

energía a debate

Una revista escrita por expertos del sector energético

Shale oil & gas

¿Un sueño mexicano también?:

Raúl Manzo, Ramón Basanta y Roberto Carmona

Mejores prácticas y regulación:

Guillermo Pineda y Mariano Ornelas López

Retos de Chicontepec

Edgar Ocampo Téllez

Fuentes no fósiles en el sector eléctrico

Jaime Ramírez Ortiz y Larissa Ramírez López

Servicios en Petróleo y Gas

Administración en Seguridad, Riesgo e Integridad



Desde plataformas de aguas profundas costa-afuera a instalaciones de producción de gas y petróleo costa-adentro, ABS Group te puede ayudar a:

- Completar proyectos de capital en tiempo, dentro del presupuesto y en especificación.
- Supervisar construcción/fabricación a través de múltiples locaciones.
- Administrar la entrega de bienes de múltiples IPC's (Ingeniería, Procura y Construcción).
- Cumplir con las demandas regulatorias en aumento y en continuo desarrollo.
- Minimizar riesgo operacional de varios peligros / amenazas.
- Mejorar confiabilidad en áreas remotas y ambientes de alto riesgo.



Si sus operaciones incluyen ductos, tanques o terminales, ABS Group le puede brindar apoyo a sus necesidades en:

- Dar cumplimiento a Regulaciones y normas "DOT", "OSHA", "EPA" y "DHS".
- Extender la vida útil de Bienes / Activos.
- Mantener la seguridad y confiabilidad a los Bienes / Activos.
- Desarrollo de la competencia del trabajador.

Sin importar en donde se efectúen sus operaciones , nosotros podemos ayudarle a:

- Identificar y administrar los Riesgos a la Seguridad en "Salud, Seguridad y Medio Ambiente"(HSE).
- Cumplir con regulaciones y normas en "Salud, Seguridad y Medio Ambiente" (HSE).
- Reducir interrupciones de producción y pérdida de mercado.

- Optimizar operaciones debido a la presión económica y márgenes apretados.
- Desarrollar estrategias para hacer frente a infraestructuras, equipos desgastados y de la fuerza de trabajo.
- Gestión de cambio organizacional.

ABS Group ofrece una amplia gama de soluciones técnicas para apoyar la seguridad en los activos y de alto rendimiento y operacionales. Trabajamos en diferentes activos en la industria incluyendo marina, petróleo y gas, costa afuera y costa dentro, sector de energía y sector público. Con más de 2,000 profesionales en más de 30 países, ABS Group puede ofrecer soluciones confiables en todo el mundo.

Hamburgo #254-201

Col. Juárez, C.P.06600,México D.F.

Tel. 52 (55)5511 4240 FAX 52(55)55256294

mcinta@eagle.org, cgonzalez@eagle.org

smorales@absconsulting.com, agonzalez@eagle.org.

REYNOSA
agonzalez@eagle.org
01899 920 2642

MINATITLAN
jbalvarez@eagle.org
01922 1505642

VERACRUZ
jorosa@eagle.org
01229 922 5552

CD. DEL CARMEN
jtorga@eagle.org
01938 382 4530

energía a debate

Una revista escrita por expertos del sector energético

Año 9 Edición No.57 julio/agosto 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. 57 julio/agosto 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 en trámite. 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 mayo 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. Se permite la reproducción total o parcial de los contenidos de la publicación bajo previa autorización del editor responsable.

Editorial

Shale oil/gas, eje de la Reforma

Un tema central a resolver en la Reforma Energética es cómo México podrá aprovechar su vasto potencial de hidrocarburos no convencionales en lutitas –shale oil y shale gas– con miras a lograr un elevado incremento de la producción de petróleo y gas, como ya ocurrió en Estados Unidos. Estas explotaciones ofrecen la oportunidad de resolver por completo el déficit nacional de gas natural, impulsar la economía nacional en múltiples sectores y generar muchos empleos muy bien remunerados. Mal manejadas, podrían también causar una terrible devastación social y ambiental.

El shale gas se ha convertido en la principal apuesta para reactivar la producción de gas natural en México. La sustitución de combustóleo y carbón por el gas natural en la industria nacional y en la generación eléctrica ha tenido efectos benéficos en términos de eficiencias térmicas y de reducción de emisiones de contaminantes de diversa índole, incluyendo gases de efecto invernadero. Sin embargo, la caída en la producción de gas natural en México en los últimos tres años ha causado “alertas críticas” y desabasto de gas, provocando que algunas industrias, en particular, la eléctrica, se vean en la necesidad de consumir más combustóleo en vez de gas natural.

En materia de explotación de shales, México querrá emular el éxito de Estados Unidos, donde la producción de gas natural ha crecido en 30% en los últimos seis años y la de petróleo crudo ha repuntado aceleradamente desde 2011. Por lo mismo, se prevé que se legislará una Reforma que permita abrir esta actividad a compañías privadas bajo esquemas que atraigan inversión, conocimientos y tecnologías al país y permitan una explotación ágil y flexible de las vetas de lutitas con base en permisos expedidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Será necesario definir un marco legal y regulatorio, así como un régimen fiscal específico y una estricta normatividad técnica y ambiental para la aplicación de las tecnologías de fracturamiento hidráulico. Esta tarea también corresponderá, en buena parte, a la CNH, en colaboración con otras autoridades, sobre todo la Secretarías de Energía y la de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat), para asegurar la aplicación de las mejores prácticas de la industria. Esas prácticas incluirán el uso de tecnologías REC (reduced emission completion technology) en los pozos. La elaboración y vigilancia de las normas ambientales y de emisiones corresponderá a la Semarnat.

Otra tarea vital será la realización de estudios sobre la disponibilidad de agua para garantizar que no exista desabasto hídrico para la población derivado de la actividad de fracturamiento hidráulico. La escasez de agua en el noreste de México presenta un reto mayúsculo, además de que habrá que asegurar que la inyección de químicos a los pozos no contamine mantos freáticos y cuerpos de agua que abastecen agua potable a la población en general. En fin, un coctel de desafíos geológicos, técnicos y tecnológicos, económicos, ambientales y de escasa infraestructura harán que los comienzos de la explotación de los shales en México sea una tarea nada fácil.

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

La explotación de shales,
¿sueño americano y mexicano?
**RAÚL MANZO, RAMÓN BASANTA Y
ROBERTO CARMONA...**

6

El *shale gas* en México: posible reforma y mejores
prácticas para su regulación.
**GUILLERMO PINEDA Y
MARIANO ORNELAS LÓPEZ....**

15

Un concepto realista de desarrollo
para el sector energía.
**JAVIER ESTRADA ESTRADA, LUIS GERARDO
GUERRERO Y VÍCTOR HUGO CRUZ...**

20

Reforma Energética y empresas de servicio:
experiencias y aprendizajes.
LUIS VIELMA LOBO...

29

Propuesta de un programa de fuentes no fósiles
en el sector eléctrico mexicano.
**JAIME RAMÍREZ ORTIZ Y
LARISSA RAMÍREZ LÓPEZ...**

32

Formando a ingenieros en fuentes renovables.
ALEJANDRO GUZMÁN RODRÍGUEZ...

36

El *status* de la transición energética.
PABLO MULÁS DEL POZO...

41

El potencial eólico nacional, una visión al futuro.
EDGAR ROBERTO SANDOVAL GARCÍA...

45

Reflexiones sobre agua y energía.
**GERARDO R. BAZÁN NAVARRETE
Y GILBERTO ORTIZ MUÑIZ....**

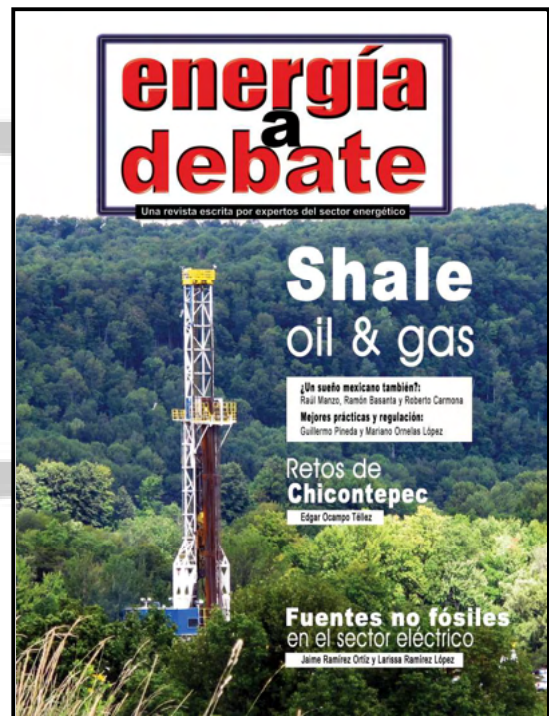
49

Chicontepec: ¿cambiar de estrategia?
EDGAR OCAMPO TÉLLEZ...

54

¿Revertir la declinación?
FERNANDO CHAVARRÍA...

60



Un teorema para la Reforma.
RAMSES PECH...

62

Retorno del intervencionismo estatal.
SERGIO BENITO OSORIO...

64

Actualización de propuestas a las
Reformas Fiscal y Petrolera.
SERGIO A. RAMÍREZ MARTÍNEZ ...

65

Brasil: Combo tres por uno.
ALVARO RÍOS ROCA...

