aunque con impactos muy limitados, en buena parte por no haberlo identificado como una prioridad. Específicamente, la Conae publicó y puso en vigor la NOM-008-ENER en 2001 (que busca regular las ganancias de calor en edificios de uso no residencial). No obstante, después de 2003 omitió darle continuidad al nivel de promoción requerido para este instrumento. Por ello, aun estando vigente a la fecha, no ha sido requerida por los municipios y las delegaciones del DF para nuevas construcciones.

Por otra parte, en 2012 y como respuesta a las necesidades de las agencias de vivienda que tomaron iniciativas de sustentabilidad (como Infonavit y Conavi), la Conuee puso en vigor la NOM-020-ENER, que busca regular las ganancias de calor en edificios de uso residencial. Por los tiempos en los que se hizo vigente (finales de una administración federal) sólo se pudo avanzar en el establecimiento de una capacidad mínima de verificación, pero no se pudo promover entre las agencias federales para que la integraran en sus requerimientos.

Otra acción importante ha sido el seguimiento que desde hace ya más de 12 años lleva a cabo la Conuee (antes como Conae) de los consumos de energía de varios miles de edificios públicos, lo cual ha permitido, en alguna medida, regular el consumo de energía de ese gran conjunto de inmuebles, además de integrar una base

de información de gran utilidad.

Precisamente, y a iniciativa del Instituto Nacional de Ecología (INE, hoy INECC), esa base de datos ha permitido establecer un sistema de indicadores de intensidad energética en edificios de uso comercial y de servicios, basado en la metodología de Energy Star^[4]. Este sistema ya puede permitir la evaluación de edificios de oficinas en cualquier punto del país.

Por todo lo anterior, en la presente administración federal se ha definido como de alta prioridad el fortalecimiento de las acciones ya realizadas y definir nuevas acciones para regular el crecimiento de la demanda de electricidad en el acondicionamiento de espacios. En particular, se pretende:

- **Buscar el cumplimiento cabal de la NOM-008 y 020 en todo el territorio nacional.** Sin embargo, dadas las limitaciones actuales de capacidad de ejecución de la propia autoridad y de las instituciones privadas que la apoyan, esto tendrá que hacerse paulatinamente, asegurando primero el cumplimiento de las NOM-008 y 020 en toda obra que se construya con recursos públicos; luego, promover su integración plena y cabal en los principales reglamentos de construcción de las ciudades más importantes del país para, finalmente, cubrir toda la obra nueva en el país.
- **Fortalecer el programa de eficiencia energética en edificios federales.** Por la importancia del Sector Público como referencia para las acciones privadas, en la Conuee ya se modificaron las reglas de su programa y, a través de las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de eficiencia energética en los inmuebles, flotas vehiculares e instalaciones industriales de la Administración Pública Federal, se han establecido metas de ahorro^[5].
- **Promover la aplicación de contratos de desempeño energético para proyectos de ahorro y uso eficiente de la energía en el Sector Público.** Un esquema que ha sido exitoso en otros países para financiar proyectos de ahorro de energía es el de contratos de desempeño, que se pagan con los ahorros y que permitiría aprovechar un potencial de ahorro estimado en más de 300 millones de pesos anuales; la Conuee ya trabaja con diversos actores públicos y privados para hacer posible este esquema.
- **Fortalecer y ampliar el sistema de indicadores de eficiencia energética en inmuebles.** En los próximos meses se hará público el sistema y se pondrá a disposición del sector privado y de los gobiernos municipales y estatales. Asimismo y con apoyo



en la cooperación de agencias internacionales como la GIZ y USAID, se ampliará el alcance a otros universos de edificios (como hoteles y escuelas).

Por supuesto, todo esto implica un esfuerzo mayor para la Conuee, y dado que sus recursos humanos tienen un claro límite, se seguirá buscando, por un lado, mejorar la eficiencia con que realiza sus actividades y, por el otro, ampliar tanto las alianzas con otros actores públicos y privados como la cooperación internacional.

REFERENCIAS:

- (1) Conuee. Normas Oficiales Mexicanas en Eficiencia Energética Vigentes. 2013 12 de agosto; Available from: http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1002_nom_publicadas_vigen.
- (2) AEAEE, Zonas Climáticas y Grados Día para poblaciones con más de 100 mil habitantes, 2006, Asociación de Empresas para el Ahorro de Energía en Edificación, México DF. p. 14.
- (3) AEAEE, Ahorro de Energía en la Edificación en México, 2008, Asociación de Empresas para el Ahorro de Energía en la Edificación, p. 20.
- (4) ENERGY STAR, ENERGY STAR® Portfolio Manager Data Collection Worksheet, 2010. p. 6.
- (5) Conuee. DISPOSICIONES Administrativas de carácter general en materia de eficiencia energética en los inmuebles, flotas vehiculares e instalaciones industriales de la Administración Pública Federal. 2013 [cited 2013 18 Agosto]; Available from: http://dof.gob.mx/DOFmobile/nota_detalle.php?codigo=5307607&fecha=23/07/2013.



México avanza en infraestructura eólica

Ignacio Engwall / Director Comercial de
Global Power Sales / Alstom Mexicana

México ha realizado importantes esfuerzos para aumentar la inversión en proyectos de infraestructura para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables a fin de cumplir con las metas nacionales de generar más energía con menos emisiones nocivas al medio ambiente.

En 2013, el mayor número de proyectos de inversión en infraestructura para la generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables ha sido en materia eólica. Según datos obtenidos a través de los permisos que otorga la Comisión Reguladora de Energía (CRE), existen 41 proyectos ubicados en los Estados de Oaxaca, Nuevo León, Tamaulipas y Baja California.

Según el Sistema de Información Energética (SIE), México tiene una capacidad instalada de energía eólica de 1,400 Mega Watts, lo que equivale al 2 por ciento de la capacidad de generación de energía eléctrica de todo el país. En el territorio nacional, existen 17 parques eólicos, de los cuales, 15 se encuentran en el Estado de Oaxaca, uno en Baja California y otro en Chiapas.

La Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) en conjunto con la firma PricewaterhouseCoopers, han indicado que el potencial eólico de nuestro país para el año 2020 es de 12 mil Mega Watts, cifra que nos ejemplifica el reto que tenemos por alcanzar los próximos 7 años.

Un esfuerzo importante en esta materia patrocinado por la CFE es la construcción del parque eólico Sureste I Fase II en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca. El proyecto fue adjudicado en licitación pública internacional por CFE a la firma italiana Enel Green Power, empresa que operará el parque en la modalidad de Productor Externo de Energía, generando 350 GW-h al año, equivalentes a la suma de energía consumida por más

de 60,000 personas, disminuyendo 238 toneladas anuales en emisiones contaminantes a la atmósfera.

El parque eólico Sureste I Fase II, contará con el equipamiento más moderno a nivel mundial al integrar 34 turbinas eólicas "ECO100" de 3 Mega Watts y 100 m de diámetro cada una, las cuales serán las primeras unidades de esta talla en el país, y cuentan con un diseño único y patentado por Alstom – concepto "Pure Torque™" -capaz de proteger el tren motriz y otros componentes de los esfuerzos producidos por cargas flexionantes, ofreciendo mayor fiabilidad, una mayor disponibilidad operativa, así como menores costos de mantenimiento.

La plataforma "ECO 100" la complementan los aerogeneradores ECO 110 y ECO 122 de 110 y 122 m de diámetro de rotor respectivamente, con el mismo diseño, pero con estos mayores diámetros tienen la capacidad de una alta producción de energía con menores velocidades de viento (clases II y III).

La combinación de dos o incluso tres de éstos modelos de aerogeneradores en un mismo parque eólico ha sido nombrado por Alstom como "POWEROF3™".

POWEROF3, optimiza el factor de capacidad para cada proyecto hasta en un 20%, mientras que al mismo tiempo se reduce el balance de planta en 15%. Además permite el uso de partes de repuesto comunes, estandarizando procedimientos de operación y mantenimiento para el sitio, trayendo consigo un menor costo de generación de energía en un amplio rango de proyectos eólicos.

Se prevé que a finales del 2014 el parque eólico Sureste I Fase II entre en funcionamiento, lo cual constituirá un importante avance y una contribución relevante de la CFE en materia de infraestructura para la generación de energía a través de fuentes renovables en México.



ALSTOM



El papel de los órganos de regulación en el sector energía

Ante una apertura energética, se debe revisar el rol de esas agencias en diversos sentidos, empezando por su autonomía administrativa y presupuestaria.

GUILLERMO PINEDA* Y ALEJANDRA OLIVARES**

Las agencias reguladoras desempeñan diversas funciones de acuerdo con la política que se establezca a nivel país. En algunas naciones se busca facilitar la consecución de objetivos de política pública o únicamente desarrollar regulación, monitorearla y establecer mecanismos de control y sanciones. Su grado de influencia en el sistema y el papel que desempeñan varían de país a país, dependiendo de si las principales empresas del sistema son propiedad del estado o están privatizadas, si la industria consiste en un operador monopolístico o en diversas empresas que operan en condiciones competitivas, o si es un sistema integrado o no.

De manera general las agencias reguladoras en el sector energético, o en cualquier otro, cumplen la función fundamental de eliminar posibles fallas de mercado al procurar la seguridad en el suministro de bienes o materias primas, la eficiencia económica, la protección de los consumidores y el cuidado de los recursos naturales, incluyendo en el caso de los hidrocarburos la protección de la integridad de los yacimientos y de aquellos recursos que se utilizan en la explotación, como el agua.

En los mercados competitivos se esperaría que las fallas de mercado fueran menores y, por ende, se requiriera de una menor presencia de las autoridades regulatorias; sin embargo, su intervención podría estar justificada si la regulación permite

disminuir los costos para el consumidor o corregir externalidades negativas, como la contaminación o el daño a los recursos naturales.

Sin embargo, se ha observado que aquellos países que han llevado a cabo procesos de apertura del sector energético han sido apoyados por la creación de agencias que aseguren que las condiciones de competencia sean logradas y, en algunos casos, permitan corregir fallas de mercado prevalecientes de regímenes anteriores.

LA EXPERIENCIA PROPIA

En México, con la Reforma Energética de 2008, se creó la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) en 2009, como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía (SE), con el objetivo de regular y supervisar las actividades de exploración y producción (E&P), así como desarrollar y supervisar el cumplimiento de regulación técnica para estas actividades. De esta forma, la SE concentró la función primordial de diseñar la política y la estrategia energética y, finalmente, Petróleos Mexicanos se constituyó como el único operador en materia de E&P, refinación y petroquímica básica, con el mandato de generar valor a través de sus actividades.

Por su parte, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) fue creada por Decreto Presidencial en octubre de 1993, como resultado de la reforma a la Ley del Servi-

cio Público de Energía Eléctrica, quedando instaurada en enero de 1994 como órgano desconcentrado de la SE, con el objetivo de implementar el marco regulatorio de los sectores de gas y electricidad.

EN OTROS PAÍSES

En Brasil, con el modelo regulatorio de 2009, derivado del proceso de esquemización contractual para el Presal, se creó una nueva compañía pública, Petrosal, con el objetivo de administrar los contratos de producción compartida. Asimismo, se constituyó un fondo social para el manejo eficiente de recursos. El modelo brasileño se apoya de la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), la cual regula a través de decretos-ley, instrucciones normativas y resoluciones; supervisa las actividades de la industria reguladas directamente o a través de acuerdos con otros organismos del gobierno y promueve las rondas de licitación y firma los contratos en nombre del gobierno federal con los concesionarios en el modelo contractual de concesiones.

En 2011 Noruega llevó a cabo la privatización parcial de la empresa Statoil y creó la compañía gubernamental Petoro, responsable del manejo de la participación financiera directa del estado, en nombre del mismo, y de verificar la información de la explotación de los campos.

En Estados Unidos, país que histórica-

*Socio Líder de Energía en PwC México y **Gerente Senior en Infraestructura en PwC México (guillermo.pineda@mx.pwc.com)



mente ha contado con una industria petrolera abierta, la regulación se ha desarrollado de manera distinta; cuenta con regulación federal, estatal y local para las distintas fases de la exploración y explotación de hidrocarburos y sus autoridades se coordinan para una mejor instrumentación.

A nivel federal se regulan aspectos ambientales, de salud y de seguridad, así como la determinación, administración e inspección del pago de regalías y el otorgamiento de concesiones en condiciones competitivas; en el ámbito estatal se aprueban permisos de perforación, programas de operaciones, e instrumentan y vigilan el cumplimiento de las leyes federales.

Para este país, en el que prevalecen condiciones de competencia, ha sido fundamental no sobrerregular para no incrementar el costo de los proyectos. Sin embargo, recientemente se ha diseñado regulación mínima específica para temas predominantemente ambientales. Parte de la nueva regulación, principalmente como desarrollo del shale gas/oil (hidrocarburos contenidos en lutitas), se ha enfocado a actividades ambientales.

Si bien en México se han dado pasos importantes en la creación de agencias reguladoras, el dinamismo del sector y los cambios que se esperarían ante una mayor participación del sector privado, en caso de aprobarse la Reforma Energética, se deberá revisar el papel que tienen los organismos reguladores del país, así como los mecanismos con los que cuentan para apoyar la instrumentación de las decisiones de política energética.

RETOS

No obstante que no hay un modelo ideal de agencias reguladoras, sí existen principios fundamentales que deben observarse

para su mejor desempeño como: contar con las capacidades técnicas necesarias para cumplir sus funciones; ser suficientemente independientes de las decisiones centrales, a fin de dar credibilidad a sus procesos y funciones y se legitimen ante los diferentes participantes del sector, así como tener mecanismos de control efectivos y transparentes en los procesos de toma de decisión y en las operaciones.