74

los niños **aman** la química

Conseguir que las nuevas generaciones se apasionen por la química es importante para el futuro de la humanidad. Por eso hemos creado "Kids' Lab" en más que 30 países, para que los más pequeños aprendan jugando y experimentando con la química y la ciencia. ¿Niños y tubos de ensayo llevándose bien por primera vez? En BASF, creamos química.
www.basf.com/chemistry



 **BASF**

The Chemical Company

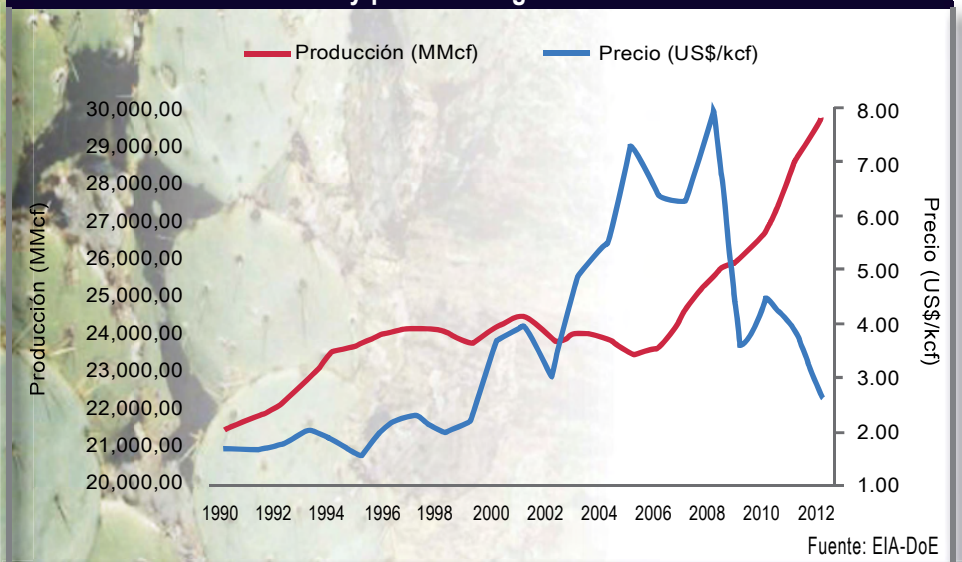
La explotación de shales, ¿sueño americano y mexicano?

La Reforma Energética permitiría intercambiar la tecnología necesaria para la producción de shale oil/gas y fomentaría la integración de las empresas norteamericanas con Pemex.

RAÚL MANZO, RAMÓN BASANTA Y ROBERTO CARMONA*

Los desarrollos tecnológicos de años recientes, pero particularmente de los pasados siete años, han hecho posible explotar las reservas de hidrocarburos concentradas en formaciones con muy baja porosidad y permeabilidad como las hoy ya famosas *tight oil* o *shale oil/gas* o formaciones de lutitas. Estas estructuras geológicas de difícil acceso se han conocido desde el siglo pasado, pero aun cuando se trataron de explotar usando medios convencionales de producción, el resultado no siempre fue alentador. Las formaciones de *tight oil* más conocidas son las de *Bakken*, *Niobrara*, *Barnett* e *Eagle Ford* en Estados Unidos. Existen otras formaciones importantes en Siria y en el Golfo Pérsico, en Rusia, en la parte oeste de Siberia se encuentran las formaciones *Bazhenov* y *Achimov*, también hay *shale oil* en la zona desértica de Australia; la ya famosa formación Vaca Muerta en Argentina;

Gráfica 1. Producción y precios del gas natural en Estados Unidos



*Raul Manzo es oil specialist en Statoil y ex Subdirector de Análisis de Crudo de Pemex Internacional (PMI); Ramón Basanta es ex Subgerente de Análisis de Crudo de PMI y hoy trabaja para Solar Turbines and Power Generation en México; Roberto Carmona trabaja para Statoil como crude oil originator, fue analista de PMI y formó parte del grupo de investigadores del Oxford Institute for Energy Studies. Este artículo refleja la opinión exclusivamente de los autores, no de las empresas donde laboran.

Chicontepec y la continuación de *Eagle Ford* en el norte de México en las cuencas de Burgos y Sabinas.

Ante la caída de la producción de gas en Estados Unidos durante los años setenta, el gobierno inició investigaciones destinadas a explotar el recurso concentrado en formaciones geológicas tipo *shale*. Los resultados conllevaron al desarrollo de la perforación horizontal y teledirigida, en combinación con la fractura hidráulica de las formaciones rocosas, así como avances en la tecnología de imágenes micro-sísmicas. El conjunto de toda esta tecnología llegó a su culminación en 1991 con el primer pozo comercial en la formación de Barnett ubicada en el norte de Texas. Estas tecnologías se adaptaron a la decreciente producción de gas.

La reducción de la producción llevó a Estados Unidos a prepararse para importar grandes cantidades de gas –situación similar a la que hoy vivimos en México–. Como referencia, en 1990, el gas no convencional de estas formaciones sólo representaba el 1% de la producción total; hoy el porcentaje representa más del 40%, y se espera siga incrementándose en el futuro. Este desarrollo en gas contribuyó con el espectacular incremento de la producción y evitó la necesidad de importaciones masivas, reactivando las economías de la refinación, de la industria petroquímica y la sustitución del uso de carbón contaminante por gas natural. La cada vez más abundante oferta de insumo energético a precios bajos para el consumidor final favoreció la rápida salida de la crisis económica de inicios de los noventa seguido por el periodo de expansión económica más

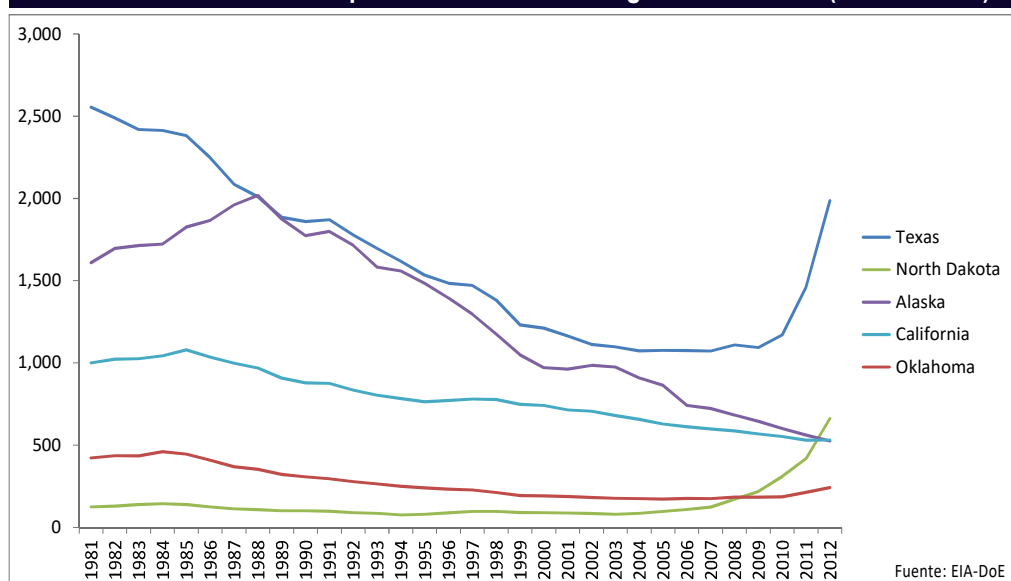
largo de historia reciente, con 120 meses de crecimiento económico continuo (Gráfica 1).

La mayor eficiencia de la tecnología permitió extraer cada vez mayores volúmenes de gas de macroformaciones localizadas en Nueva York y Pensilvania, conocidas como *Marcellus* y *Utica*, así como *Eagle Ford* en Texas, provocando un exceso de oferta de gas en Estados Unidos y el correspondiente colapso de cotizaciones (Gráfica 1). Este fenómeno ocasionó que a partir de 2009 muchos desarrollos se concentraran en extraer el máximo volumen de líquidos, buscando minimizar la producción de gas. Ello derivó en el espectacular desarrollo y producción de crudos súper ligeros o condensados en estas formaciones (Gráfica 2). Con esta nueva ola de producción, la dependencia energética de los Estados Unidos ha disminuido en años recientes. Solamente en petróleo crudo la dependencia energética se ha reducido de casi 70% en 2006 a 57% en 2012, con las importaciones de crudo más bajas en 15 años y 25% inferiores a las importaciones récord registradas en 2005. En marzo de este año, las importaciones fueron apenas 340,000 de barriles diarios (b/d) superiores a la producción de petróleo crudo que registró 7,120,000 b/d, el mayor nivel en 20 años.

Los datos de la *Energy Information Administration* del Departamento de Energía de los Estados Unidos (EIA-DoE) indican que hacia finales del 2012, la producción de petróleo crudo de los EEUU sobrepasó los 7 millones de barriles diarios (b/d), el volumen más alto en 20 años. De hecho, la producción total de hidrocarburos

en 2012 que registró EEUU fue de poco más de 11 millones de b/d, situándose así como el segundo productor más importante del mundo, solamente detrás de Arabia Saudita. La producción entre 2011 y 2012 aumentó en 813,000 b/d, el mayor incremento registrado desde 1920 y seguramente también el incremento anual más importante desde 1859, cuando inició la producción comercial de petróleo en ese país. La EIA-DoE estima que la producción total de petróleo crudo de Estados Unidos aumentará 815,000 b/d este año y se situará en 7.5 millones de b/d y en casi 8 millones b/d para el 2014. La mayor contribución en

Gráfica 2. Producción de petróleo en diversas regiones de EEUU (miles de b/d)



años recientes a la producción y a la producción esperada, provino y provendrá de las formaciones de shale de Dakota del Norte, particularmente de *Bakken*, y de Texas, en especial de *Eagle Ford*, *Permian* y *Barnett*.

La producción de petróleo convencional en Dakota del Norte no es nueva, se cuentan con registros que datan de 1951. Ya en 1980 la producción de ese estado había rebasado los 100,000 b/d, pero se redujo a 80,000 b/d en 2003, cifra alrededor de la cual se mantuvo durante algunos años más. La mayor producción de *tight oil* tanto en Dakota del Norte como en Texas responde al uso de mejoras tecnológicas destacando la perforación horizontal con alcance lateral de más de 3 kilómetros, en conjunto con fracturación hidráulica en múltiples pozos, lo que origina elevadas tasas de producción inicial. Los adelantos tecnológicos, junto con el incentivo de los altos precios internacionales del petróleo, generaron condiciones ideales para conseguir uno de los aumentos de producción de petróleo más espectaculares que se hayan registrado en la industria.

En 2006, cuando se implementaron los cambios tecnológicos, la producción promedió 109,000 b/d, un aumento de 36%. El incremento en volumen diario promedio producido entre 2003 y 2012 fue de 724% llegando el año pasado a promediar 664,000 b/d. El caso es muy similar para Texas, donde la formación de *shale oil* en *Eagle Ford* trajo un muy importante incremento para ese estado, que contribuye en mayor medida a la producción con 30% del total del país. La producción de Texas aumentó 85% entre 2007 y 2012 ubicándose actualmente en casi dos millones de b/d. Dakota del Norte y Texas contribuyen con el 40% de la producción de petróleo de Estados Unidos. Como se puede apreciar en la Gráfica 2, la producción de Dakota del Norte rebasó a la de Oklahoma en 2008 y desde el año pasado ya es superior a la de California y Alaska, que desde los años ochenta se encuentran en franca declinación.

La pregunta obvia que surge al ver la Gráfica 2 es: ¿Qué tan factible es mantener la tendencia exponencial de producción de Dakota del Norte y de Texas? Una respuesta profunda a esta pregunta queda fuera de la intención de este ensayo. Sin embargo, es un hecho que no es factible que se mantengan indefinidamente las recientes tasas exponenciales de crecimiento en la producción. La producción de *shale oil* es muy compleja, es intensiva en capital, tecnología y requiere de muchas actividades de perforación.

La producción por pozo es relativamente baja y las tasas de declinación son en cambio altas, consecuentemente es necesario llevar a cabo varias perforaciones para mantener la producción, así como la inversión continua en capital. Además, las áreas de alta pro-



ductividad y con mayor contenido de hidrocarburos o *“sweet spots”* ya han sido explotadas, por lo que las actividades de perforación y producción deberán enfocarse en áreas menos productivas, lo cual requerirá de más pozos, por lo tanto mayores costos y menor volumen inicial producido, afectando a su vez los flujos de efectivo de los proyectos, particularmente si la logística de transporte no mejora el diferencial de precios entre el crudo de Dakota del Norte y el WTI. No obstante, es un hecho que la producción no convencional ha llegado para quedarse y el volumen total de producción, si bien a tasas más moderadas, seguirá en aumento gracias particularmente a los continuados avances tecnológicos.

Más allá de la escalada de costos y recursos disponibles para más que duplicar el número actual de pozos para mantener los niveles de producción, existe el problema de cómo transportar la creciente producción de crudo ligero a las zonas más adecuadas

para su refinación. Los oleoductos no son suficientes para transportar el crudo, la alternativa ha sido el transporte en tren, pero tampoco es una solución ni eficiente, ni suficiente para el nivel de producción actual y ni tampoco para la esperada. La aglutinación de producción ha ocasionado un importante deterioro en los precios del crudo de Dakota del Norte, lo cual afecta a los ingresos de ese estado, así como a los productores e inversionistas en detrimento de futuras inversiones. Es importante destacar que este efecto se ha acentuado debido a que Estados Unidos no puede exportar su crudo, sólo salvo bajo condiciones especiales. Sin embargo, existe la posibilidad real de ampliar oleoductos e interconectar la producción con México y Canadá (en el caso de este último ya se han visto incrementos en las exportaciones, en particular a las refinerías de Quebec y San John en Canadá).

Oportunidades para México y Estados Unidos

Shale oil

Gracias a estos desarrollos tecnológicos, Estados Unidos está recibiendo un apoyo importantísimo para su industria dentro de un entorno económico muy adverso, pues el abundante y barato insumo energético ha permitido una importante reducción de sus costos fijos para su industria. El mayor volumen de petróleo crudo ligero producido domésticamente contribuye a la muy necesaria reducción del déficit comercial del país, pues los requerimientos de importación de crudos ligeros, que generalmente son los más caros en el mercado internacional, han ido disminuyendo y se espera que a finales del 2013 este país prácticamente deje de importar grados ligeros. La Agencia Internacional de Energía (AIE) estima que en 2020 Estados Unidos será el mayor productor de petróleo del mundo. BP prevé que Estados Unidos podría ser energéticamente autosuficiente en el año 2030.

El paradigmático desarrollo norteamericano abre oportunidades para el súper depósito de hidrocarburos existente en Chicontepec, cuyo potencial se estima en 139 mil millones de barriles, pero con hasta ahora muy bajas tasas de recuperación. El mayor yacimiento petrolero mexicano en la historia ha sido Cantarell, con una reserva original de 36 mil millones de barriles. Chicontepec tiene un potencial de casi 4 veces Cantarell. Sin embargo, Pemex estima que con los actuales recursos económicos y tecnológicos, de Chicontepec solamente se podrían producir 18 mil millones de petróleo y gas en los próximos 30 años. Por lo tanto, la experiencia de Eagle Ford y Dakota del Norte puede



ser instructiva para el óptimo desarrollo de Chicontepec y para los recursos prospectivos de formaciones no convencionales de México (*shales*), estimados por Pemex en al menos 60.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalentes de formaciones no convencionales.

México cuenta con la cercanía suficiente para tener mayor acceso a la tecnología y a las experiencias que permitieron desarrollar los campos no convencionales de Estados Unidos. México también cuenta con posibilidades de integrarse energéticamente, particularmente en el norte del país donde se encuentra el grueso de la industria mexicana, así como buena parte de las reservas no convencionales. A fin de que ambos países optimicen sus recursos podría haber un intercambio de crudo pesado mexicano por condesado o crudo ligero estadounidense, aprovechando que este último país es deficitario en crudo pesado, pero superavitario en

crudo ligero. Los crudos ligeros importados permitirían optimizar el rendimiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR) y al mismo tiempo liberar volúmenes de crudo pesado para exportación, en donde Pemex ya cuenta con importantes nichos de mercado en prácticamente todo el mundo que permiten obtener un mejor valor por el crudo pesado. Las grandes inversiones en refinación anunciadas en México, como es el caso de la nueva refinería de Tula estimada en 12 mil millones de dólares, perderían relevancia con la integración energética, pues con pequeñas modificaciones en la dieta del SNR se podría maximizar la producción de gasolina mediante el uso de *shale oil*. Al mismo tiempo, el uso de gas más barato reduciría considerablemente los costos de operación del SNR, al igual que sucedió con las refinерías norteamericanas.

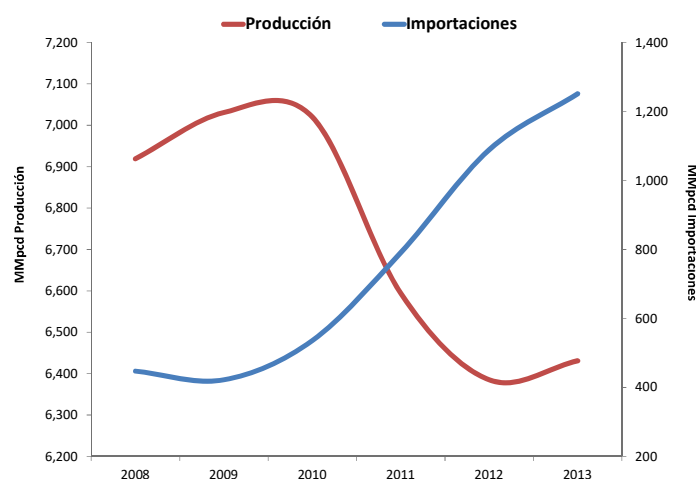
En México no existen limitantes legales o regulatorias a la importación de petróleo crudo; de hecho, antes de la bonanza de Cantarell, México importó petróleo crudo. El permitir exportaciones de shale oil de Estados Unidos a México contribuiría a equilibrar la oferta local. Como consecuencia del exceso de oferta de crudo ligero en la zona centro de los Estados Unidos, desde el 2009 el precio del crudo marcador norteamericano *West Texas Intermediate* (WTI) se ha ubicado por debajo del marcador internacional Brent, cuando normalmente se observaba un premio superior a 1.50 dólares por barril (US\$/b). La distorsión de precios se ha tornado verdaderamente dramática. En septiembre de 2011 el WTI llegó a descontarse en casi 30 US\$/b respecto al Brent, en 2012 el descuento promedio se situó en 17.60 US\$/b, de hecho, mientras el Brent promedió más de 110 US\$/b en 2011 y 2012, el WTI no consiguió llegar a los 95 US\$/b. El caso es todavía más llamativo para la nueva producción y el crudo local que se descuenta a su vez respecto al WTI. A inicios del año pasado, debido a la creciente producción y a la falta de infraestructura de transporte, el crudo de Bakken se llegó a descontar en hasta 28 US\$/b respecto al WTI.

Mayores precios locales en Estados Unidos permitirían un más estable y confiable desarrollo futuro de la producción y se generarían mayores ingresos por exportaciones, necesarios para reducir el abultado déficit del país. México y Estados Unidos aquí tienen una buena oportunidad comercial que podría abrir avenidas que permitan el intercambio energético estratégico, incluso antes de que se permitan abiertamente las exportaciones de crudo ligero de Estados Unidos, como ya Canadá lo está haciendo mediante permisos especiales y de tratados comerciales bilaterales para importar crudo ligero no convencional de Estados Unidos.