En ese sentido, ante una apertura energética, parte de los puntos fundamentales a considerar en la revisión del papel de las agencias reguladoras son la autonomía administrativa, presupuestaria y financiera. Algunos de los elementos que deben observarse son los siguientes:

- Directivos y personal con experiencia técnica relevante.
- Sueldos, salarios y compensaciones relacionados con el nivel de experiencia y capacidades.
- Proceso de toma de decisiones colectivas y permanencia en el puesto por periodos definidos y estables.
- Mecanismos transparentes de rendición de cuentas.

El desarrollo de hidrocarburos no convencionales requerirá de una revisión de la regulación con mayor atención en la sustentabilidad de los recursos naturales, derivado del impacto de la explotación no convencional en los mismos (el llamado *environmental footprint*). En el caso de aguas profundas, la regulación en materia de seguridad industrial adquirirá gran relevancia, por lo que las agencias reguladoras de las distintas dependencias de la Administración Pública Federal tendrán un gran reto de coordinación para poder generar instrumentos regulatorios coherentes y suficientes para vigilar las actividades de la industria, minimizando el impacto de las mismas y aprovechando eficientemente los recursos. ●



Exposición y Conferencia del Petróleo de México
Del 8 al 10 de abril del 2014

**Convocatoria
de Ponencias**

**Parque Tabasco,
Villahermosa,
Tabasco, México**



**Celebrando 20 Años de
ser el punto de encuentro
internacional para la Industria
Petrólera de México**

Sea parte del crecimiento de la industria petrolera mexicana y participe exponiendo los productos y servicios de su empresa como patrocinador o expositor en PECOM 2014.

Apoyo 2013



Oportunidades de Patrocinio y Exposición:
Hortensia "Tish" Barroso
Directora de Ventas-Latinoamérica y México
713.285.5070
tbarroso@atcomedia.com

Ponencias y Sesiones
Jennifer Granda
Gerente de Eventos
713.874.2202
jgranda@atcomedia.com

Presentado por:



www.pecomexpo.com



Reforma Petrolera: la apertura venezolana como un caso de estudio

Entre 1992 y 2002, se logró un ciclo virtuoso de una compañía estatal pionera en la apertura del negocio petrolero al capital privado.

LUIS VIELMA LOBO*

En momentos de grandes decisiones para México, siempre es buena una mirada al panorama internacional. Una mirada a la historia de otros países puede ser oportuna y necesaria. En Venezuela a principios de los años 90, las autoridades responsables por la política energética decidieron buscar fórmulas que le permitieran a la empresa estatal complementar su capacidad de ejecución

y se tomaron las decisiones necesarias para mover al país, modernizando su industria petrolera.

Petróleos de Venezuela S.A., PDVSA, la compañía estatal venezolana, fue creada en 1975 cuando el gobierno del Presidente Carlos Andrés Pérez decidió nacionalizar la industria petrolera. Hasta ese momento venían operando en el país la mayoría de las empresas internacionales existentes, incluyendo Shell, Exxon, Chevron, Mobil y Phillips, entre otras, pues las reservas descubiertas en el país bajo el régimen de concesiones otorgadas desde 1943 y por un periodo de 40 años les aseguraba una fuente confiable de recursos.

Ya comenzando la década de los años 70, el

gobierno venezolano les había informado que el país no renovarían el sistema de concesiones, una vez que éste culminara en el año 1980 y, desde ese momento, las inversiones de las empresas en los diferentes frentes de la industria comenzaron a disminuirse, afectando la actividad en general y la exploratoria en particular, impactado así la restitución de reservas.

Así que, al iniciar sus actividades en 1975, la empresa nacional enfrentaba varios retos importantes, entre los que podemos destacar: la administración propia del personal y reemplazo de posiciones ocupadas por personal extranjero, la transferencia de activos y la operación para mantener la producción. Asimismo, definir un mecanismo que permitiera a la nueva empresa nacional mantener una relación tecnológica con las principales empresas internacionales, para asegurar una transición adecuada de tecnología y mejores prácticas.

Todos esos retos se convirtieron en objetivos y metas y con el liderazgo



(*) Director General de CBM Ingeniería Exploración y Producción, firma mexicana de consultoría especializada en los procesos sustantivos del sector petrolero y vicepresidente de Relaciones Internacionales de AMESPAC, organización que agrupa empresas mexicanas de servicios petroleros.

de un grupo de ejecutivos experimentados, se llevó a cabo este proceso de nacionalización que integró 14 empresas internacionales en tres subsidiarias operadoras nacionales y una casa matriz responsable por la alineación y coordinación de las actividades de esas subsidiarias, así como de la planeación estratégica de mediano y largo plazo.

Este proceso de integración y el mantenimiento de tres empresas subsidiarias operadoras funcionaron por 22 años hasta 1997 cuando éstas se integraron, creándose una sola empresa nacional responsable por todas las actividades del negocio petrolero para el país. Este breve resumen pretende mostrar la extraordinaria flexibilidad y cultura de cambio que PDVSA –una empresa estatal similar a Petróleos Mexicanos (Pemex)– tuvo para adaptarse a los cambios que el entorno nacional e internacional le fue dictando.

Desde el mismo momento de su nacionalización, la dirección de PDVSA redistribuyó y se reorganizó para operar eficientemente las áreas en explotación en las tres cuencas geológicas existentes, con el fin de lograr mayor concentración y eficiencia en las operaciones de las subsidiarias. Asimismo, el Ministerio de Energía y Minas, MEM, revisó y actualizó el portafolio de campos y yacimientos de explotación aún sin explotar, y los inactivos por cualquier razón.

Este análisis le permitió al MEM diseñar una política petrolera que tuviese como fin tres ejes importantes: profundizar la exploración en provincias con gran potencial de recursos prospectivos, desarrollar los crudos extrapesados ubicados en la Faja del Orinoco, un “paleocanal” que se extiende a lo largo de 740 Km siguiendo el curso del Río Orinoco, y el tercer eje consideraba la recuperación de más de mil millones de barriles asociados a reservas 3P aún remanentes en más de un centenar de campos inactivos.

Administrando muy bien el tiempo y las oportunidades, la industria petrolera venezolana, de la mano de PDVSA, su empresa nacional, fue asentándose durante los primeros 10 años de operación, manteniendo una competitividad sana entre las tres subsidiarias responsables de las operaciones y creando un instituto de investigación y desarrollo, el INTEVEP, para disponer de un brazo tecnológico propio y, de esta manera, enfrentar la finalización de los convenios tecnológicos con las empresas internacionales e iniciar su propia estrategia tecnológica con énfasis en las necesidades de su base de recursos.

En 1986 y tomando en cuenta las realidades de los tiempos y la competitividad internacional, dio su primer paso estratégico global buscando alianzas en el negocio de refinación y luego adquiriendo refinerías para asegurar el procesamiento de los volúmenes crecientes de la producción de crudos pesados y extra pesados

considerados en su plan de negocios 1988-1998.

Bajo esta estrategia se consolidó un robusto sistema de refinación que incluyó 7 refinerías en los Estados Unidos y 4 refinerías en Europa. Esta decisión le dio a PDVSA presencia e imagen internacional y seguridad de procesamiento de sus mezclas de crudos, así como flexibilidad comercial y una base importante para el desarrollo técnico y ejecutivo de su talento en este tipo de negocio aguas abajo.

En 1992, PDVSA hizo otro movimiento estratégico clave para el desarrollo de sus reservas. Con base en el portafolio y clasificación de campos y reservas realizado conjuntamente con el MEM y aprovechando la ventana de oportunidad que le brindaba la Ley de Hidrocarburos que regulaba la industria en Venezuela en esos años, se solicitó al Congreso Nacional la aprobación para iniciar un proceso de apertura de la industria a la inversión privada, a fin de atraer capitales internacionales y tecnología que complementara la capacidad de ejecución de PDVSA.

A partir de ese año se inició la estrategia de apertura que básicamente contenía 4 esquemas fundamentales para el futuro de la industria petrolera venezolana: convenios operativos para explotar aquellos campos maduros inactivos y que aún presentaban oportunidades de desarrollo; alianzas estratégicas con empresas internacionales que dispusieran de la tecnología de mejoramiento de crudos extra pesados para acelerar la explotación de este tipo de crudos en la Faja del Orinoco; exploración a riesgo para aquellas áreas nuevas con recursos prospectivos, combinado con convenios de producción compartida, en aquellos casos exitosos en el descubrimiento de nuevas reservas y finalmente, la consolidación de una sola empresa nacional integrando las 3 subsidiarias en una sola PDVSA con 4 grandes negocios: exploración y producción, refinación, comercio nacional e internacional, petroquímica y carbón; asimismo la integración de todas las organizaciones de servicio en una sola unidad de servicios compartidos y el *outsourcing* de los servicios de Tecnología de Información, Telecomunicaciones y Hospitales y Clínicas.

El desarrollo de esta estrategia le dio un giro sin precedentes a la industria y para finales del año 2002 y después de tres rondas de licitaciones internacionales para convenios operativos y en un periodo de 10 años, se instalaron en la país 58 empresas internacionales especialistas en la explotación de campos maduros, operando 33 campos y produciendo más de 500 mil barriles diarios.

Se otorgaron 8 áreas prospectivas, tanto costa afuera como en tierra, utilizando la modalidad o esquema de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas y se descubrieron 3 nuevos campos con

reservas superiores a los 1,500 millones de barriles. Esto se logró sin que PDVSA invirtiera un solo dólar, pues con este concepto se le transfirió el riesgo de la exploración a la compañía operadora que ganó la licitación. Ello significó ahorros de más de 5 mil millones de dólares para PDVSA y el Estado pudo utilizar ese dinero en otras prioridades sociales del país.

Con aquellas compañías que descubrieron reservas comerciales, se firmaron contratos de producción compartida que les permitía hacer un *"booking"* de reservas y los barriles producidos se le entregaban a PDVSA, con base en acuerdos de precios previamente establecidos. PDVSA participó en esos contratos con un *"equity"* de un 30% y un *"golden share"* en la toma de decisiones. Las empresas internacionales no comercializaban el crudo producido y el país continuaba siendo dueño de sus reservas: el país, no PDVSA.

En lo concerniente a la explotación de crudos extra pesados, una vez evaluados los resultados de los Laboratorios de Campo utilizados para definir mejores prácticas y probar nuevas tecnologías, se concretaron 4 Empresas Mixtas con ExxonMobil, Shell, Conoco-Phillips y Statoil para desarrollar 4 áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco, que en ese momento tenía reservas probadas del orden de los 35 mil millones de barriles y probables/posibles de un orden similar.

Las empresas mixtas en las cuales PDVSA participó con *equity* variable hasta el 30%, establecieron acuerdos con refinerías de Estados Unidos y Europa y desarrollaron plantas de mejoramiento que permitieron mejorar la calidad del crudo extra pesado de 9 grados API hasta 32 grados API en el mejor de los casos, convirtiendo el mayor reservorio de crudos extrapesados del mundo, en el yacimiento de crudo livianos mejorados único en el mundo. Cada unidad de mejoramiento estaba directamente atada con convenios de suministro y producía la mezcla de crudo que la refinería respectiva requería para su procesamiento.

Un aspecto muy importante fue la consideración de desarrollo sustentable de los diferentes proyectos en donde PDVSA jugó un rol de coordinador, para que las instalaciones y equipos en los campos aprovecharan al máximo las sinergias entre empresas y las plantas o unidades de mejoramiento, fueron ubicadas en un complejo único, estratégicamente ubicado, cercano a las costas, convirtiéndose en el más grande puerto exportador de productos de la industria.

Finalmente, para mejorar la productividad de la empresa y op-



timizar la dimensión de su gente maximizando sinergias naturales, producto de los descubrimientos realizados y el Plan de Negocios propuesto para el periodo 1995 - 2005, así como eliminar ineficiencias organizacionales, en 1997 PDVSA se reorganizó como una sola empresa, integrando las tres subsidiarias operadoras en Unidades de Negocios: Exploración, Producción y Mejoramiento; Refinación y Comercio; Petroquímica y Carbón. Asimismo, creó una Unidad de Servicios Compartidos

para centralizar los servicios de apoyo y un Instituto de Capacitación Técnica y Ejecutiva; finalmente desarrolló Alianzas Estratégicas para fortalecer y ampliar el alcance de los servicios de Tecnología de Información, Telecomunicaciones, Hospitales y Clínicas.

A finales del año 2002, el mapa de resultados obtenido con esta estrategia incluía: una producción adicional incorporada por los 33 Convenios Operativos establecidos de 500 mil barriles diarios; reservas 3P incorporadas del orden de los 1000 millones de barriles y ahorros en inversiones de 5000 millones producto de la Exploración a Riesgo; 400 mil barriles diarios de crudo extra pesado, mejorado entre 24 y 32° API: 1600 millones de dólares de ahorros acumulados por la eliminación de ineficiencias organizacionales y optimización del uso del personal de apoyo administrativo producto de la reorganización/reestructuración; 1,200 millones de dólares de ingresos adicionales por alianzas en Tecnología de Información y Telecomunicaciones y la venta por medio de licitaciones internacionales de los hospitales y clínicas, firmando convenios especiales para asegurar la atención de sus trabajadores. Estas ventas le generaron a PDVSA ingresos adicionales de alrededor de 500 millones de dólares, pero lo más importante es que le produjo ahorros promedio anuales del orden de los 150 millones de dólares en el periodo 1998- 2002, mejorando aún más el servicio que le prestaba a sus trabajadores al disponer de prácticas y experticia internacional especializada en el negocio hospitalario.