Shale gas

Hay dos aspectos vitales para el desarrollo de gas y petróleo a partir del *shale*. El primero de ellos consiste en intercambiar la tecnología necesaria para su producción y, el segundo, en fomentar la integración de las empresas norteamericanas con PEMEX. Ambos aspectos están interrelacionados y solo serán factibles si hay modificaciones legales mediante la Reforma Energética. Una ley orgánica de hidrocarburos debería permitir a las empresas extranjeras invertir en México bajo un esquema en el cual el socio comercial pueda explotar el recurso, este

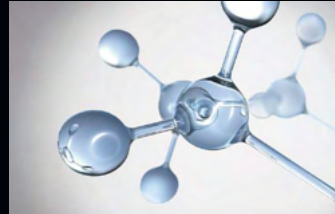
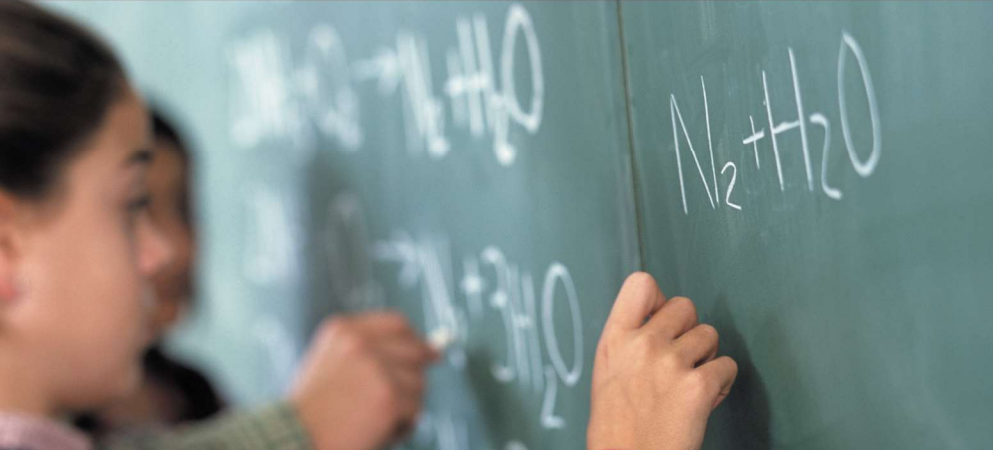
Gráfica 3. Producción e importaciones de gas natural



Fuente: Pemex, Indicadores Petroleros.

recurso pueda quedar en manos del inversionista para su venta y distribución exclusiva en México, o para su venta directa a PEMEX en el punto de extracción. La clave del éxito de este esquema consiste en definir una estructura de regalías adecuada, así como el sistema impositivo justo para el inversionista y para el gobierno mexicano. El recurso podría comercializarse en el mercado interno a un precio regulado o pasar a PEMEX mediante un precio de transferencia. Esto permitiría atraer tecnología e inversión al país, así como la creación de infraestructura interna necesaria para la distribución de gas.

Además de Estados Unidos, se podría incluir a Canadá en una estrategia integral, relacionando petróleo, gas, condensados y productos terminados, así como tecnologías renovables, eficiencia energética, transferencia tecnológica, programas de educación



Antes de que descubran las soluciones del mañana, nuestros niños tienen que descubrir las ciencias y las matemáticas

El buen desempeño en ciencias y matemáticas es determinante en la capacidad de México para resolver los desafíos de todos los sectores de la economía, desde la medicina a la infraestructura, y de la agricultura a la energía, entre otros.

Es por ello que ExxonMobil lanzó la Iniciativa para el Fomento de las Ciencias y las Matemáticas en México, la cual a través de programas como la **Beca ExxonMobil para la Investigación** en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), apoya la formación de ingenieros, geólogos y científicos que contribuyan al desarrollo nacional.

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.™

relacionados con temas de energía, intercambio profesional, programas de investigación y desarrollo energético, etc. Estos desarrollos contribuirían a la creación de empleo, a la reducción de dependencia energética y a la absorción de nuevas tecnologías en tiempos relativamente cortos. Al mismo tiempo, los recursos generados podrían ser empleados en el desarrollo de otros prospectos energéticos como aguas profundas, pero en menor tiempo en estructuras geológicas complicadas como las de Chicontepec y en la zona norte del país en lo que es la continuación de Eagle Ford al sur de Texas. Estos desarrollos serían fundamentales para hacer frente a la creciente demanda de gas y donde las infraestructuras de importación de gas barato norteamericano son todavía insuficientes.

Se abre también la oportunidad para que México elimine el uso de combustóleo altamente contaminante al sustituirlo por gas natural a precios competitivos. Ello incrementaría la estabilidad y eficiencia en la generación eléctrica, disminuiría los precios al consumidor final, incluyendo los de la industria nacional y reduciría emisiones contaminantes. Al igual que en Estados Unidos, se abrirían oportunidades para la inversión en la obsoleta y descuidada petroquímica mexicana, que además está situada en una excelente ubicación geográfica para aprovechar tanto la producción nacional de gas como de importaciones provenientes del sur de Texas.

Debido a la estrategia de gasificación tomado por el gobierno mexicano, la demanda de gas natural ha ido en aumento desde la década de los noventa. La producción nacional consiguió mantener tasas crecientes de producción para hacer frente a la mayor demanda nacional, pero sólo de manera temporal. Desde hace casi diez años el ritmo de crecimiento de la producción de gas nacional dejó de ser suficiente para abastecer la creciente demanda doméstica. Existe un problema estructural en México respecto al consumo de gas. La actual demanda implícita de México de gas natural es de más de 7,500 millones de pies cúbicos por día (MMpcd) y la tendencia se puede esperar siga al alza. De acuerdo con la Secretaría de Energía, para el 2027 el país deberá conseguir un 70% de gasificación para la generación eléctrica.

Para compensar el déficit en el suministro de gas, México ha recurrido a importaciones, particularmente estadounidenses. Como se observa en la gráfica 3, de 2009 a la fecha las importaciones totales de gas natural han aumentado casi un 200%, situándose 1,251.4 millones de MMpcd en lo que va

de 2013, un 16% de la demanda aparente del país, cuando en 2009 se importaba sólo el 6%. En cambio, en el mismo periodo la producción nacional total de gas natural se ha reducido en 9%, ubicándose en 6,431 MMpcd. Actualmente el bajo precio del gas en Estados Unidos constituye una “buena excusa” para postergar las inversiones en la producción no convencional en el país. Sin embargo, ésta es una situación coyuntural de la que México no debe depender para basar sus decisiones estratégicas de mediano y largo plazo.

Recientemente se dio a conocer que la CFE importará cargamentos de gas natural licuado, vía intermediarios como Trafigura y B. En el caso de Trafigura, pagará un premio de 1.26 dólares por millón de BTU por encima del precio asiático de referencia en algunos de los envíos. Actualmente el precio del gas en Asia es de más de 14 dólares por millón de BTU, mientras que el precio de las importaciones de gas natural estadounidense vía gasoductos a México ronda los 3.60 dólares por millón de BTU.

Los incentivos económicos sugieren que además Estados Unidos seguirá diversificando su mercado de exportación fuera de México y Canadá. La incursión en *shale gas* o lutitas es fundamental para el desarrollo del conjunto de hidrocarburos del país, especialmente porque México cuenta con buenos prospectos. Pemex estima recursos prospectivos de gas lutitas de 150 a 459 mil millones de pies cúbicos (MMMpc), que representan entre 3 a 7 veces las reservas 3P convencionales de gas de México. De acuerdo con un primer estudio de la AIE, los recursos de gas lutita en México podrían alcanzar 681 MMMpc.

Conclusiones

La combinación de menor producción convencional de petróleo crudo y gas natural en México, al tiempo que la demanda interna va en aumento, constituye un poderoso incentivo para desarrollar el potencial energético no convencional del país, particularmente en Burgos, que es la continuación de Eagle Ford en Texas, así como los recursos de Chicontepec y eventualmente aguas profundas. Los recursos de hidrocarburos del país son abundantes a nivel internacional. La AIE-DoE sitúa a México como la séptima posición mundial en reservas recuperables de *shale oil* y en sexto lugar en las de gas.

El exitoso caso de Estados Unidos abre oportunidades únicas para el desarrollo de los recursos no convencionales

de México, pudiéndose aprovechar experiencia, tecnología, así como sinergias de intercambio y comercio estratégico de hidrocarburos entre ambas naciones.

Los beneficios de concretar las oportunidades de desarrollo energético nacional serían importantes para el país. Se contribuiría a la competitividad de la industria del país al brindar una oferta energética más abundante y limpia, redundando en generación más eficiente y menos contaminante de electricidad. El SNR podría contar con opciones para optimizar su dieta y con ello aumentar el rendimiento de la producción de destilados ligeros, mitigando las necesidades de importación de gasolinas y diésel para abastecer la creciente demanda de estos productos. Se podría estructurar una integración estratégica que permita

potenciar desde temas educativos y formativos, de intercambio y desarrollo tecnológico, así como de mayor movilidad de flujos de hidrocarburos.

México se encuentra ante una importante coyuntura tanto energética como política. El cambio estructural más importante de los últimos 20 años en el mercado energético mundial está sucediendo a escasos metros de la frontera norte de México. Esta parece ser una buena coyuntura para que el sector privado se involucre en la producción de gas no convencional. Pemex ni tiene el presupuesto para ello, ni es su nicho de actividad prioritaria, como sí lo es la producción de petróleo crudo donde los márgenes de costos de producción y precios internacionales son muy positivos, no así en el muy competitivo terreno del gas. ●



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.cbmex.com.mx

Impartición de cursos mensuales



ASOCIACIÓN
MEXICANA
DE GAS
NATURAL,
A.C.

“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.

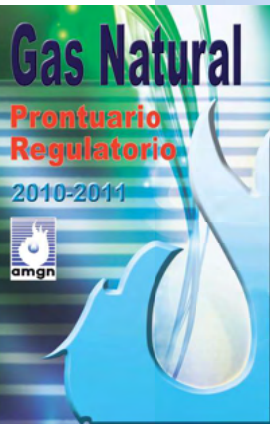
“Protección catódica Nivel II”

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

El *shale gas* en México: posible reforma y mejores prácticas para su regulación

Las mejores prácticas regulatorias en Estados Unidos pueden ser la base para definir las reglas más adecuadas para México.

GUILLERMO PINEDA Y MARIANO ORNELAS LÓPEZ*

El avance de las técnicas de explotación para el gas de lutitas o *shale gas* –fractura hidráulica, perforación horizontal e imagen sísmica– ha generado un crecimiento importante en la exploración y producción de este recurso no convencional alrededor del mundo. Además, los altos precios del crudo han mejorado los valores económicos de los campos de gas que contienen líquidos (crudo, condensados y otros líquidos) en cantidades importantes.

Actualmente, Estados Unidos es el productor líder de *shale gas*, pero el recurso es global. En 2011, la Agencia de Información Energética de Estados Unidos (EIA) presentó un estudio sobre los potenciales recursos de *shale gas* a nivel mundial, evaluando 48 cuencas en 32 países.⁽¹⁾ De acuerdo con sus resultados, México podría contar con vastas reservas de *shale gas* pudiendo cambiar el papel del país de importador neto a exportador.⁽²⁾ PEMEX ha realizado estudios llegando a reservas probables muy amplias, aunque no tan grandes como las estimadas por EIA.⁽³⁾

México importa el 30% de su suministro total de gas natural, proveniente en su mayoría de los Estados Unidos. Por su parte, el consumo de gas natural en el país ha aumentado constantemente, impulsado por el crecimiento del sector eléctrico, conformado en su parque de generación por un porcentaje muy alto de plantas de ciclo combinado, consumidoras de gas. En el es-

cenario inercial, esta tendencia continúa impulsada tanto por la falta de incentivos para PEMEX para invertir en la producción de gas, prefiriendo producir crudo para aportar más al erario federal, como por el aumento de la demanda del sector eléctrico.

El marco legal prohíbe la inversión de capital privado en la extracción de petróleo y gas, con una excepción marginal en materia de gas asociado a los yacimientos de carbón (gas grisú). El esquema actual genera los incentivos para que PEMEX prefiera extraer y producir petróleo en lugar de gas, debido a los altos precios del primero.

Estados Unidos ha sido el líder de la producción de *shale gas* y ha tenido que hacer frente a preocupaciones ambientales y sociales. En su búsqueda por definir la política pública de los recursos no convencionales de gas, México podría aprender de las experiencias regulatorias de Estados Unidos, tanto de su sistema federal como del estatal, pudiendo replicar las buenas prácticas que han aplicado en materia de consumo y contaminación del agua, químicos usados en el proceso así como la revelación de su composición, emisiones de contaminantes, protección del hábitat

⁽¹⁾ U.S. ENERGY INFO. ADMIN., World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 regions outside the United States, (Abril 2011).

⁽²⁾ Id., pág.: 4.

⁽³⁾ Luis Ramos (representante de PEMEX PEP), Presentación sobre Shale Gas, E&P MAGAZINE (Aug. 26, 2011), disponible en www.epmag.com/Exploration/Mexico-Aims-Tap-Worlds-Fourth-Largest-Shale-Gas-Reserves_87574 (última visita 10 de abril de 2013).

* Guillermo Pineda es Socio líder de la Industria de Energía de PwC México (guillermo.pineda@mx.pwc.com). Mariano Ornelas López es abogado y tiene el grado de LL.M. en Energía y Medio Ambiente por la Universidad de Houston.

y de las especies en peligro de extinción, construcción y estructura del pozo, sismicidad e información a la ciudadanía. El cuadro siguiente, presenta por tema la mejor práctica regulatoria inicialmente encontrada en Estados Unidos y en el Reino Unido. Esta aproximación podría ayudar a definir la práctica regulatoria más adecuada para México.

Por su parte, un tema de gran relevancia para México es el consumo del agua. El país ha padecido de sequías prolongadas en ciertas zonas. Por ello, la explotación del *shale gas* a través de la perforación horizontal y la fractura hidráulica presenta retos a

fin de equilibrar los intereses tanto de la protección de los mantos acuíferos, como la explotación de los hidrocarburos.

Con estos antecedentes, México enfrenta una paradoja: importa gas natural cuando podría ser uno de los mayores productores de gas a nivel mundial.

Una alternativa sobre este tema, como parte de la Reforma al sector, podría ser crear un régimen específico para los campos de *shale gas* no asociados, permitiendo la participación privada en colaboración con PEMEX o con otra empresa estatal que el gobierno mexicano decida, con el fin de acceder a la experiencia y tecnología de

los operadores. Esto requeriría reformar el marco legal. La modificación puede incluir una reforma constitucional o, utilizando el ejemplo de la gas asociado a los yacimientos de carbón (gas grisú), sólo reformar las leyes secundarias, interpretando que el *shale gas* es un gas no convencional diferente al convencional.

Tanto la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 y la mayoría de los expertos como directivos de PEMEX coinciden en que es necesario un régimen específico para promover el *shale gas*.⁽⁷⁾ Este enfoque regulatorio específico y diferenciado entre hidrocarburos ha sido utilizado por Brasil

TEMA	MEJOR PRÁCTICA	FUENTE
Uso del agua, contaminación y el flujo de regreso	(1) Almacenamiento de agua (permiso federal), (2) Uso del agua, incluyendo la adición de productos químicos (si se utiliza diesel se necesita permiso federal), y (3) Tratamiento de agua y su reutilización, reciclado o eliminación (las descargas directas están sujetas a permiso federal y las indirectas al cumplimiento de regulaciones de pre-tratamiento. En este tema, una sugerencia es seguir el "principio reposición de agua" y las estrategias de conservación de la calidad del agua. ⁽⁴⁾	Regulación federal de Estados Unidos y las mejores prácticas de la industria.
Revelación pública de la composición química.	Deber legal para el operador de revelar al público en el sitio web FracFocus de la composición química utilizada mediante un formulario dentro de los 60 días después de la fractura hidráulica. No se requiere revelar productos químicos no divulgados por el proveedor u operador ni las sustancias químicas no añadidas intencionalmente para la fractura hidráulica. Se acepta como regla la protección del secreto industrial, pero el operador tiene que revelar familia química o una descripción similar. Además, la regulación permite excepciones por emergencia médica o por derrames, previa declaración de confidencialidad por parte del médico o usuario.	Ley 13 de Pennsylvania.
Emisiones	Los operadores deben cumplir con estándares federales de emisiones para pozos para extracción de gas natural que están fracturados hidráulicamente. Los operadores deberán controlar sus emisiones de compuestos orgánicos volátiles de los pozos de gas, compresores centrífugos, compresores de pistón, controladores neumáticos, y los vasos de almacenamiento, mediante el proceso de captura conocido como "terminación verde o ecológica". ⁽⁶⁾	Regulación federal de Estados Unidos (estándares de EPA).
Hábitat y especies	Cumplimiento de la legislación federal que protege las especies enlistadas como en peligro de extinción.	Regulación federal.
Integridad del pozo	Las regulaciones de Pennsylvania establecen unas guías detalladas para la construcción del pozo, su revestimiento, puesta de cemento y equipos para prevenir que se reviente el pozo.	Ley 13 y Capítulo 78 del Código de Pennsylvania.
Sismicidad (inyección subterránea).	Reglas del Reino Unido: Es obligación del operador (1) revisar la información disponible sobre las "fallas geológicas" en el área del pozo para confirmar que éstos no están perforando en, o cerca de, las fallas existentes, (2) estudiar los antecedentes de sismicidad de la zona, (3) monitorear la sismicidad por un período de varias semanas antes de las operaciones fracking para contar con una línea base para comparar, (4) monitorear la actividad sísmica en "tiempo real" y operar un protocolo de advertencia ("semáforos"). Reglas del estado de Ohio: (1) Limitar la profundidad de la perforación de inyección, (2) desarrollar un conjunto de datos geológicos detallados para los nuevos pozos de clase II (de inyección subterránea), (3) implementar revisión adicional de los datos geológicos antes de aprobar un permiso, (4) requerir "transpondedores electrónicos" para monitorear los fluidos de los pozos de inyección, y (5) solicitar un sistema de cierre automático si las presiones de inyección exceden los límites estatales.	Reglas del Reino Unido y la orden ejecutiva del estado de Ohio, Estados Unidos.
Litigio.	Oportunidad de presentar colectivas (la razón detrás es que para un individuo es costoso llevar el juicio y probar la causa).	Aceptado por las cortes de Ohio. ⁽⁶⁾
Percepción pública e información.	Oficina federal especializada en atender los asuntos relacionados con el gas shale, en particular brindar a los ciudadanos información sobre el tema y explicar a las comunidades los beneficios (U.K. Department of Energy and Climate Change, new Office of Unconventional Gas and Oil).	Reino Unido.
Comentario final: El 16 de mayo de 2013, la Oficina de Administración de Tierras (BLM por sus siglas en inglés) del Departamento del Interior de Estados Unidos expidió una propuesta para regular las actividades de fracturación hidráulica para las actividades en tierras federales que administra BLM. Esta propuesta está sujeta a comentarios del público y todavía no es vinculante. No obstante, demuestra la posición del Gobierno Federal de Estados Unidos y puede ser un documento fuente para regular el shale gas en México.		

para sus nuevos descubrimientos denominados "pre-sal", implementado contratos de producción compartida y manteniendo las anteriores concesiones para las zonas no definidas como "pre-sal".

Por último, además de las modificaciones del marco legal de hidrocarburos, la Reforma para el *shale gas* debería incluir: (1) la creación de un régimen fiscal específico; (2) regulación enfocada tanto en materia ambiental, el uso del agua en el proceso, como en seguridad operativa; (3) fortalecimiento de las autoridades regulatorias, y (4) promoción de la inversión de infraestructura de transporte de gas, con el fin de evitar cuellos de botella. ●

⁽⁴⁾ Estrategias de conservación de la calidad del agua: Los operadores deben (1) evaluar los efectos ambientales totales en la vida por la extracción planificada del agua en las vías fluviales, (2) evaluar el riesgo en el sitio de contaminación de las

aguas subterráneas en la etapa de diseño, teniendo en cuenta la geología local y los estudios base, (3) localizar los sitios de los pozos y otras instalaciones fuera de los cuerpos de agua, en la medida de lo razonablemente posible, (4) prevenir la pérdida de agua y la erosión del sitio mediante barreras apropiadas y recubrimiento del suelo (por ejemplo, concreto durante las operaciones, la vegetación después de las operaciones), (5) implementar las medidas adecuadas para garantizar la integridad del pozo, (6) proporcionar tanques de almacenamiento con dispositivos de contención secundaria para recolectar posibles fugas, (7) recolectar los fluidos de regreso en tanques cerrados equipados con protecciones para prevenir desbordamientos, (8) implementar el monitoreo continuo de las operaciones de transferencia de fluidos y recargas, (9) prepararse para las emergencias e implementar respuestas adecuadas en el caso de los accidentes, y (10) monitorear la calidad del agua durante y después de las operaciones. Véase, DNV, Risk Management of Shale Gas Developments and Operations (Enero 2013) páginas 23-24, disponible en <http://www.dnv.com>

⁽⁵⁾ Véase EPA, New Source Performance Standards and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants Reviews, 40 CFR Parts 60 and 63, Federal Register.