Independientemente de los cambios políticos ocurridos en Venezuela a partir de 1998 y el cambio radical en la estrategia de su empresa nacional en el año 2002, los resultados de esta gestión del periodo 1992 - 2002 quedaron registrados en la historia petrolera mundial como un ciclo virtuoso de una compañía paraestatal pionera en los conceptos de apertura del negocio petrolero al capital privado y ejemplo para otras empresas similares que siguieron su modelo de modernización: Petrobras, Kuwait Oil Co., Petroecuador, YPF y Ecopetrol, entre otras. Sin duda, ¡una importante experiencia, un ejemplo a estudiar!



Pazflor, una ciudad flotante sobre aguas profundas

Frente a las costas de Angola se ha logrado una de los más impresionantes desarrollos petroleros.

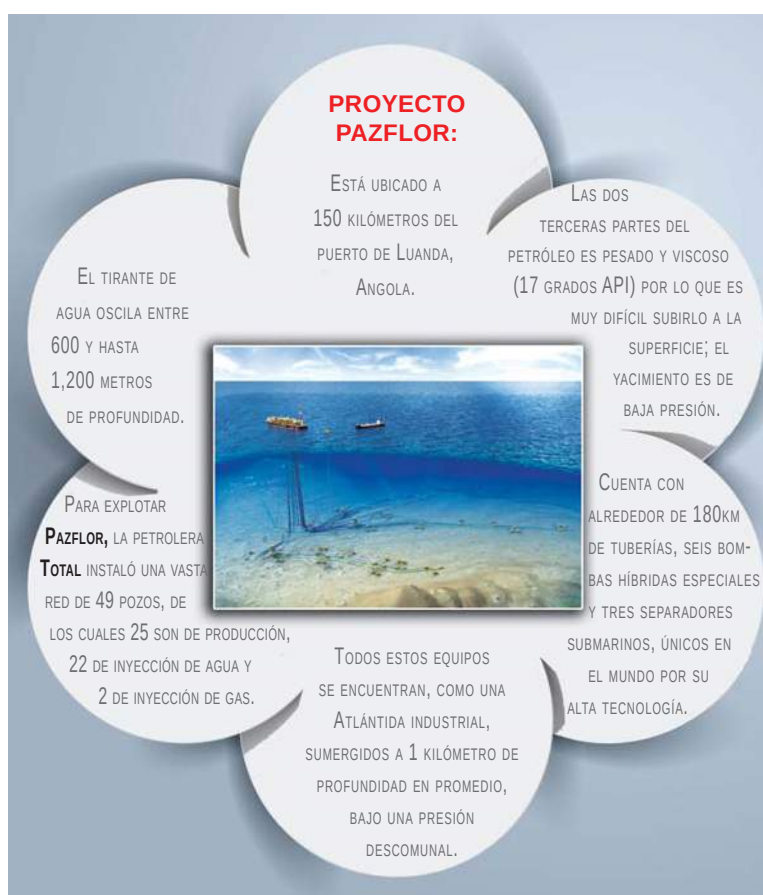
EDGAR OCAMPO TÉLLEZ*

Equipado de la más avanzada tecnología, y en algunos casos, de equipos únicos en el mundo, la súper embarcación F.S.P.O. "Pazflor" es parte de un emblemático y complejo proyecto de la petrolera francesa Total en las aguas profundas de Angola. Es una joya de la ingeniería que fue construida en los astilleros coreanos de la DMSE (*Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering*) y es, por decirlo así, un peso pesado en el sector naval y ha roto varios records en su categoría, sin contar que una buena parte del megaproyecto, yace bajo la superficie, a profundidades abismales de hasta 1.2 km de tirante de agua.

El sueño de la petrolera Total se inició hace más de 12 años, cuando por ahí del año 2000, se descubrió el campo Perpetua en el bloque 17, frente a las costas de Angola, y dos años más tarde los campos Hortensia, Zinia y Acacia. Sin embargo, para la explotación de este yacimiento, Total ha tenido que llevar al límite la capacidad de innovación y creatividad de la ingeniería humana.

En un ámbito de producción petrolera cada vez más incierto, el desarrollo y la innovación en nueva tecnología no ha sido un proceso deseado, muy al contrario, son las difíciles condiciones geográficas, físicas y geológicas para la explotación de los últimos yacimientos que quedan en el mundo, las que han impuesto las reglas del juego y han obligado a las grandes compañías petroleras a realizar colosales esfuerzos y gigantescas inversiones en el desarrollo de nuevos y sofisticados equipos.

La producción de petróleo ha entrado de lleno en la etapa de alta complejidad técnica para su extracción. La industria petrolera mundial ahora se enfrenta a la segunda mitad de la era del petróleo. La explotación de viejos yacimientos, que no habían sido aprovechados debido a su complejidad o alto costo, y el desarrollo de nuevos campos en zonas de muy difícil acceso en profundidades abismales o zonas polares, constituyen el nuevo y



muy complicado panorama para los hombres del petróleo.

Ya hemos consumido las mejores cuencas petroleras, las más abundantes, las de más fácil acceso, es decir, aquellas en que su explotación fue muy barata. La mayor parte de todas estas reservas de hidrocarburos se encuentran en la fase de agotamiento, por lo que la producción mundial de petróleo se

*Miembro de ASPO México, Asociación para el Estudio del Pico del Petróleo, y vocal de AEREN España, Asociación para el Estudio de los Recursos Energéticos (tellaco@yahoo.com).



ubica en una meseta, que algunos especialistas llaman el “pico del petróleo” (*peak oil*).

El caso más espectacular, aquí en México, fue el yacimiento Cantarell en aguas someras y poco profundas del Golfo de México, frente a Ciudad del Carmen, que en el año 2004 llegó a producir 2.1 millones de barriles por día. Evidentemente, fue un yacimiento muy fácil de explotar, con un tirante de agua de entre 40 y 60 metros y que después de alrededor de 15 años de aumento ininterrumpido de su producción, inició su irreversible declive en el año 2005. Cantarell arrastró con en su declive el nivel nacional de producción de México, pasando de 3.4 millones de barriles diarios en 2004 a 2.5 millones de barriles diarios actualmente. Según el Sistema de Información Estadística del Gobierno Federal, el yacimiento Cantarell produce hoy, solo 250,000 barriles al día. Ahora la industria petrolera mexicana se enfrenta al reto de la explotación de petróleo en aguas profundas y de antiguos yacimientos muy complejos como el de Chicotepec.

La realidad geológica impone hoy, tanto en México como en el resto del mundo, nuevas y complicadas condiciones para la extracción de petróleo, provocando un incremento desmesurado de los costos de producción. El proyecto gigante Pazflor de la petrolera francesa Total constituye una prueba fehaciente de que la era del petróleo barato se ha terminado. Sólo queda esperar que la economía mundial soporte este impacto en los precios de la energía, ya que en el año 2002 un barril de petróleo cotizó en alrededor de 20 dólares y en el 2011 se pagó en promedio a 90 dólares.

El complejo proyecto Pazflor se encuentra ubicado a 150

kilómetros (km) del puerto de Luanda, Angola. El tirante de agua oscila entre 600 metros y hasta 1,200 metros de profundidad. Las dos terceras partes del petróleo es pesado y viscoso (17 grados API) por lo que es muy difícil hacerlo subir a la superficie y el yacimiento es de baja presión.

Para explotar Pazflor, la petrolera Total instaló una vasta red de 49 pozos, de los cuales 25 son de producción, 22 de inyección de agua y 2 de inyección de gas. Cuenta con alrededor de 180 km de tuberías, seis bombas híbridas especiales y tres separadores submarinos, únicos en el mundo por su tecnología. Esta vasta red y todos estos equipos se encuentran, como una Atlántida industrial, sumergidos a 1 kilómetro de profundidad en promedio, bajo una presión descomunal.

Otro reto más es que los equipos no se encuentran concentrados en un solo sitio. El complejo industrial subacuático se extiende sobre una gigantesca superficie de 600 kilómetros cuadrados, es decir, unos 30 kilómetros de largo por unos 20 km de ancho.

Pero lo más impresionante de todo el complejo, como ya lo señalamos, es su culminación en la superficie del mar, en la enorme embarcación FPSO de Pazflor, la más grande en el mundo en su tipo, que concentra todas las tuberías de la extracción y de inyección. La FPSO (*floating production, storage and offloading unit*) es una embarcación que tiene 325 metros de largo (todo un récord en su clase) por 62 metros de ancho, es decir, aproximadamente dos hectáreas de superficie en la cubierta. Esta nave es capaz de procesar 220,000 barriles de petróleo y 150 millones de pies cúbicos de gas al día. Su capacidad de almacenamiento es

LOS SEPARADORES:

PARA PODER BOMBLEAR A LA SUPERFICIE EL PESADO CRUDO, ENTRE 17 Y 21 GRADOS API, FMC TECHNOLOGIES IMAGINÓ SEPARAR EL GAS DEL PETRÓLEO EN EL FONDO DEL LECHO MARINO ANTES DE HACERLO SUBIR, PARA LO CUAL DISEÑÓ ESPECÍFICAMENTE PARA EL PROYECTO PAZFLOR TRES EQUIPOS DE SEPARACIÓN, LLAMADOS "SSU".



CADA SEPARADOR PESA ALREDEDOR DE 1,200 TONELADAS, MIDE 25 METROS DE ALTO Y ES CAPAZ DE TRATAR ALREDEDOR DE 110,000 BARRILES DE FLUIDO POR DÍA, SEPARANDO EL GAS DEL PETRÓLEO Y EL AGUA EN EL FONDO MARINO. LAS PAREDES DEL RECIPIENTE DEL SEPARADOR SON DE 10 CM DE ESPESOR PARA PODER TOLERAR LAS COLOSALES PRESIONES DEL AGUA A ESA PROFUNDIDAD.

de 1.9 millones de barriles de crudo, y para su operación laboran 240 personas diariamente.

Para su construcción, la petrolera francesa Total contrató en 2007 los servicios de la armadora Coreana DSME, para lo cual, según el portal de Ship-Technology.com, tuvo que desembolsar 2,300 millones de dólares. Fueron necesarias 120 mil toneladas de acero y dos años para que el casco fuera lanzado al mar, en septiembre de 2009.

El FPSO zarpó en enero del 2011 de los astilleros coreanos de la DSME y el inicio de la producción fue en agosto de 2011. Otro de los records que ahora tiene este mega-barco es que para el suministro de la energía eléctrica necesaria para su operación cuenta con turbinas a gas con la capacidad de generación más grande del mundo en su tipo, 120 megawatts, el equivalente al

consumo de una ciudad de 100,000 habitantes.

Pero es evidente que toda esta joya de la tecnología tiene un elevadísimo costo. Según el portal web de la francesa Total, el monto final de la colosal obra llegó a los 9 mil millones de dólares, incluida la red subacuática, equipos y el FPSO.

El costo de Pazflor en Angola es de casi del doble, si se compara con los costos del proyecto de la plataforma *Thunder Horse* en las costas de Luisiana, un proyecto similar ubicado en aguas profundas del Golfo de México, y cuyo costo fue estimado en alrededor de 5 mil millones de dólares. Además, las reservas de *Pazflor* están estimadas en alrededor de 590 millones de barriles de petróleo y las del proyecto *Thunder Horse* se ubican en el doble, en mil millones de barriles. Es decir, *Pazflor* cuesta casi el doble, pero tiene la mitad en reservas. Sin embargo, con un



saipem

INGENIERÍA & CONSTRUCCIÓN

Soluciones sorprendentes para los mayores desafíos en el sector de petróleo y gas

Saipem es un contratista general líder a nivel mundial, con una gama completa de servicios de gestión de proyectos, ingeniería, procura, construcción e instalación, con capacidades únicas en cuanto al diseño y la ejecución de proyectos *onshore* y *offshore* de gran escala, en particular en los mercados de petróleo y gas.

Actualmente en México, **Saipem** está desarrollando el Proyecto Gasolinas Limpias en las Refinerías de Tula y Salamanca a través de **Saimexicana**, en actividades *offshore* en el Golfo de México con Pemex PEP y en la construcción del gasoducto de 30" de Ø de Topolobampo a El Encino, Chihuahua.

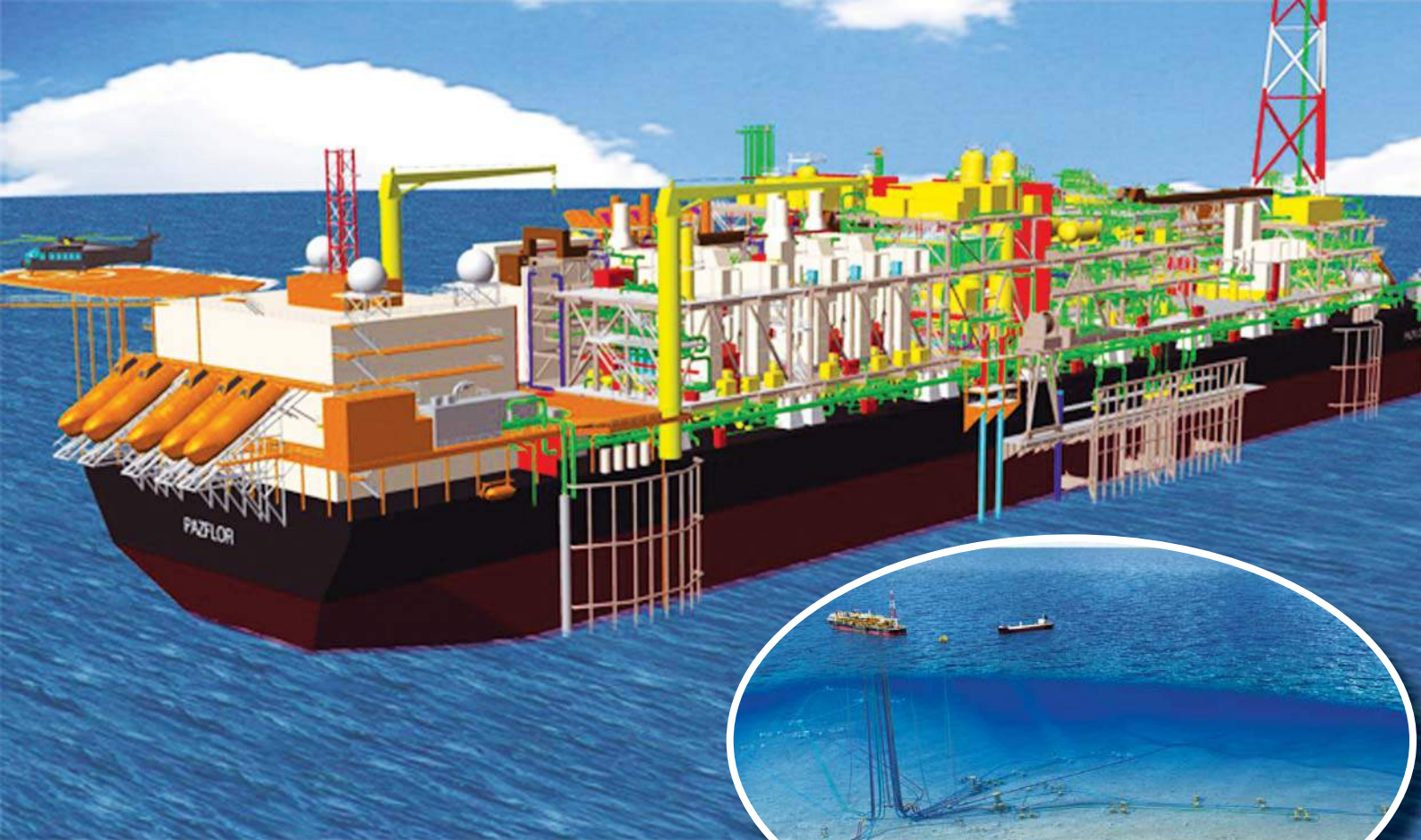
Saimexicana cuenta con una creciente organización con servicios completos de ingeniería, procura, construcción y gestión de proyectos.

ONE WORD, ONE WORLD

Skills, Assets, Innovation, People, Environment, Market.

E&C





precio de 100 dólares por barril, el proyecto *Pazflor* se pagará en tan sólo un año. Por su tamaño, este yacimiento no entra en la categoría de yacimientos gigantes o súpergigantes.

La producción más alta esperada por Total para el proyecto de *Pazflor*, según su mismo portal oficial de la empresa, es de unos 250,000 barriles de petróleo al día. Considerando que el yacimiento cuenta con una reserva estimada en 590 millones, es probable que con ese ritmo de extracción, en unos 3 años se haya agotado cerca de la mitad del reservorio, y que dentro de 6 años el yacimiento ya no sea rentable.

La aventura de *Pazflor* inició en el año 2000 cuando Total descubrió el campo Perpetua, ubicado en el bloque 17 frente a las costas angoleñas. Posteriormente se descubrieron los campos Hortensia, Zinia y Acacia. Para el año 2007, la empresa Total arranca el proyecto y no fue sino hasta el año 2009 que se perfora el primer pozo de desarrollo.

Para el año 2010, Total inicia la campaña de instalación de equipo submarino, que finalizaría un año más tarde. Al inicio del 2011, zarpa de Corea el gigantesco FPSO y para el 24 de agosto de 2011 Total inaugura la producción de petróleo del yacimiento. Es decir, que desde el momento de su descubrimiento, hasta el momento de su producción, pasaron 12 años para que *Pazflor* empezara a producir, a diferencia de los 6 años en promedio que son necesarios para la puesta en operación de yacimientos en tierra o en aguas someras.

Otra peculiaridad de este proyecto es que cuenta con una tecnología única en el mundo y que fue desarrollada por FMC Technologies exclusivamente para el proyecto *Pazflor*. Se trata

de las primeras unidades de separación subacuáticas que pueden trabajar en el fondo del lecho marino a gran profundidad. Estos tres inmensos separadores verticales de 24 metros de altura con un peso de alrededor de 1,100 toneladas, tienen una capacidad para manejar unos 110,000 barriles de líquidos por día, según información del portal de la compañía FMC.

El principal reto de Total para la explotación de este yacimiento es la configuración de sus cuatro campos. El campo Acacia tiene petróleo del Oligoceno que es ligero, de entre 35 y 38 grados API, pero las dos terceras partes del petróleo extraído son del Mioceno, el que proviene de los campos Hortensia, Zinia y Perpetua, que es considerado como pesado, de entre 17 y 21 grados API. Además es muy viscoso y el yacimiento es de baja presión, de 2 900 PSI (unos 200 Bares). Podríamos definirlo como un concentrado coctel de complicaciones en un solo yacimiento.

Para poder bombear el crudo a la superficie, FMC Technologies imaginó separar el gas del petróleo en el fondo del lecho marino antes de hacerlo subir, para lo cual diseñó específicamente para el proyecto *Pazflor* los tres equipos de separación, llamados "SSU". Cada separador pesa alrededor de 1,200 toneladas, mide 25 metros de alto y es capaz de tratar alrededor de 110,000 barriles de fluido por día, separando el gas del petróleo y el agua en el fondo marino. Las paredes del recipiente del separador son de 10 cm de espesor para poder tolerar las colosales presiones



ENERGY SOLUTIONS



- INGENIERÍA, DESARROLLO Y CONSTRUCCIÓN DE PLANTAS DE REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA.
- DUCTOS DE CONDUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.



SUMINISTRO LLAVE EN MANO DE
PLANTAS DE COGENERACIÓN

ESTUDIOS DE
AHORRO DE ENERGÍA



REPARACIÓN DE TURBINAS
DE GAS AERODERIVADAS E INDUSTRIALES

ENERGY SOLUTIONS



RIO TIBER N° 110, 4° PISO, COL.CUAUHTÉMOC, C.P.06500 MÉXICO D.F
TEL(55) 5207-7345
www.rengen.com.mx

EL MEGA BARCO:

LA FPSO (FLOATING

PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING UNIT)

ES UNA EMBARCACIÓN QUE TIENE 325 METROS DE LARGO POR 62 METROS DE ANCHO, ES DECIR, APROXIMADAMENTE DOS HECTÁREAS DE SUPERFICIE EN LA CUBIERTA. ESTA NAVE ES CAPAZ DE PROCESAR 220,000 BARRILES DE PETRÓLEO Y 150 MILLONES DE PIES CÚBICOS DE GAS AL DÍA. SU CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO ES DE 1.9 MILLONES DE BARRILES DE CRUDO, Y PARA SU OPERACIÓN LABORAN 240 PERSONAS DIARIAMENTE.



LA PETROLERA FRANCESA **TOTAL** CONTRATÓ EN 2007 LOS SERVICIOS DE LA ARMADORA COREANA **DSME**, FUERON NECESARIAS 120 MIL TONELADAS DE ACERO Y DOS AÑOS PARA QUE EL CASCO FUERA LANZADO AL MAR, EN SEPTIEMBRE DE 2009.

EL INICIO DE LA PRODUCCIÓN FUE EN AGOSTO DE 2011. OTRO DE LOS RECORDS QUE AHORA TIENE ESTE MEGA-BARCO ES QUE PARA EL SUMINISTRO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA NECESARIA PARA SU OPERACIÓN CUENTA CON TURBINAS A GAS CON LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN MÁS GRANDE DEL MUNDO EN SU TIPO,

120 MEGAWATTS, EL EQUIVALENTE AL CONSUMO DE UNA CIUDAD DE 100,000 HABITANTES.

EL MONTO FINAL DE LA COLOSAL OBRA PARA LA EMPRESA **TOTAL** LLEGÓ A LOS 9 MIL MILLONES DE DÓLARES, INCLUIDA LA RED SUBACUÁTICA, EQUIPOS Y EL FPSO.

del agua a esa profundidad.

Una vez separado el gas, éste sube por sí solo a la superficie y genera una diferencia de presión que facilita el envío de petróleo a la superficie. Para que suba el crudo, se encuentran conectadas a los tres separadores seis bombas de tipo híbrido, que toleran el manejo de gas y soportan mejor el fenómeno de cavitación.

FMC Technologies suministró, además, los 49 árboles y cabezales de pozo, los controles de producción y los distribuidores umbilicales del proyecto. Además, FMC Technologies se encuentra en proceso de suministrar una nueva requisición de equipos de pozos para el proyecto *Pazflor* por un monto de 33 millones de dólares.

El FPSO de *Pazflor* forma parte de la flota de mega-embarcaciones de este tipo, con la que se ha dotado la francesa **Total**. En el bloque 17 de Angola cuenta, además, con los FPSO del yacimiento *Girassol* que produce desde el 2001, unos 250,000 barriles al día, así como el del yacimiento *Dalia*, que produce desde el 2006 alrededor de 240,000 barriles al día, y el del yacimiento *Rosa*, puesto en operación desde 2007 y con una producción de 130,000 barriles por día.

En las costas de Congo, **Total** tiene el FPSO del yacimiento *Moho-Bilondo*, que produce desde el 2008 unos 90,000 barriles por día. En Nigeria tiene el del yacimiento *Akpo*, que produce desde el año 2009 alrededor de 225,000 barriles por día.

Total tiene en desarrollo tres FPSO, uno en Nigeria para el yacimiento *Usan*, que acaba de ser inaugurado este año y debe producir unos 180,000 barriles por día; otro en Angola para el yacimiento *Clov* en el mismo bloque 17, para iniciar en el 2014 y producir unos 160,000 barriles al día, y uno más en Inglaterra en el yacimiento *Laggan/Tormore* para iniciar en 2014, del cual se espera una producción de 90,000 barriles al día.

No cabe duda que el proyecto *Pazflor* ha sido todo un éxito para la petrolera **Total** en su incursión en aguas profundas y un ejemplo para la industria mundial del petróleo, pero es importante destacar que este proyecto demuestra también que se acabaron los tiempos de petróleo fácil y barato. Es probable que México también se monte en esta carrera de titanes y próximamente veamos brotar en el Golfo de México este tipo de mega-embarcaciones. ●

(CON FOTOGRAFÍAS DE **TOTAL** Y DE **FMC TECHNOLOGIES**).



Equipos mexicanos participan en Shell Eco-marathon®

Crean vehículos de alta eficiencia energética, propuestas viables para superar los desafíos energéticos del futuro

La población crece constantemente, incrementando la demanda energética global; en el futuro, el mundo necesitará hacer uso de una gran variedad de fuentes energéticas y aprovechar al máximo los recursos existentes. La innovación es vital para lograr liberar y potenciar la energía que se necesita en la actualidad y en el futuro.

La competencia Shell Eco-Marathon promueve la creatividad y uso inteligente de la energía entre estudiantes de preparatoria y universidades. Funciona como un desafío y como una plataforma educativa que estimula la innovación e ingenio, proporciona una experiencia multidisciplinaria y de trabajo en equipo única y fomenta el desarrollo de tecnologías de punta para una mayor eficiencia energética.

El principio es diseñar, construir y poner a prueba vehículos de alta eficiencia energética; el objetivo no es llegar primero, es saber llegar más lejos con la menor cantidad de energía; ya sean combustibles fósiles, etanol, biodiesel, energía solar, hidrógeno o batería eléctrica.

Shell Eco-marathon, que se llevó a cabo en Houston, Texas recientemente, recibió participantes de Brasil, Canadá, Guatemala, México y Estados Unidos.



En 2013, 133 equipos trabajaron arduamente por superar la marca impuesta en 2008 de 2,188.6 millas por galón.

La nueva mejor marca: 3,587 millas por galón, impuesta por la Universidad Laval, de Canadá en la categoría Combustión interna.

Estudiantes de Ingeniería Mecánica, Mecatrónica y Diseño Industrial de la Universidad Panamericana (UP) y de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) compitieron este año con vehículos impulsados por batería eléctrica y combustión interna.

A la par de Shell Eco-marathon Americas, y como parte del evento, Shell albergó "Impulsando Juntos el Progreso", un foro donde académicos, alcaldes, políticos, y expertos en energía se dieron cita para compartir perspectivas en torno al complejo vínculo y nexo de tensión que existe entre los alimentos, el agua y la energía, simultáneamente compartiendo ideas para lograr crecimiento y desarrollo sustentable.



25-27 Septiembre, 2013

WTC, Ciudad de México



Global Resources Environmental & Energy Network
EXPOSICIÓN Y CONFERENCIAS



CONIECO

XXI Congreso
Internacional
Ambiental

Enviro
Pro

PowerMEX
Clean Energy
& Efficiency

Water
Mex

Green
CITY

Soluciones para una economía verde sostenible

Para su edición vigésimo primera, **The GREEN Expo 2013**, se consolida como el evento más importante de medio ambiente, energía, agua y ciudades sustentables, al ser el foro de negocios que presenta empresas nacionales e internacionales, que ofrecen soluciones y tecnologías de punta, que **permiten ahorros e incrementan la rentabilidad en los sectores industrial y empresarial.**

Asista y conozca las tecnologías y soluciones más novedosas para la industria

- Más de 250 empresas líderes en el mercado
- Congreso Internacional Ambiental, CONIECO
- Pabellones internacionales de: Austria, Canadá, Italia, Alemania, Países Bajos, Reino Unido y Estados Unidos
- ... y las soluciones más novedosas para una economía verde sostenible.

Pre regístrese en línea SIN COSTO en:
thegreenexpo.com.mx

Mayores informes:

Angélica Rodríguez Dufau • Tel. (52.55) 10871650 Ext. 1159 • angelica@ejkrause.com

Organizado por:



Certificado por:



Canadá

Organismos de Apoyo:



CONUEE
Comisión Nacional de
Energía



Consejo Consultivo
del Agua, A.C.