⁽⁶⁾ El marco jurídico mexicano acepta la figura de acción colec-

tiva para juicios ambientales, promovida por un ciudadano o por la PROFEPA (artículo 202 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente).

⁽⁷⁾ Véase (1) *Estrategia Nacional de Energía 2013-2027*, pág.: 50; (2) Luis Carriles, *Pide Pemex régimen especial para shale gas (entrevista al Director General de PEMEX PEP)*, EL UNIVERSAL, (5 de abril de 2013) disponible en <http://www.eluniversal.com.mx/finanzas/101630.html> (último acceso 22 de abril de 2013). (3) También expertos discutiendo el tema en la revista MEXICO OIL AND GAS REVIEW, disponible en <http://www.mexicoilandgasreview.com/mogronline/index.html> como: (i) Guillermo Pineda, *Why Shale Gas has become a hot topic*, pág. 299 (explicando que el shale gas deberá de ser tratado separado de la exploración y producción de petróleo y gas convencional porque son dos recursos con diferentes grados de madurez, proceso de producción, costos de extracción y precios de venta); (ii) Alma Porres Luna, *From Shale gas resources to shale gas reserves*, pág. 297 (explicando que la producción de shale gas debería dejarse a empresas privadas ya que no es rentable para PEMEX debido a sus costos administrativos); (iii) Entrevista a Fernando Carrillo, Presidente de FEMACA, pág. 301 (sugiriendo la posibilidad de producir shale gas a través de la figura de concesión minera).

Ideas de vanguardia. Construyendo nuevos paradigmas de negocios en la industria petrolera y de infraestructura

Ainda es una firma de consultoría formada por un equipo de profesionales con amplia experiencia en el diseño e implantación de estrategias de negocio, crecimiento, políticas públicas y cambios organizacionales.

En **Ainda** trabajamos con la alta dirección de empresas y organismos públicos para incrementar el valor que generen sus organizaciones y para asegurar el éxito de la instrumentación de las mismas.

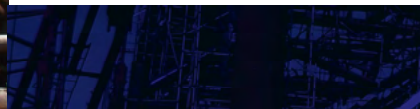


Varsovia 38, piso 4
Col. Juárez
Delegación Cuauhtémoc
México, D.F. C.P. 06600
Tel: +52 (55) 5202 - 7690



GRUPO
EVYA
S.A. DE C.V.

**Expertos en construcción,
rehabilitación y
mantenimiento de
infraestructura petrolera**





Servicios

- Obra civil
- Electromecánica
- Construcción de plataformas
- Complejos habitacionales
- Ductos
- Mantenimiento y rehabilitación de instalaciones en tierra y costafuera

Muelle de Carga

- Un muelle construido con una losa de piso a la cota de +2.50 y un Nivel de dragado de -7.5 m al Nivel de Bajamar.
- 15 defensas de hule tipo VHL 1500 con capacidad de 56 ton cada una al empuje.
- 14 bitas de acero fundido con capacidad de 50 toneladas al jalón cada una.

Características

- 300 m de frente de agua 7.5 m de calado a nivel de bajamar
- 14 hectáreas disponibles
- 154 m de ancho de canal y 600 m de largo de canal
- Energía eléctrica, 220-440 Volts
- Vialidades Internas
- Capacidad de Carga del terreno, 25 ton/m²
- Bascula con capacidad de 180 ton
- Maquinaria, equipos y procedimientos.
- Certificados

Infraestructura

- Área de fabricación.
- Área de limpieza con arena.
- Área de pintura.
- Área de prefabricados.
- Área de producto terminado.
- Edificio administrativo 1350m²
- Almacén general
- Taller electromecánico
- Almacén de residuos peligrosos.

GRUPO EVYA S.A. de C.V., es una empresa 100% Mexicana, establecida en el año de 1991 en Ciudad del Carmen, Campeche, desde su fundación se ha dedicado a proporcionar servicios de diseño, ingeniería, rehabilitación y construcción de obras a la Industria del Petróleo, así como mantenimiento a plataformas e instalaciones en tierra y costa afuera.

Evya dispone de oficinas corporativas en Cd. Del Carmen, Campeche y operativas en:

- Villahermosa, Tabasco
- Paraíso, Tabasco
- México D.F.
- Poza Rica, Veracruz
- Houston, Texas, E.U.A



Un concepto realista de desarrollo para el sector energía

La Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 es un documento estratégico que debe dar paso a un sistema integral de planeación eficiente, robusto y útil.

JAVIER ESTRADA ESTRADA, LUIS GERARDO GUERRERO Y VÍCTOR HUGO CRUZ*



De dónde surge la Estrategia Nacional de Energía?

La Estrategia Nacional de Energía (ENE) surge como parte de los acuerdos de la reforma energética de 2008, en donde, a partir de modificaciones al artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, el Congreso determinó que cada febrero el Ejecutivo Federal debe enviar la ENE al Legislativo para su ratificación anual.

¿Que no es la Estrategia Nacional de Energía?

Desde su primera versión entregada al Congreso en 2010, surgieron interrogantes sobre qué debía ser este documento. Esto es consecuencia de que, aun cuando la Ley establece que el Ejecutivo deberá de presentar una “estrategia”, no precisa qué es lo que debe contener el documento o sus características, más allá de que debe abarcar un horizonte de planeación de 15 años. Esto último también genera confusión, ya que la estrategia energética de largo plazo debe ratificarse y actualizarse cada año. Recordemos que la propia palabra “estrategia” es casi inexistente en el lenguaje jurídico nacional –de hecho el término no aparece en la Constitución–, por lo que su significado legal es vago.

Como resultado, no hay claridad sobre cuál es exactamente el producto que el Legislativo espera recibir, lo que año con año ha derivado en debates partidistas, complicando la ratificación del documento y, por tanto, la validez de este tipo de ejercicios. Esos debates tienden a alejarse del cuestionamiento sobre si el rumbo y visión plasmados en el documento son los que realmente convienen al país –lo que debería de suceder– para, en vez de eso, enfocarse en temas coyunturales y de discusiones relativas al control estatal del sector, injerencia de los legisladores sobre problemáticas operativas de la industria, o de materias que, sólo de manera tangencial, corresponden al sector energético, como el uso de la renta petrolera para financiar en gasto corriente de la administración pública.

No se debe olvidar que existen otros (y numerosos) documentos



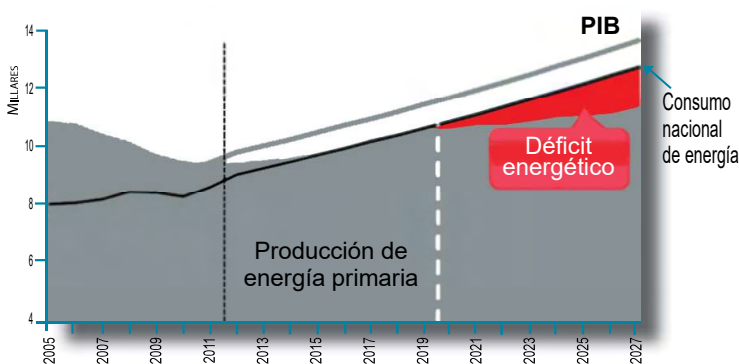
que por ley se publican periódicamente en el sector energético nacional que incluyen pronósticos de crecimiento, inversiones, planes, expansiones, entre otros datos. Con base en ello, es claro que el documento “Estrategia Nacional de Energía” debe diferenciarse, ir más lejos y revisar la organización y funcionamiento del sector, evitando caer en temas repetitivos como la programación de las inversiones del Estado basada en conjeturas y vaticinios sobre el futuro (estos datos se presentan ya en el Programa de Obras e Inversiones de CFE y en el Plan de Negocios de Pemex). La ENE debe ser la oportunidad que tiene la Secretaría de Energía de tomar su papel rector dentro del sector energético nacional y dictar una política energética acorde a las necesidades del país, más allá de las dos grandes empresas nacionales.

Quizá lo más relevante para definir y construir la ENE es que un ángulo de ataque limitado a las empresas estatales para resolver el problema energético resultaría excluyente al dejar fuera a otros actores relevantes que pueden cooperar en las tareas que tenemos enfrente, en tanto que, a los pocos que sí incluye, les delega responsabilidades que difícilmente podrán cumplir. Incluso daría

* *Analistas del sector y de los mercados energéticos. La reseña y opiniones expresadas por los autores en este texto las realizan a título personal por lo que no representan la postura de la Secretaría de Energía o del Gobierno de México.*

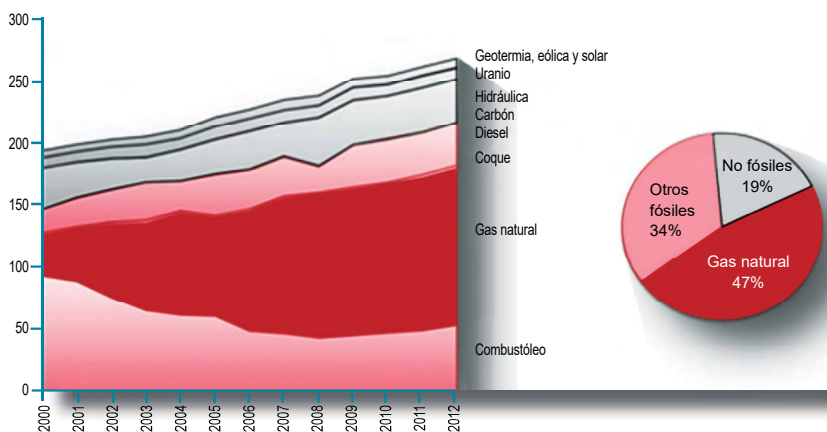
una señal errónea pareciendo que no es relevante la participación de terceros, al concentrar en el Estado actividades en donde, por Ley, pueden existir participación e inversiones complementarias. Todo ello, derivaría en un sector frágil y con serias limitantes que podrían poner en juego la viabilidad del desarrollo nacional, resultando en consecuencias negativas como ser más ineficientes, tanto en el consumo de la energía, como en el uso de los recursos económicos.