¿Resurgimiento de Chicontepec?

La explotación del paleocanal mediante pozos no convencionales tiene grandes ventajas frente a la explotación de shales y de aguas profundas.

FRANCISCO GARAICOHEA PETRIRENA*

En el Anexo 9 de su Informe Anual 2012, para estimular la participación de las compañías de servicio en la nueva ronda de contratos para explotar Chicontepec, en diferentes áreas, Petróleos Mexicanos (Pemex) publicó la tabla que aparece en esta página, con nomenclatura solo comprensible por los ingenieros petroleros y los contratistas.

(1) Pozo	(2) Qoi (Bis)	(3) Qo Actual (Bis)	(4) Np 90 días (Bis)	(5) Np (Bis)	(6) Tiempo op'n (días)	(7) Costo (MM\$)	(8) VPN/VP1 (\$/\$)	(9) PR (meses)
Coralillo 629	1,100	704	104,130	510,620	565	52	15.3	
Coyotes 423 D	400	98	19,738	69,493	430	78	0.6	14
Presidente Alemán 1565	3,445	405	141,921	338,630	391	108	5.0	
Remolino 1631	1,334		8,040	153,873	322	52	5.2	2
Remolino 1648	1,248	133	67,402	117,698	311	108	1.1.	
Remolino 1608	1,063	111	47,735	75,911	257	52	1.9	4
Remolino 1606	2,518	128	66,126	90,417	229	52	2.4	
Escobar 197	3,000		133,191	258,568	205	134	5.5	2
Escobar 195	1,080		106,886	234,616	190	154	6.8	
Remolino 1366	988	342	55,288	89,680	187	35	6.8	2
Presidente Alemán 3367	1,152	215	49,650	65,279	150	52	3.0	
Presidente Alemán 1505	1,398	263	18,104	24,493	118	108	0.2	38
Presidente Alemán 3365	775	90	22,332	22,692	94	52	0.8	
Tajín 195	800	600	48,851	56,505	105	52	4.1	3
Presidente Alemán 3692	1,234	1,147		81,072	62	52	2.6	
Presidente Alemán 1526	723	276		12,231	40	108	0.7	18
Corralillo 785	1,999	278		22,333	63	108	4.7	
Coyotes 276 D	319	228		35,583	76	78	0.4	16
Presidente Alemán 3697	1,042	956		60,803	58	108	4.3	
Coyotes 168 D	70	39		1,848	54	50	-0.8	
Presidente Alemán 3612	1,106	419		30,341	56	52	4.2	
Presidente Alemán 1758	246	146		12,831	49	108	0.1	38

ACLARACIONES SOBRE LA TABLA

Las producciones iniciales (Qoi), en barriles por día, se muestran en la columna 2; las producciones al final del 2012, en barriles por día, están en la columna 3; las producciones acumuladas (Np) a los 90 días y las acumuladas hasta fines del 2012 aparecen en las columnas 4 y 5; la columna 6 contiene el tiempo en operación; la columna 7 muestra las inversiones en cada pozo en millones de pesos (MM\$); el cociente entre el valor presente neto de las utilidades (flujo de efectivo) y el valor presente de las inversiones (VPN/VPI) está en la columna 8; y el periodo de recuperación de las inversiones (PR), en meses, está en la columna 9.

RESULTADOS SOBRE LOS POZOS NO CONVENCIONALES DE CHICONTEPEC:

Los resultados de los pozos no convencionales en Chicontepec, son extraordinarios, ya que: 1.- En siete de los 22 pozos se recuperó la inversión en dos meses y en 14 de los pozos, en menos de cinco meses; 2.- Las producciones iniciales observadas, las acumuladas y la

Los resultados de los pozos no convencionales terminados en Chicontepec constituyen la noticia más importante publicada por Pemex –en forma velada– en este siglo...

*Ingeniero petrolero. Integrante del Grupo de Ingenieros Constitución de 1917. (fgaraicochea@aol.com).

declinación de la producción, indican que los pozos no convencionales permiten incrementar en más de 15 veces la capacidad de producción de los pozos convencionales, lo que redundará en un incremento enorme en las reservas probadas de petróleo y gas; 3.- La producción promedio inicial de petróleo de los pozos (Qoi) fue mayor de 1,200 barriles por día, valor 15 veces superior al histórico de los pozos convencionales en Chicontepec, que en promedio ha sido inferior a 80 barriles por día; 4.- En 7 de los 22 pozos mostrados, las inversiones se recuperaron (PR) en dos meses y en 14 pozos con la producción obtenida en menos de cinco meses; 5.- Todos los pozos, excepto uno, muestran condiciones muy favorables de rentabilidad, expresada como el cociente del valor presente neto de las ganancias (VPN) entre el valor presente de lo invertido (VPI); 5.- La relación beneficio/costo (RBC) promedio de los 22 pozos resultó igual a 10,338, valor mil veces superior al obtenido en el 70% de los campos en explotación en el sector estadounidense del Golfo de México. Esta relación se calculó dividiendo los ingresos entre los costos, ambos en dólares, para un precio de 100 dólares por barril de petróleo y una paridad de 13 pesos por dólar.

Las ventajas de Chicontepec sobre el desarrollo de la explotación de nuestro petróleo en aguas profundas o en shale gas/oil, son:

- 1.- Cuenta con un régimen fiscal especial muy atractivo y el incentivo de la cuota por barril producido;
- 2.- El costo para producir los pozos es mucho menor, por no requerir, al fracturarlos, de la enorme cantidad de agua y químicos que se emplean en el gas de lutitas;
- 3.- Se tiene la infraestructura necesaria para manejar la producción de petróleo, gas y agua;
- 4.- El riesgo de contaminación ambiental es nulo;
- 5.- Todos los pozos producen petróleo, mientras que en las lutitas y en aguas profundas los pozos pueden resultar no comerciales, por su alto costo, baja productividad o por producir sólo gas;
- 6.- No provocan sismos;
- 7.- En un corto plazo, se puede aumentar la rentabilidad social, mediante la preparación de recursos humanos y la fabricación en México de los equipos necesarios para explotar sus reservas de hidrocarburos.

CONCLUSIONES VIS-A-VIS EL PACTO POR MÉXICO Y LOS PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN DE PEMEX.

1.- La reducción del presupuesto a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y sus escasos recursos impedirá la supervisión y el control de los proyectos de explotación, lo que pone en riesgo el cumplimiento del Compromiso 55 del Pacto por México (*Transformar a Pemex en empresa pública de carácter productivo*).

2.- El Compromiso 56 del Pacto por México (*Multiplicar la exploración y producción de hidrocarburos*) es especulativo, por sustentar que la producción de petróleo aumentará a partir de lo que se descubra explorando y sin contar con reservas probadas, certificadas y no desarrolladas.

3.- La explotación de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México no es ni será rentable para Pemex y México; sólo beneficiará a las compañías privadas, principalmente a las transnacionales.

4.- El costo para poner a producir un pozo no convencional en Chicontepec es del orden de 4 millones de dólares, mientras que en aguas profundas es mayor a 450 millones de dólares.

5.- Pemex invirtió en los laboratorios de campo de Chicontepec, en el desarrollo de procedimientos de explotación de pozos no convencionales, más de 4,700 millones de pesos, logrando elevar 15 veces la productividad de sus pozos, lo que se reflejará en mayor renta petrolera y la incorporación de grandes reservas probadas de hidrocarburos.

6.- En aguas profundas no se tiene la infraestructura necesaria para manejar la producción que se obtenga de petróleo, gas y agua; en Chicontepec sí.

7.- El riesgo de afectaciones por huracanes o descontrol de un pozo en Chicontepec es prácticamente nulo y su control, en caso de que se presentaran esas situaciones, es rápido y de bajo costo comparado con aguas profundas.

8.- Todos los pozos son productores de petróleo en Chicontepec, mientras que en aguas profundas pueden resultar no comerciales por su alto costo, baja productividad o por producir sólo gas y condensados, como sucede en los campos Lankahuasa y



en Lakach.

9.- La ventaja principal de Chicontepec radica en su rentabilidad social o colateral, ya que el contenido nacional de los equipos y herramientas requerido para explotar los hidrocarburos podría aumentarse rápidamente hasta alcanzar más del 90%, mientras que en aguas profundas el contenido nacional difícilmente será superior al 25%.

10.- Para estimular la participación de contratistas, en la ronda actual de contratos incentivados para Chicontepec, Pemex elaboró, dedicó y presentó, con escritura cifrada, la tabla del Anexo 9 de su informe anual 2012.

11.- Los resultados de los pozos no convencionales terminados en Chicontepec, por sus extraordinarias características de productividad, económicas y de incorporación de reservas, constituyen la noticia más importante publicada por Pemex –en forma velada– en este siglo.

RECOMENDACIONES:

1.- Realizar la explotación en Chicontepec por Pemex, con exclusividad, dada su reciente alta rentabilidad mediante la técnica de perforación horizontal y el fracturamiento múltiple.

2.- El régimen fiscal establecido para Chicontepec en la Reforma Energética del 2008 se justificó por la baja o nula rentabilidad de sus pozos convencionales, situación que ha cambiado radicalmente por lo que se recomienda modificarlo o derogar.

3.- Restablecer un programa para incrementar el contenido nacional en los equipos que se utilizan en la explotación de hidrocarburos en Chicontepec.

4.- Por su nula o baja rentabilidad económica y social, en comparación con Chicontepec, se recomienda cancelar el proyecto de explotación de hidrocarburos en aguas profundas. ●

“Sin límites en la innovación petrolera”.



Proveemos soluciones ágiles y profesionales que mantienen sus pozos trabajando, minimizando los tiempos fuera y maximizando su producción.

- **SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN**
- **SERVICIO A POZOS**
- **EQUIPO E INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN**



www.grupovordcab.com



Grupo VORDCAB S.A. de C.V. • Tel. +52 (833) 226 8713 • contacto@grupovordcab.com



ARIZONA • BAJA CALIFORNIA • CALIFORNIA • CHIHUAHUA • COAHUILA • NEW MEXICO • NUEVO LEÓN • SONORA • TAMAUlipas • TEXAS

Border Energy Forum



United States • Mexico

**Energy and the Environment:
Good Border Business**

**Energía y el Medio Ambiente:
Un Buen Negocio Para la Frontera**

NOVEMBER 6 - 8, 2013

SAN ANTONIO, TEXAS

6 - 8 DE NOVIEMBRE 2013

512.463.3918
borderenergyforum.org



TEXAS GENERAL LAND OFFICE • Jerry Patterson, Commissioner • P.O. Box 12873 • Austin, Texas 78711-2873



Scan with QR Reader
on your smartphone



Las perspectivas del carbón

El aumento en el consumo de carbón ha hecho fracasar los intentos por reducir las emisiones de CO₂ a nivel mundial.

GERARDO BAZÁN NAVARRETE* Y GILBERTO ORTIZ MUÑOZ**

El año 2012 vio una baja en el crecimiento del consumo de energía a nivel mundial, en parte como resultado de la desaceleración económica, y también porque las personas y las empresas han respondido a los altos precios de energía y han intensificado su uso eficiente. Al mismo tiempo, el suministro de energía proviene de una diversidad de fuentes cada vez mayor.

Brasil, China, la Unión Europea, India, Japón, Rusia y los Estados Unidos todos vieron un crecimiento menor en su consumo de energía. El crecimiento del consumo de todas las formas de energía fósil fue inferior a la media.

Por el lado de la oferta, el fenómeno más notable sigue siendo la revolución del *shale gas* estadounidense. En 2012, Estados Unidos registró el mayor aumento de la producción de gas natural en el mundo y vio el mayor aumento en la producción de petróleo de su historia. Y por segundo año consecutivo, interrupciones en el suministro de petróleo en África y partes de Oriente Medio se vieron compensados por el crecimiento de los productores de la OPEP. La producción de Libia se recuperó

fuertemente después de la brusca caída de su producción en 2011, y Arabia Saudita, los Emiratos Árabes Unidos y Qatar lograron niveles récord de producción. A pesar de estos aumentos en la oferta, los precios del petróleo alcanzaron máximos históricos.

Sin embargo, el carbón sigue siendo el combustible fósil de más rápido crecimiento, siendo China el mayor consumidor de carbón del mundo. Pero también fue el combustible fósil que vio el crecimiento más débil en relación a su promedio histórico. El gas natural junto con las hidroeléctricas y las renovables compitieron fuertemente con el carbón en América del Norte, desplazándolo como la principal fuente de energía.

En cambio, en Europa, el gas natural fue más caro y por lo tanto el carbón era el combustible elegido para la generación de energía. Buena parte del gas que llegaba a Europa se desvió a Asia. La energía nuclear a nivel mundial tuvo la mayor baja jamás vista, contribuyendo la producción de Japón con una caída de un 90% como respuesta a la tragedia de Fukushima. Las importaciones de combustibles fósiles aumentaron para compensar este desplazamiento.

Una vez más, el crecimiento del consumo de la energía se llevó a cabo en las economías emergentes, básicamente China y la India, que representaron cerca del 90% del aumento en el consumo mundial de energía. El consumo de la OCDE disminuyó por cuarta vez en los últimos años, liderado por un gran descenso en los Estados Unidos. Los datos mostraron un crecimiento de las emisiones globales de CO₂ procedentes del uso de energía en el año 2012, pero a un ritmo más lento que en 2011.

El consumo mundial de energía primaria creció un 1.8% en 2012, muy por debajo del promedio de los últimos 10 años, que fue de 2.6%. El consumo en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) cayó 1.2%, liderado por una caída del 2.8% en los Estados Unidos (la mayor caída del mundo en términos volumétricos). El consumo fuera de la OCDE creció un 4.2%, por debajo del promedio de 10 años de 5.3%. Regionalmente el crecimiento fue inferior a la media, en todas partes excepto en África. El petróleo sigue siendo el combustible más importante del mundo, con el 33.1% del consumo mundial de energía.