La ENE tampoco es un documento donde se discuten las reformas legales que pretenden los distintos partidos políticos o grupos de interés; no busca cambiar el marco legal, no es una reforma energética. Partir de supuestos como cambios o reformas a la Ley haría de la ENE un documento que, de no aprobarse o suceder dichas reformas, carecería de sentido.



PROBLEMÁTICAS A RESOLVER

La Estrategia debe enfocarse en delinear una vía de desarrollo funcional para el sector energía ante las problemáticas estructurales que efectivamente debemos resolver. Dentro de las problemáticas o

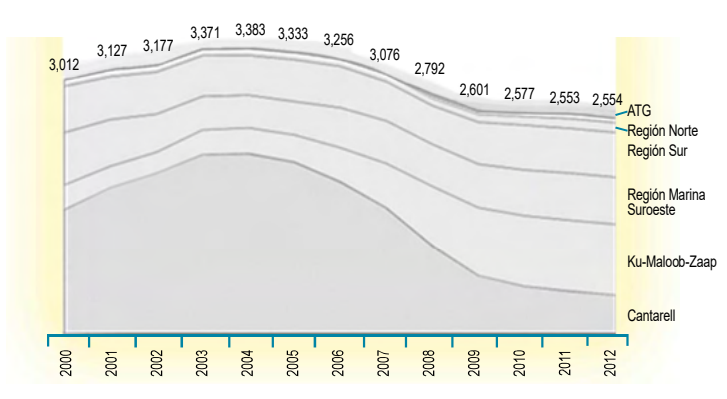


retos que tendrán un impacto directo en la evolución del sector energético nacional se puede mencionar que se prevé que un aumento en la población pasando de 114 a 130 millones entre 2010 a en 2027 y que el número de ciudades con más de 15 mil habitantes aumente de 384 a 489. Es decir, seremos un país con mayor concentración urbana, lo que en sí mismo conlleva un importante crecimiento en la demanda de energía, y mayores necesidades de expandir y modernizar las redes y servicios energéticos a la población y a nuestras actividades económicas.

También destaca que, entre 2000 y 2011, el consumo de energía en el país creció a un promedio anual de 2.1%, superando al crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) (1.8%). Por su parte, la producción de energía primaria disminuyó a una tasa anual de 0.3%. De continuar este comportamiento, antes de 2020, México podría convertirse en un país estructuralmente deficitario en energía.

Asimismo, resalta que el consumo de electricidad crece más rápido que el PIB, que el promedio del consumo nacional de energía y que su producción. Si bien, al día de hoy, contamos con suficiente capacidad de generación, esto se ha logrado invirtiendo masivamente en plantas de "ciclos combinados" con base en gas natural, combustible del cual hoy la generación depende en cerca de 50%. La caída de los precios de este combustible registrada en los últimos años en EUA ha derivado en un incremento de su demanda en México, principalmente en el sector eléctrico. Esta situación inercialmente nos irá llevando a una mayor demanda de gas natural, con el consecuente aumento en sus importaciones, ya que nuestras inversiones en hidrocarburos se enfocan en proyectos de petróleo que ofrecen márgenes de utilidad más altos. Esta tendencia hacia un mayor consumo de gas natural deberá acoplarse con el mandato legal de generar el 35% de la electricidad a partir de energías no-fósiles, las cuales hoy tienen un mayor costo.

En lo relativo al petróleo, desde el 2000, año en el que se empezó a vislumbrar el pico en la producción que llegó 2004, la inversión anual en actividades para exploración y producción de hidrocarburos se incrementó más de cuatro veces. Aún con ello, mantener la producción a su actual nivel de 2.6 MBD será un importante reto técnico y económico, ya que la mayor parte de nuestros campos son maduros o en vías de declinación. Asimismo, nuestras reservas probadas de petróleo disminuyeron en 31.2% entre 2003 y 2012, en tanto que en el mismo periodo las reservas probables se redujeron 27.2%. Para mantener el actual nivel de producción deberá consoli-



darse la reposición anual del 100% de las reservas probadas.

Aunado a lo anterior, por diversas causas, México se ha convertido en importador neto de gasolinas, diésel, turbosina, gas natural, gas LP y petroquímicos. A su vez, muchos de nuestros sistemas de transporte de energéticos presentan insuficiente capacidad, problemas de integridad física y, en general, pocas rutas de transporte, ya sean ductos o líneas de alta y media tensión, que brinden vías alternas de abastecimiento o puedan expandirse hacia áreas del territorio nacional que hoy están pobremente atendidas.

Hoy, nuestro sector energético y su infraestructura tienden a la obsolescencia y su conducción a la burocratización, reaccionando ante los retos con soluciones de emergencia, o recurriendo a las importaciones para compensar las insuficiencias estructurales y los cuellos de botella.

¿Que si es la Estrategia Nacional de Energía?

A diferencia de la palabra estrategia aplicada a la guerra o a los negocios, en donde los objetivos se definen como fechas y cantidades, en el ámbito de la administración pública nacional, el diseño de una estrategia implica hacer viable o mejorar el funcionamiento de un sistema o de un sector de la economía. En este sentido, la ENE define el rumbo que debe seguir la organización del sector para ser cada vez más ágil en su adaptación a los cambios y retos, más eficaz en sus soluciones, más eficiente en sus políticas, regulaciones e inversiones y más clara en las señales que deban percibir todos los actores para adaptar su comportamiento; todo ello dentro del marco legal vigente en el momento de su elaboración.

La ENE establece el mejor camino a seguir para que el sector energía funcione como un apoyo al crecimiento económico, con productos y servicios de calidad, oportunos, competitivos y de bajo

detrimento social y ambiental tanto en su producción como en su consumo. Ese apoyo debe extenderse a toda la población para que cada individuo pueda beneficiarse de las ventajas que derivan del uso racional de la energía. De esta manera también disminuirémos las diferencias en los niveles de bienestar entre la población.

La Estrategia identifica cuales son las ineficiencias que presenta el sector energético nacional. A partir de un análisis de las tendencias inerciales, plantea soluciones de carácter sistémico y dicta las grandes líneas de acción que resolverán los retos que enfrenta el sector energético nacional en su conjunto, es decir, no únicamente las empresas paraestatales, sino de todos los actores vinculados, desde sociedad civil, sector social y privado, organismos descentralizados y órganos reguladores, entre otros. La ENE permite a los distintos actores contar con libertad para instrumentar los planes y programas que les permitan, por un lado, dar cumplimiento a lo establecido en la Estrategia, mientras que por otro, administrar sus propios recursos.

Por tratarse de una estrategia y no de una prospectiva, no muestra pronósticos de crecimiento, ya que su intención es identificar lo que se debe hacer para que el sector funcione en concordancia con la economía, la población y el medioambiente, estableciendo las políticas públicas que corregirán las deficiencias.

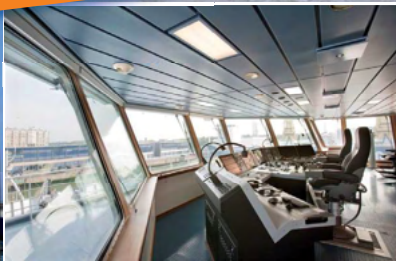
La ENE es un documento amplio y robusto, pero más importante aún, es un acuerdo de voluntades, en donde se plasma una visión incluyente y plural, que parte de los consensos sobre las necesidades del sector. Para garantizar la suma de las distintas visiones, la Ley menciona que, la Secretaría de Energía cuenta con el Consejo Nacional de Energía y un Foro Consultivo que se deberá apoyar en estos para el diseño de la planeación energética a mediano y largo plazo.

La Estrategia Nacional de Energía 2013-2027

Buscamos un sector energético funcional con rápida capacidad de adaptación tanto del lado de la oferta como de la demanda, para satisfacer las necesidades y las condiciones que la sociedad vaya requiriendo. Por esta razón, la ENE 2013-2027 fue concebida como un documento de largo alcance que admita alinear las acciones de los diferentes actores que participan en el sector en una misma visión, a partir de un comportamiento social de complementariedad, encausado por políticas públicas sólidas y bien coordinadas. Por su naturaleza, se aleja de temas coyunturales Enfocándose en temas o problemáticas sobre los cuales se tiene que actuar por largo tiempo para mejorar las condiciones de

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

funcionalidad y eficiencia.

Por primera vez, la ENE inicia su análisis en las necesidades de México y no en las limitantes que hoy tiene el sector energía. Recupera el papel estratégico del sector energético dentro del desarrollo del país, al enfocarse en dos objetivos estratégicos: crecimiento del PIB e inclusión social. Con esto se aleja de una visión cerrada en donde el sector se desarrolla sin que su ritmo y crecimiento suponga alguna relación con el resto de las actividades en el país. Hasta ahora el sector energía se había analizado de forma aislada, fijando metas rezagadas o independientes respecto a las necesidades reales del desarrollo nacional. Incluso, hay quienes siguen pensando que hablar de Pemex es suficiente para referirse al sector energía.

Para apoyar el crecimiento y desarrollo económico del país y lograr que los beneficios de éste propicien la inclusión social de la población, la ENE establece medidas de política y líneas de acción que deben atender la demanda creciente de energía de forma eficiente, segura y sustentable.