*Miembro del Centro de Información del Programa Universitario de Energía de la UNAM. **Miembro del Consejo Químico y del Comité de Energéticos de Canacintra.



Pronósticos

De acuerdo al último reporte de la *Energy Information Administration* (EIA), el consumo mundial de energía crecerá 56% entre 2010 y 2040. El uso total de energía en el mundo se eleva de:

- 524 cuatrillones de unidades térmicas británicas (BTU) en 2010,
- a 630 cuatrillones de BTU en 2020 y
- a 820 cuatrillones de BTU en 2040.

Gran parte del crecimiento del consumo de energía se producirá en países que están fuera de la OCDE, donde la demanda es impulsada por el fuerte crecimiento económico de largo plazo. El uso de energía en los países fuera de la OCDE aumentará un 90%, mientras que en los países de la OCDE el aumento es de 17%. Las energías renovables y la energía nuclear serán las fuentes de energía de más rápido crecimiento en el mundo, con un aumento de 2.5% por año.

Sin embargo, se prevé que los combustibles fósiles continuarán suministrando casi el 80% del consumo mundial de energía hasta el 2040. De éstos, el gas natural es el de más rápido crecimiento, ya que su consumo aumentará en 1.7% por año. El uso de carbón crecerá más rápido que el petróleo y otros combustibles líquidos hasta después de 2030, principalmente debido a los aumentos en el consumo de carbón de China y los altos precios del petróleo. El carbón seguirá siendo la segunda mayor fuente de energía en todo el mundo. El consumo mundial de carbón se elevará a una tasa promedio de 1.3% por año.

El consumo a corto plazo de carbón refleja un aumento significativo en China, India y otros países fuera de la OCDE. A más

Las reservas probadas de carbón al cierre del 2012

	Millones de toneladas equivalentes	Participación en el total
Estados Unidos	237,295	27.60%
Federación rusa	157,010	18.2%
China	114,500	13.3%
India	60,600	7.0%
Alemania	40,699	4.7%
Canadá	6,582	0.80%
Brasil	4,559	0.50%
México	1,211	0.10%
Total mundial	860,938	100.0%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2013

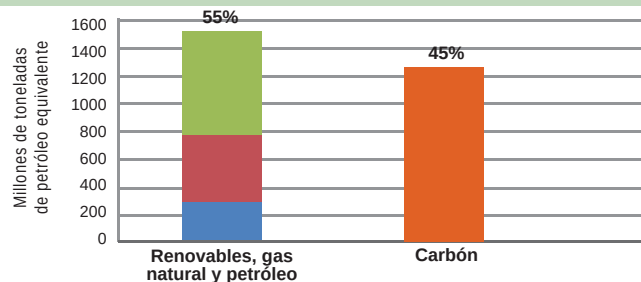
largo plazo, el crecimiento del carbón se desacelerará por las políticas y regulaciones que fomentarán el uso de fuentes de energía más limpias. Además, el gas natural se vuelve económicamente más competitivo como resultado del desarrollo del *shale gas*.

El consumo de carbón es dominado por China (47%), los Estados Unidos (14%) y la India (9%). Esos tres países juntos representaron el 70% del total del consumo mundial de carbón en 2010. Y el porcentaje de uso mundial de carbón aumentará un 75% para el 2040 y esto tiene una razón en sus reservas de carbón y en la apuesta de los países a su seguridad energética.

A pesar del aumento significativo en el uso del carbón en países no pertenecientes a la OCDE, los impactos ambientales de la minería y la quema de carbón han impulsado políticas e inversiones tendientes a disminuir su consumo a largo plazo. Como resultado de estas políticas la participación del carbón dejará de crecer en la próxima década y disminuirá gradualmente a partir de 2025.

El consumo de todas las demás fuentes de energía (excepto líquidos) crece más rápido que el uso del carbón, en particular en el sector de la energía. Por ejemplo, la cuota de carbón de la electricidad mundial va en descenso del 40% en 2010 a 36% en 2040, mientras que las energías renovables aumentarán de 21 a 25%, la cuota de gas natural del 22 a 24% y la cuota nuclear de 13 a 14%.

Demanda mundial de energía primaria por combustible, 2001-2011



Nota: Nuclear no se muestra en el gráfico cómo los niveles de 2011 son inferiores a los de 2001

Producción de carbón a nivel mundial

	Millones de toneladas equivalentes
 China	1,825.0
 Estados Unidos	515.9
 India	228.8
 Federación rusa	168.1
 Alemania	45.7
 Canadá	35.2
 México	6.6
 Brasil	2.2
 Corea del Sur	0.9
 Japón	0.7
Otros países	1,016.2
Total mundial	3,845.3

Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2013

Carbón

El carbón ocupa casi la mitad del aumento de la demanda energética mundial en la última década, siendo incluso mayor que las energías renovables totales. Si la demanda de carbón continúa subiendo con fuerza o cambia de rumbo, dependerá de la intensidad de las medidas de política ambiental que favorecen a menores emisiones de fuentes de energía, el despliegue de tecnologías más eficientes que queman carbón y, lo más importante en el largo plazo, es la captura y secuestro de carbono (CCS por sus siglas en inglés).

Las decisiones políticas que llevan el mayor peso en el balance global del carbón se realizarán en China e India, que representan casi tres cuartas partes de la demanda de carbón fuera de la OCDE (el uso del carbón de la OCDE presenta un ligero descenso).

La demanda de China crecerá hasta el 2020 y se mantendrá constante hasta el 2035. El uso del carbón en la India sigue creciendo y, en 2025, superará a Estados Unidos como el segundo consumidor más grande de carbón en el mundo. El comercio del carbón seguirá creciendo hasta 2020, momento en que la India se convierte en el más grande importador neto de carbón, pero luego se estabiliza igual que China.

Es precisamente el aumento en el consumo de carbón, debido a su abundancia y bajo costo, lo que ha hecho fracasar los intentos por reducir las emisiones de CO₂ a nivel mundial por medio del desarrollo de energías limpias y la fijación de un precio a las emisiones de bióxido de carbono (CO₂).

Otros factores que han contribuido con el crecimiento del carbón es que algunos países y empresas han obtenido excelentes logros respecto a la seguridad en el trabajo, al impacto ambiental y a la rehabilitación de terrenos afectados por la minería, y presentan avances importantes con respecto a la competitividad y la reduc-



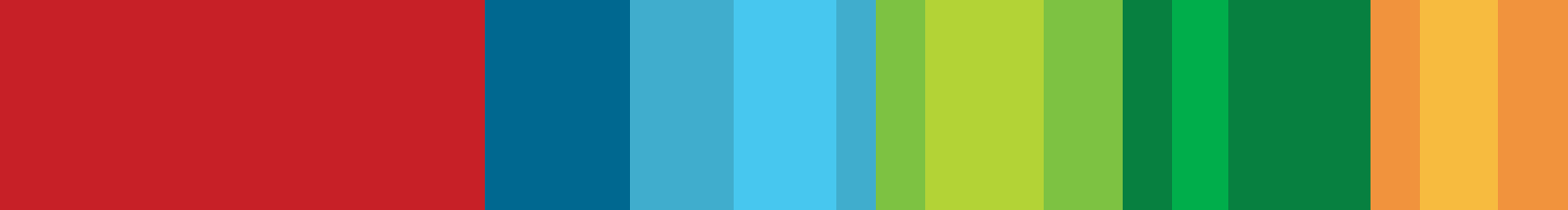
ción de contaminantes tradicionales. Algunos países han logrado contratos a largo plazo que garantizan mayor seguridad energética, además las modernas centrales que operan con carbón hoy pueden emitir menos del 2% de azufre y menos del 10% de óxidos de nitrógeno respecto a los niveles de las plantas de hace un siglo.

Sin embargo, los bajos costos del carbón y la reducción en los costos de operación pueden no compensar los mayores costos de capital que requiere una central ultra-súper crítica. Asimismo, en regiones donde la generación eléctrica está regulada, a menudo los costos se pueden pasar al consumidor.

Aunque mejorar la eficiencia es una obligación y un objetivo esencial, la captura de carbono es la única forma viable de reducir a niveles aceptables las emisiones de CO₂ procedentes de las centrales de carbón y de otras aplicaciones industriales. Su desarrollo aun precisa de un importante progreso tecnológico y una maduración suficiente de todo el proceso.

A pesar de la creciente preocupación acerca de la sustentabilidad, no es probable que el carbón desaparezca pronto, ya que su atractivo económico es demasiado poderoso, especialmente en algunos países emergentes y en vías de desarrollo. La tecnología existente de captura de carbono no ha sido ampliamente implementada porque resulta cara. Sin embargo, se están invirtiendo grandes cantidades en el desarrollo de estas tecnologías, sobre todo en Estados Unidos e Inglaterra.

En el enfoque convencional, los gases de escape de la planta de energía se separan usando una solución que contiene aminas, que se unen de forma selectiva al dióxido de carbono. Las aminas liberan el dióxido de carbono al ser calentadas, pero esto requiere



CRUDOS PESADOS

EN LATINOAMÉRICA: CONFERENCIA Y EXHIBICIÓN

MEXICO 2013

*Evento Oficial de Latinoamérica para
la comunidad de los crudos pesados*

24-26 Septiembre, 2013

Puerto Vallarta, México

Centro Internacional de Convenciones

Inscríbese

heavyoillatinamerica.com

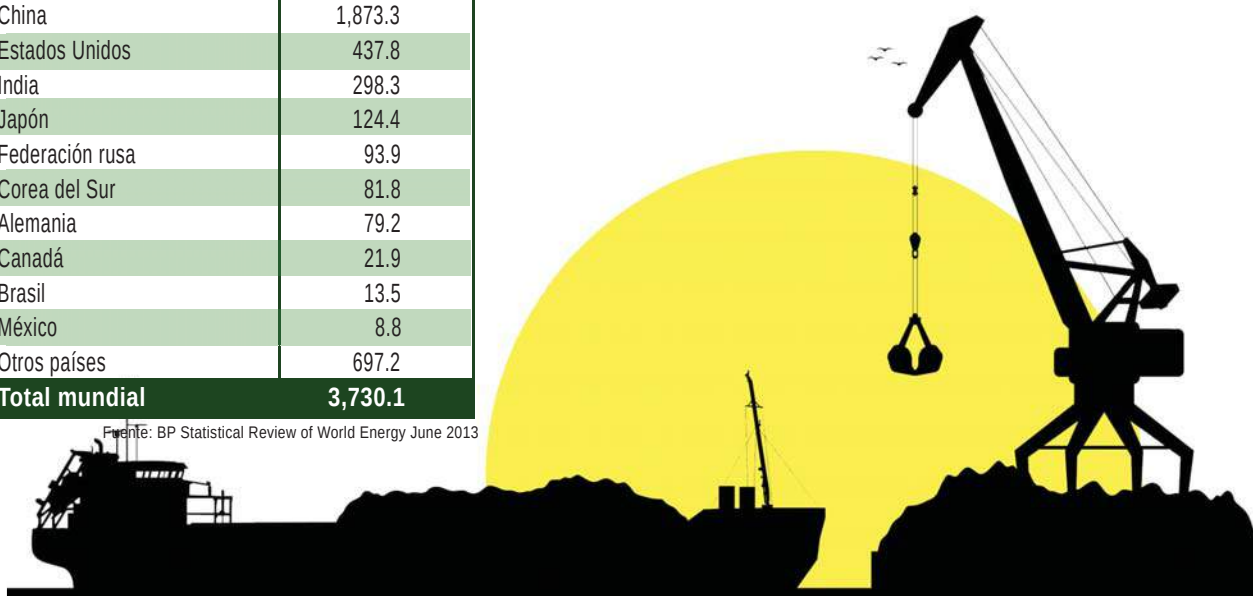


Stakeholders:

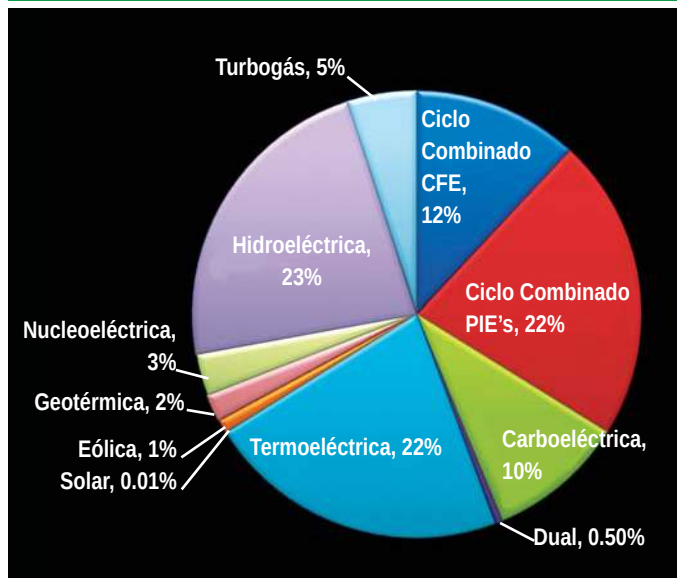


daily mail group :: events

Organizado por / Organized by:



Capacidad de generación por tipo, fuentes primarias y tecnológicas México 2012



Fuente: SENER con datos de CFE

disposición y tratamiento de sus residuos. Estas plantas representan para CFE el 10% del total de generación instalada, siendo plantas de gran confiabilidad y seguridad en sus sistemas. (Ver gráfica de capacidad de generación por fuentes y tecnologías México.)

El consumo de carbón en México, de acuerdo a los datos estadísticos de British Petroleum (BP), fue en 2012 de 8.8 millones de toneladas, que representa el 2% del consumo mundial. (Ver tabla de consumo mundial de carbón).

Los riesgos que enfrenta México en cuanto al abastecimiento del carbón tanto nacional como de importación son:

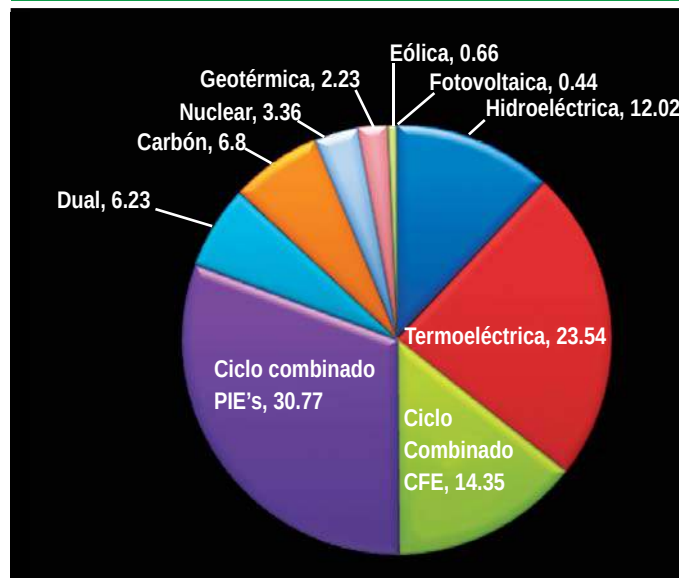
Carbón de importación: condiciones de mercado internacional, logística de abastecimiento, administración de inventarios, procesos de adquisición, condiciones contractuales.

Carbón nacional: las limitantes en la oferta, la logística de aprovisionamiento y de manejo de inventarios, y con pronunciamientos y políticas públicas que inciden en el mercado, emanadas del Congreso de la Unión, del Ejecutivo Federal y de los gobiernos locales.

Conclusiones

- El consumo de carbón creció 2.5% en el año 2012 y sigue creciendo rápidamente fuera de los países de la OCDE.
- La relación reservas-producción a nivel mundial alcanza un alto valor que llega a 109 años.
- Este valor, junto con los contratos a largo plazo dan seguridad

Generación bruta, México, año 2012 (Gigawatts-hora)



energética a los países que lo utilizan. Por eso seguirá siendo el combustible fundamental en China, India y en Estados Unidos a pesar de la introducción del *shale gas*. (Ver gráfica de producción por países).

- El secuestro y captura de carbono es una tecnología crítica para que la alta dependencia de combustibles fósiles continúe como una alternativa energética viable y que cumpla con la protección ambiental y la regulación relativa al cambio climático.

Recomendaciones

- Tienen que seguir los avances que en materia de secuestro y captura de carbono que están realizándose por diferentes países como Inglaterra y Estados Unidos y por instituciones como la Agencia Internacional de Energía y, en México, el Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- En la planeación energética nacional, hay que realizar los análisis de la seguridad energética y de economía relativos al carbón y al nuclear y no solamente en la expansión basarla en gas natural, a pesar de que México está en el 6° lugar en reservas de *shale gas*, de acuerdo con la EIA.
- Darle seguimiento a los procedimientos de contabilidad de emisiones de secuestro y captura de carbono que se aplican a las diferentes fuentes de CO₂, incluyendo energía eléctrica y diferentes actividades industriales como gas industrial, industria de fertilizantes y producción de etanol. ●



Por una mejor y más sustentable Reforma Energética

La Red por la Transición Energética es -desde 2005- un grupo diverso de individuos y organizaciones preocupadas por la situación actual, y por los efectos económicos, sociales y ambientales de la producción, transformación y uso final de la energía en México. Individual y colectivamente, sus integrantes nos comprometemos y participamos en la promoción y búsqueda de alternativas para la transición energética.

Conscientes de que la dependencia de la economía nacional y mundial en la energía fósil es insostenible, abogamos por la búsqueda de alternativas a los combustibles fósiles y por la aplicación de políticas energéticas que -con visión de largo plazo- garanticen la seguridad energética y promuevan la sustentabilidad, la protección del medio ambiente y la lucha contra el cambio climático.

Nos preocupa que las propuestas de Reforma Energética promovidas tanto por el Ejecutivo Federal, los principales partidos políticos y el propio Pacto por México, busquen prolongar la dependencia de los combustibles fósiles, un recurso no renovable y contaminante, en detrimento de otras opciones energéticas ambientalmente más sustentables y con menor impacto en la salud de la población.

Creemos que la oportunidad de realizar una reforma energética no debe desaprovecharse, por lo que, nos congratulamos de que haya sido incluida la electricidad. En este sector se podrán lograr avances importantes si se aprovecha el desarrollo tecnológico para incrementar la participación de las energías renovables sustituyendo, en principio, a las plantas que operan con combustóleo y con carbón, tal como lo han hecho los países más avanzados en materia energética.

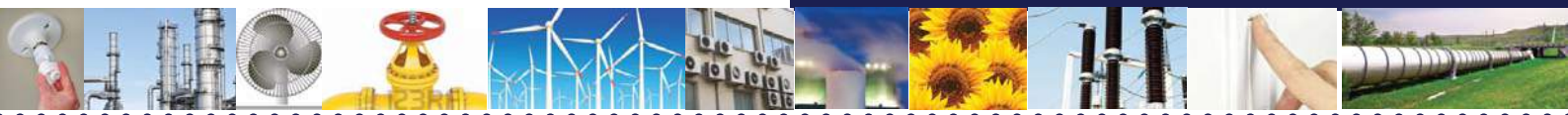
En nuestra opinión, una Reforma Energética con un enfoque a favor de la sustentabilidad ambiental y del sector debe atender, en la legislación secundaria, los siguientes puntos:

REFORMA ENERGÉTICA Y FISCAL

- Crear incentivos fiscales y apoyos financieros acordes a la tecnología y escala específicas para impulsar el aprovechamiento de energías renovables como alternativas al uso de la energía fósil; fomentar los mercados de productos y servicios relacionados, y premiar la eficiencia y la diversificación energéticas.
- Reducir el número y complejidad de los trámites necesarios para el

desarrollo de proyectos de fuentes de energía renovable.

- Aumentar los recursos provenientes de la renta del petróleo -un energético no renovable- para el financiamiento del desarrollo de energías renovables y de una mayor eficiencia energética, entendidas como las opciones para sustituir paulatinamente la dependencia de los hidrocarburos fósiles. Es importante transparentar el ejercicio de estos recursos y promover su mayor efectividad.
- Redirigir todos los subsidios mal focalizados y regresivos -como los que hoy se aplican a la gasolina, al gas LP y a la electricidad- hacia proyectos de aprovechamiento de energía renovable, transporte público y otros que beneficien a las poblaciones social y económicamente más vulnerables, así como modificar las estructuras tarifarias que desincentivan la producción de electricidad a partir de energías alternas.
- Aplicar un impuesto al carbono (carbon tax) al consumo de los combustibles de origen fósil, principalmente en el sector transporte dado su importante contribución a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.
- Fomentar los mercados de productos y servicios relacionados a las cadenas de valor de las industrias de energías renovables.
- Fortalecer a la Comisión Reguladora de Energía para que sea quien fije las tarifas eléctricas con criterios técnicos, incluidos aquellos de eficiencia y sustentabilidad, bajo un marco de transparencia. En materia de producción, transmisión y distribución de energía, la Comisión debe regular la calidad, competencia y precios, considerando las externalidades asociadas a cada fuente de energía.
- Modificar las metodologías de análisis para la estimación de costos de generación eléctrica para reflejar el impacto positivo del apalancamiento financiero y de la venta de derechos de dióxido de carbono en proyectos de energía renovable.
- Establecer políticas financieras y fiscales que incentiven a la ciudadanía a que invierta en energías renovables a nivel doméstico, así como a promotores privados en el nivel industrial.
- Internalizar en los costos de la generación de energía con fuentes fósiles los impactos a la salud y el medio ambiente (externalidades). Las externalidades deben quedar claramente establecidas y definidas en los instrumentos de planeación de infraestructura energética de



tal manera que permitan valorar financiera y presupuestalmente el costo de generación de energía sobre una base más equitativa, promoviendo –con ello– la competitividad de las fuentes renovables.

- Elaborar un plan de desarrollo de la industria petroquímica con baja huella ambiental, que asegure el suministro nacional y competitivo de materias primas para la producción de los satisfactores que requiera el país en el mediano y largo plazo.
- Incrementar anualmente los recursos para el Fondo de Transición Energética a fin de alcanzar las metas establecidas de generación de energía renovable y eficiencia energética.

EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

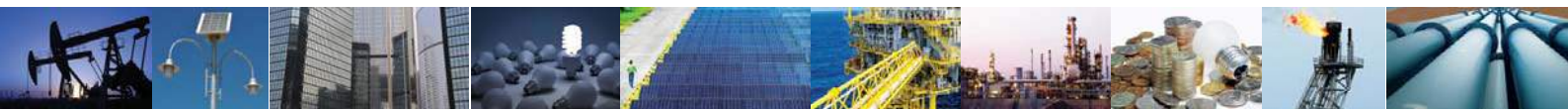
- Realizar estudios rigurosos sobre las implicaciones económicas y ambientales de la explotación del shale gas y del petróleo en aguas profundas, que tomen en cuenta tanto los costos económicos, impactos sociales y ambientales (externalidades), tasa de recuperación de la inversión, así como el costo de oportunidad de invertir en estos recursos fósiles no renovables frente a otras alternativas energéticas de menor riesgo ambiental.
- En el caso del shale gas, asegurar la más estricta regulación para mitigar las emisiones y fugas de gases de efecto invernadero, especialmente las fugas de metano; e implementar mecanismos para evitar cualquier tipo de contaminación en mantos freáticos y cuerpos de agua derivados de dicha actividad.

TRANSPORTE

- Impulsar sistemas de transporte público que consuman menos energía por pasajero kilómetro y que acorten los tiempos de desplazamiento en los grandes centros urbanos, privilegiando políticas públicas que favorezcan al transporte público y movilidad no motorizada sobre el automóvil particular en zonas urbanas.
- Elaborar un programa nacional de apoyo y financiamiento para la instalación, operación y mantenimiento de largo plazo de sistemas de transporte público seguro, eficiente, confortable, accesible, incluyente y limpio.
- Implementar políticas específicas para la promoción de vehículos eléctricos, híbridos y de tecnología diésel que tienen un rendimiento de combustible mayor al del promedio de los vehículos convencionales.
- Revisar la NOM-163 sobre emisiones de CO₂ y rendimientos de combustibles en vehículos automotores, para hacerla más estricta y acorde a estándares internacionales, de tal manera que su aplicación reduzca de manera significativa el consumo de combustibles fósiles en el país en el sector transporte.
- Acelerar la producción y distribución de diésel de ultra bajo azufre, producto que, por norma, ya debería de estar disponible en todo el país.
- Promulgar una Norma Oficial Mexicana de eficiencia energética para vehículos pesados.

GENERACIÓN Y ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA

- Establecer metas ambiciosas en generación y abastecimiento de energía basadas en una ruta descendente en el consumo de combustibles fósiles, delimitada por las metas nacionales de mitigación y por los instrumentos de planeación correspondientes (Ley de Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento a la Transición Energética –LAERFTE–, y la Ley General sobre Cambio Climático). Esta ruta debe considerarse para la planeación de la explotación y uso de hidrocarburos, y en línea con la meta establecida en la LAERFTE de generación máxima de electricidad a partir de combustibles fósiles del 65% para el 2024, 60% para el 2035 y 50% para el 2050.
- Finalizar el diseño del marco regulatorio de la modalidad de Pequeño Productor de energía renovable, estableciendo metas claras de cobertura y generación en el mediano y largo plazo para su participación en la mezcla de generación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Promover la cogeneración en todo tipo de industrias y comercios, ya que utiliza tecnologías que pueden permitir aprovechar hasta el 90% de la energía primaria suministrada, reduciendo en forma muy importante las emisiones de CO₂ y las pérdidas en la transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como proporcionar mayor autonomía y seguridad en la generación energética.
- Impulsar masivamente la energía eólica, estableciendo metas claras y ambiciosas para su participación en la matriz de generación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Promover masivamente el uso de energía solar fotovoltaica en casas, industrias y comercios dentro de zonas urbanas y rurales, estableciendo metas claras para su participación en la mezcla de generación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Impulsar las energías de fuente renovable para el calentamiento de agua y la generación de vapor para su aprovechamiento en procesos industriales y/o para la generación de electricidad que ya tiene tasas de recuperación de la inversión muy aceptables.
- Asegurar transparencia en precios en materia de electricidad, la cual permitirá aprovechar las ventajas fisiográficas del territorio nacional en materia de energías renovables.
- Impulsar la generación distribuida de electricidad, de manera que se reduzcan las necesidades de infraestructura de transmisión y distribución, y mejore la calidad de la energía en zonas urbanas saturadas. Se requiere una red eléctrica nacional interconectada e inteligente, capaz de almacenar energía y asimilar fuentes intermitentes ubicadas en todo el territorio nacional.
- Modernizar y extender la red de transmisión a los sitios de mayor potencial en energía solar, eólica, geotérmica y mini hidráulica.
- Ampliar el aprovechamiento de la geotermia, tanto en la generación base de electricidad como en la opción de respaldo a otras energías renovables, como opción permanente para la generación de electricidad en sistemas de frío y calor a niveles locales y domésticos. Brindar certeza jurídica y transparencia en contratos y en concesiones de



agua para los desarrolladores de este tipo de tecnología.

- Promover y regular a nivel de códigos y reglamentos de construcción el diseño y construcción de todo tipo de edificios con características que lleven a un alto aprovechamiento de la luz natural y un menor uso de energía para el confort térmico de sus habitantes; así como en el uso de materiales, productos, componentes y sistemas constructivos termo-aislantes en las envolventes para reducir ganancias o pérdidas de calor en edificios no habitacionales y habitacionales que requieren de energéticos convencionales.
- Promover el uso de las lámparas compactas fluorescentes y a base de LEDs, que consumen una cuarta parte de la energía que una lámpara incandescente para proveer la misma cantidad de iluminación.
- Hacer cumplir la normatividad y los programas existentes en materia de eficiencia energética en edificación, así como redirigir los subsidios al consumo existentes a acciones y medidas para acelerar la implementación de las normas que permitan avanzar en la reducción de emisiones en la edificación. Éste es un área de oportunidad con un importante potencial de mitigación presente y futura.
- Establecer y cumplir metas anuales de eficiencia energética en edificios de la administración pública, tanto propios como rentados, y garantizar que la Administración Pública Federal y sus órganos descentralizados –como los órganos de vivienda– den el ejemplo al cumplir y hacer cumplir la normatividad de eficiencia en edificación, generando incentivos para aquellas iniciativas que cumplan y superen los estándares establecidos en las normas.
- Diseñar las envolventes térmicas de los edificios y fomentar al usuario el uso de aparatos eléctricos de ahorro de energía, para hacer más viable la implementación de energías alternativas. Al bajar la demanda, el menor consumo energético facilitará la cobertura con tecnologías que usen fuentes renovables.
- Garantizar el desarrollo de cadenas de valor de las tecnologías que utilizan las fuentes de energía renovable –mediante una política industrial– como base para el crecimiento bajo en carbono.

CRITERIOS SOCIO-AMBIENTALES

- Implementar en su totalidad y de manera permanente la metodología para valorar las externalidades socio-ambientales asociadas con la generación de electricidad, para todas las tecnologías, fósiles y no fósiles.
- Asegurar la incorporación de criterios de sustentabilidad, derechos humanos y equidad de género en las leyes y reglamentos aplicables a proyectos de generación de energía tanto de fuentes fósiles como renovables.
- Crear instrumentos de análisis previo, así como políticas e instrumentos (protocolos) de prevención, atención y resolución pacífica de posibles impactos sociales para prevenir conflictos con las comunidades donde se asienten los proyectos de generación de energía, en el marco de los derechos humanos y con perspectiva de género. Estas políticas e instrumentos deberán buscar maximizar los beneficios de las comunidades donde se asienten los proyectos, así como evitar

obstaculizar, retrasar y cancelar los en nuevos proyectos de energía renovable.

- Impulsar un programa de apoyo económico de largo plazo para la investigación y desarrollo tecnológico que permita impulsar la adaptación y creación de nuevas capacidades regionales en las universidades del país.

Tenemos la seguridad de que de llevarse a cabo estas acciones, contribuirán positivamente a mejorar las condiciones sociales y ambientales en el país. Las empresas que aprovechen las alternativas tendrán mayor certidumbre de sus costos de energía a largo plazo, lo que contribuirá a que nuestra economía sea más robusta y pueda competir con más solidez frente a otras economías, además de responderá a demandas de consumidores cada vez más responsables en sus hábitos de consumo.

Es urgente emprender la transición a la era “post-petrolera”. Por lo mismo, exigimos muy atentamente a los representantes de los poderes ejecutivo y legislativo de México, que tomen estos argumentos, ideas y temas con seriedad y construyan, de manera responsable y respetuosa con la sociedad civil, en un marco de política pública sólido y consistente que responda a las necesidades del país, basándose en la riqueza de conocimientos y experiencias exitosas que se tienen en México y en el mundo.

Para esto, las y los integrantes de la Red por la Transición Energética, ponemos a sus órdenes, ya sea individual y/o colectivamente, nuestra perspectiva sobre lo que es adecuado y posible para el país, considerado la amplia experiencia que tenemos en estos temas desde una variedad importante y útil de perspectivas.

Atentamente, las siguientes organizaciones y personas integrantes de la **RED POR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA**:

Organizaciones: CENTRO MEXICANO DE DERECHO AMBIENTAL; CENTRO PARA EL TRANSPORTE SUSTENTABLE/EMBARQ MÉXICO; GREENPEACE MÉXICO; INSTITUTO DE POLÍTICAS PARA EL TRANSPORTE Y EL DESARROLLO.

Individuos: *Alejandro Arias Bustamante*, CONSULTOR INDEPENDIENTE EN ENERGÍA; *Alejandro Lorea*, ANALISTA EN TEMAS DE MEDIO AMBIENTE Y ENERGÍA; *Alin Moncada*, ANALISTA EN CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA; *Carlos Rivera*, PRESIDENTE DEL CONSEJO DE DIRECTORES DE LA ASOCIACIÓN DE EMPRESAS PARA EL AHORRO DE LA ENERGÍA; *Cuauhtémoc León*, CENTRO DE ESPECIALISTAS EN GESTIÓN AMBIENTAL; *Daniel Chacón*, ANALISTA EN MEDIO AMBIENTE, CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA; *David Morillón Galvéz*, ACADÉMICO DEL INSTITUTO DE INGENIERÍA DE LA UNAM; *David Shields*, DIRECTOR GENERAL DE ENERGÍA A DEBATE; *Édgar Sandoval García*, CONSULTOR INDEPENDIENTE EN ENERGÍA; *Eduardo Zenteno Garza Galindo*, PRESIDENTE DE CORPORACIÓN RENOVABLE; *Enrique García Corona*, ASESOR INDEPENDIENTE EN ENERGÍA; *Ernestina Torres Reyes*, CONSULTORA EN DIVERSIFICACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA; *Evangeline Hirata Nagasako*, DIRECTORA TÉCNICA DEL ORGANISMO NACIONAL DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN Y EDIFICACIÓN (ONNCCE); *Gabriel Quadri de la Torre*, SIGEA; *Jenny Tardan Waltz*, ESPECIALISTA EN ENERGÍA; *Jorge Villarreal*, ANALISTA EN CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA; *Juan Antonio LeClercq*, PROFESOR DE TIEMPO COMPLETO DEL DEPARTAMENTO DEL DEPARTAMENTO DE RELACIONES INTERNACIONALES Y CIENCIA POLÍTICA, UDLAP; *María José Cárdenas Portillo*, CONSULTORA INDEPENDIENTE; *Miguel Ángel Cervantes*, CONSULTOR INDEPENDIENTE; *Rafael Carmona Dávila*, CTO DE GREEN MOMENTUM; *Roberto Capuano*, Enerclima; *Sandra Guzmán*, ANALISTA EN CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA, LSE; *Susana Cruickshank*, CENTRO DE ESTUDIOS EN COOPERACIÓN INTERNACIONAL Y GESTIÓN PÚBLICA; *Tania Mijares*, ANALISTA EN CAMBIO CLIMÁTICO; *Vicente Estrada-Cajigal*, SOLARTRONIC, S.A DE C.V.

(Adhesiones al 26 de agosto de 2013).



Pragmatismo energético

Las políticas nacionalistas detuvieron la inversión, pero ahora esa tendencia se revierte.

ALVARO RÍOS ROCA*

Dice un famoso adagio de la industria petrolera que las alfombras de las empresas petroleras están hechas de pieles y cueros de tigre, de todos aquellos tigres que alguna vez se les pusieron al frente. Y todo indica que este adagio es uno de los más ciertos y que aplica muy bien en nuestra región latinoamericana. Por casi una década, varios países iniciaron procesos de cambios de contratos y marcos jurídicos, nacionalizaciones y embistieron fuertemente contra el capital, la tecnología y las otras emblemáticas y poderosas empresas petroleras.

Lo hicieron porque había reservas y sobre todo altos precios de las materias primas, debido principalmente al inusitado crecimiento de China, que por cierto todo indica ya no será tan fuerte en los años venideros. Lo anterior detuvo el flujo de inversiones que deberían haber continuado manando para mantener el ciclo exploratorio, reponer e incrementar moléculas y futura producción.

Empero, parece que fue sólo un slogan de boca para afuera y oportuno para lograr encumbrarse en el poder. Ahora los mismos gobiernos andan detrás del capital, la tecnología y de las empresas antes cuestionadas, pidiéndoles que regresen y ofreciéndoles todo tipo de incentivos para que inviertan. ¿Qué pasó? ¿Se volvieron neoliberales de la noche a la mañana? Lo cierto es que la realidad toca la puerta, las reservas y producción están cuesta abajo en varios países. Hay que tornarse pragmáticos y ése es el derrotero que debemos seguir. Hagamos un poco de historia y de lo que

viene aconteciendo.

La crisis energética en Argentina es el ejemplo más emblemático. De exportador pasó a importador de hidrocarburos en menos de 10 años por falta de inversiones en exploración. Lo anterior afectó muy fuertemente las arcas del Estado. Se pasó por la creación de Enarsa, por los fatídicos arreglos con los hermanos Eskenazi, por la nacionalización de las acciones de Repsol, para finalmente llegar al reciente arreglo con la poderosa multinacional Chevron. Y vendrán otros. ¿Llegó el pragmatismo?

En Venezuela, la producción de petróleo ha venido cayendo y el país con las reservas más grandes de gas natural del planeta, cada vez importa más. Los problemas económicos son serios y tiene hipotecada una parte de su producción de petróleo a China. Recientemente está tratando de dar incentivos y hacer arreglos con empresas chinas y rusas (compañías nacionales del petróleo, NOC's, que en realidad son compañías internacionales del petróleo, IOC's) y algunas otras privadas para atraer inversiones y revertir estas tendencias.

En Brasil, fruto del nacionalismo y euforia por el descubrimiento del Presal, se detuvieron las rondas exploratorias por seis años y se exigió demasiado a Petrobras. Entró el pánico, y por ello este 2013 ya se realizó una ronda exploratoria y todo indica que se realizaran dos rondas adicionales para atraer capital internacional y empresas con respaldo financiero y tecnológico que apuntalen a Petrobras.

En México, que tiene el más profundo nacionalismo de la región, la declinación de

Cantarell llevó a una primera leve reforma energética hace unos cuatro años. La realidad lleva al país azteca a impulsar una nueva reforma, que ahora permitirá incentivar y atraer capitales internacionales y empresas petroleras al área de exploración y producción y complementar a Pemex.

En Ecuador pasa lo mismo, donde después de los cambios de contratos y subir las participaciones al Estado, el país está inmerso en promover áreas y atraer capital internacional para descubrir nuevas reservas y producción. Muy probablemente en breve tendrá que abrir la Iniciativa Yasuní-ITT, que condiciona el mantenimiento de la "zona intangible" decretada en 1998 y donde no se permite la extracción de crudo en un parque nacional.

En Bolivia el gobierno anda en la búsqueda de conceder incentivos a las petroleras internacionales y abrir los parques nacionales protegidos para reponer moléculas y detener caída de producción. La desesperación ha llegado y la realidad toca la puerta.

Bolivia viene recibiendo elevadísimos ingresos de renta hidrocarburífera, fruto de las exportaciones de gas natural y líquidos asociados a Brasil y Argentina. Todas estas exportaciones son de reservas descubiertas hace más de una década atrás y no se ha repuesto ni se está reponiendo moléculas con nueva exploración. Bolivia a partir de este 2015 tendrá un marcado déficit de producción de gas para cumplir con mercados contratados y mercado interno.

Nos alegra que el pragmatismo regrese a la región porque las nostalgias no nos llevan a ninguna parte. ●

*Socio Director de Gas Energy y Drillinginfo. Fue Secretario Ejecutivo de OLADE y ministro de Hidrocarburos de Bolivia.

Atención local, experiencia global

**Relaciones que
crean valor**



pwc

Gracias a PwC logré identificar a tiempo las oportunidades de generación de valor para mi empresa. Con esto, mi compañía siempre estará a la vanguardia.*

Mediante los servicios de auditoría, impuestos, servicios legales y de asesoría de negocios, las compañías del Sector Energía tienen la seguridad de estar con los mejores.

Con los especialistas del Sector de Energía de PwC México tendrá:

- Asesoría integral sobre contratos incentivados
- Servicios de atestiguamiento y de cumplimiento legal, operativo y fiscal
- Implementación de ERP's
- Gobierno Corporativo
- Due Dilligence
- Auditoría de Estados Financieros
- Auditoría interna
- Precios de transferencia

*Encuesta de Satisfacción del Cliente 2012

Contactos:

Guillermo Pineda

Socio Líder de Energía
(55) 5263 6082
guillermo.pineda@mx.pwc.com

Irene Hernández

Socia de Impuestos y Servicios Legales
(55) 5263 8647
irene.hernandez@mx.pwc.com

Héctor Macías

Socio - Gobierno Corporativo
(55) 5263 7093
hector.macias@mx.pwc.com

Mariano Escobedo 573 • Col. Rincón del Bosque • México, D. F. • 5263 6000

Síguenos:



pwc.mx



PwC México



@PwC_Mexico



PwC México



PwCMx



Busca nuestra App para iPad
"PwC México"



Creamos química para que las casas cómodas amen el viento.

Las turbinas de viento fabricadas con soluciones innovadoras de BASF pueden soportar ráfagas de viento de alta velocidad y condiciones climatológicas adversas. Nuestros productos ayudan a que la producción y la instalación de turbinas de viento sean más eficientes, a la vez que duraderas, desde la base hasta la punta de las aspas. De este modo, contribuimos al desarrollo de la energía eólica como una fuente de energía respetuosa con el planeta. Cuando el viento fuerte significa energía limpia, es porque en BASF, creamos química.

www.wecreatechemistry.com

 **BASF**

The Chemical Company