Hacia el final del documento, la ENE describe los logros que se pretenden alcanzar los próximos 15 años a través de su instrumentación para que el sector funcione cualitativamente mejor: contar con energía para el crecimiento económico; avanzar hacia la transición energética; mantener un superávit de energía; disminuir la intensi-

La Estrategia Nacional de Energía 2013-2027:

- Establece una visión para renovar el sector energético, el cual actualmente se encuentra en proceso de degradación gradual.
- Da certidumbre a mediano y largo plazo a los actores del sector.
- Fortalece el crecimiento y, a través del desarrollo económico, mejora las condiciones de vida de todos los mexicanos, empezando por quienes menos tienen.
- Incorpora los consensos sobre las ineficiencias que durante años se ha considerado que deben corregirse.
- Expone de manera sucinta las problemáticas de orden estratégico sobre las que se deben establecer líneas de acción que sí logren cambios.
- A partir de su metodología, es posible dar seguimiento a su instrumentación mediante indicadores de infraestructura e inclusión social.

dad energética del país; unificar y consolidar la infraestructura energética; garantizar la integridad y eficiencia en instalaciones; lograr un desarrollo regional y social incluyentes; mejorar la distribución de la energía hacia estratos de menores recursos de la población, apoyando a los segmentos menos favorecidos; y reducir la huella contaminante del sector.

¿Qué representa hacia el futuro la ENE 2013-2027?

La ENE presentada en febrero de 2013 fue ratificada por el Congreso de la Unión el pasado 9 de abril; tanto la Cámara de Senadores como la de Diputados, decidieron sumarse a la visión de contar con un sector que impulse el desarrollo económico del país y que sea incluyente respecto a los beneficios que derivan del uso de la energía. Este hecho representa una oportunidad para el país de aprovechar el consenso político que

prevalece entre todos los actores que interactúan en el sector, para concretar las políticas que requiere el sistema de energía en México.

Tomando en cuenta la experiencia de las dos estrategias anteriores que no fueron ratificadas, así como de la primera que, a pesar de su ratificación, no tuvo el seguimiento necesario ni el compromiso por ninguna de las partes, es necesario que exista un verdadero impulso y apoyo para que la ENE 2013 se establezca como el documento estratégico del sector, a partir del cual se conciba un sistema integral de planeación eficiente, robusto y útil. Para ello, la situación actual de conceso es un gran paso dentro del camino hacia un sector verdaderamente sustentable.

Los siguientes pasos serán los de la instrumentación de las líneas de acción que propone la ENE y de las políticas públicas que deberán ser propuestas e implementadas por los actores claves del sector, empezando por la propia Secretaría de Energía, las paraestatales del sector, las agencias reguladoras y las promotoras de la eficiencia energética, los centros de investigación, las entidades de educación especializada, los promotores de inversión en la federación, estados y municipios, las asociaciones, y en general todo aquel que de manera plural o individual quiera participar en el desarrollo del sector energía, ya sea del lado de la oferta o de la demanda. ●



El esquema de Usos Propios pone en riesgo la red de gasoductos

Redacción

La modalidad de Transporte de Usos Propios, vigente en el Reglamento de Gas Natural de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), pone en riesgo la seguridad, integridad y el suministro de gas natural a los usuarios. Esto, a pesar de que en teoría, los beneficiados por este esquema se comprometen a observar métodos y procedimientos de seguridad para la operación y mantenimiento de sus sistemas de transporte, y asumen expresamente la responsabilidad de cualquier eventualidad que pudiera surgir en este sentido.

Los permisos de transporte de gas para Usos Propios se expiden cuando las actividades de recibir, conducir y entregar gas natural por medio de ductos tiene por objeto satisfacer de manera exclusiva las necesidades del solicitante como usuario final, dejando que un gran consumidor puede conectarse directamente al Sistema Nacional de Gasoductos o a Transportistas Privados.

Este esquema tiene mucho tiempo operando en México, desde que se abrió la distribución de gas natural a la participación de particulares, pero a recientes fechas se observa una falta de compromiso en materia de seguridad por parte de quienes obtienen permisos de Transporte de Usos Propios (TUPs).

Un caso documentado se presentó en abril de este año, cuando la empresa operadora Igasamex Bajío, S. de R. L. de C.V., ocasionó una fuga en el ducto de 16 pulgadas, interconectado al sistema de transporte de Gasoductos del Bajío, mientras realizaba trabajos para dar servicio a una armadora de autos y motores, sin que se siguieran los procedimientos requeridos para dicha interconexión.

Esta operación careció de los procedimientos para probar la hermeticidad del ducto interconectado, descartándose así el riesgo de fuga en una de las partes del gasoducto que posteriormente se convirtió en un problema que puso en riesgo el suministro de grandes consumidores de la región.

El incidente generó la suspensión el suministro del combustible, por más de 48 horas, en las ciudades de Salamanca, Irapuato, Silao, León, Lagos de Moreno y Aguascalientes, dejando sin servicio a más de 100 usuarios industriales, con las consecuentes afectaciones económicas, así como el riesgo de dejar a miles de usuarios domésticos, comercios, hospitales y escuelas sin gas natural.

Lo más preocupante de la situación es que ni la arma-

dora de autos ni Igasamex se presentaron en la zona del siniestro para atender la emergencia. Asumieron la urgencia la empresa responsable del gasoducto y otra distribuidora de la zona, a través de su personal técnico.

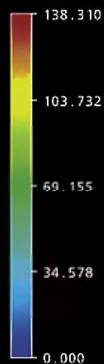
Dicho gasoducto, que opera desde marzo del 2001, tiene una longitud de 204.1 kilómetros y va de la estación Valtierra en Salamanca a León y finaliza en Aguascalientes. Tiene una estación de medición y regulación en Valtierra y dos trampas de diablo en León y Aguascalientes, lo cual dimensiona la afectación. Incluso, en su momento, Gustavo Gurajeb Ranth, presidente de la Cámara Nacional de la Industria de la Transformación (Canacintra) en la delegación de León, Guanajuato, expresó la inconformidad de los empresarios quienes planearon un frente común para tomar acciones preventivas “porque esto, encima de los cortes y las interrupciones del suministro por razones de escasez, han venido afectando eventualmente y de manera seria a algunas empresas”.

En el caso de Bajío se solicitó a la CRE una investigación del estado en que operan este tipo de permisos. Sin embargo, se toma como señal de alerta la falta de capacidad de quienes operan este sistema para actuar ante cualquier contingencia, dejando entrever que los Permisos de Transporte de Usos Propios están en una laguna donde no hay supervisión de las autoridades en los trabajos de nuevas conexiones, mantenimientos periódicos, etc.

Hay una preocupación manifiesta por parte de los actores de los sectores energéticos e industrial, quienes consideran que este tipo de permisos en ocasiones son atendidos por empresas que no cuentan con la experiencia, recursos humanos e infraestructura para responder a situaciones de emergencia relacionadas con la actividad de transporte de gas natural.

A la fecha, la CRE ha autorizado 198 permisos bajo la modalidad de Transporte de Usos Propios, siendo los mayores consumidores los principales operadores de este tipo de ductos, sin la supervisión de las autoridades, dado que carecen de capacidad presupuestaria y de personal para realizar revisiones periódicas. El hecho ejemplificado debería ser un llamado de atención para las autoridades quienes deben de atender pronto este tema, antes de que los daños sean mayores o irreparables.

Velocidad del aceite



EFEECTO VENTURI

Mejorador del Patrón de Flujo Tipo Venturi (MPFV@)



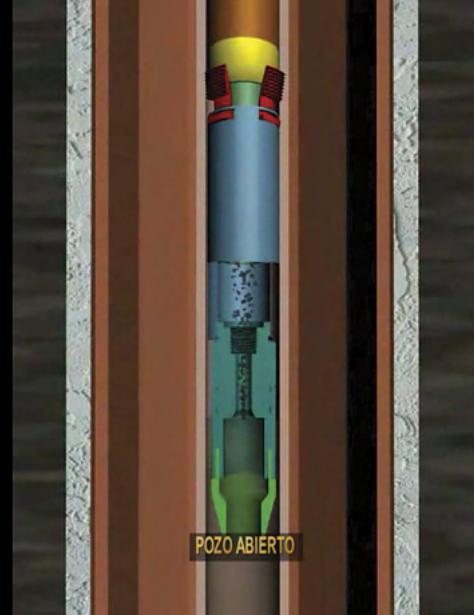
Es una tecnología innovadora que permite incrementar la productividad de los pozos productores de aceite no asociado y gas. Se utiliza actualmente en 350 pozos en el ámbito nacional y ha impactado en la explotación de hidrocarburos, siendo de particular relevancia en campos del Activo Integral Burgos, en la Región Norte de Pemex Exploración y Producción (PEP), en donde su aplicación ha resultado en un incremento promedio estimado de 90 millones de pies cúbicos de gas por día.

Se trata de un dispositivo mecánico, desarrollado por especialistas del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), que se instala en el extremo de la tubería de producción y permite mejorar la productividad de los pozos de gas con problemas de carga de líquidos y controlar la producción de arena y agua, al tiempo que administra la energía del yacimiento y prolonga la vida fluyente de los pozos, así como la presión de fondo.

El MPFV@ permite incrementar la productividad de los pozos productores de aceite no asociado y gas

El Mejorador de Patrón de Flujo de Pozo tipo Venturi (MPFV@) permite también la reconversión de pozos con sistema de recuperación de líquidos a fluyentes, así como incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos, disminuir la producción de agua, incrementar el gasto neto de gas y evitar que el pozo produzca con flujo inestable. Está orientado a la búsqueda de soluciones que

Actualmente, en 350 pozos de nuestro país emplean esta innovadora herramienta, con un importante impacto en la explotación de hidrocarburos.



permitan resolver la problemática que afecta la explotación eficiente de campos marginales con problemas de baja producción.

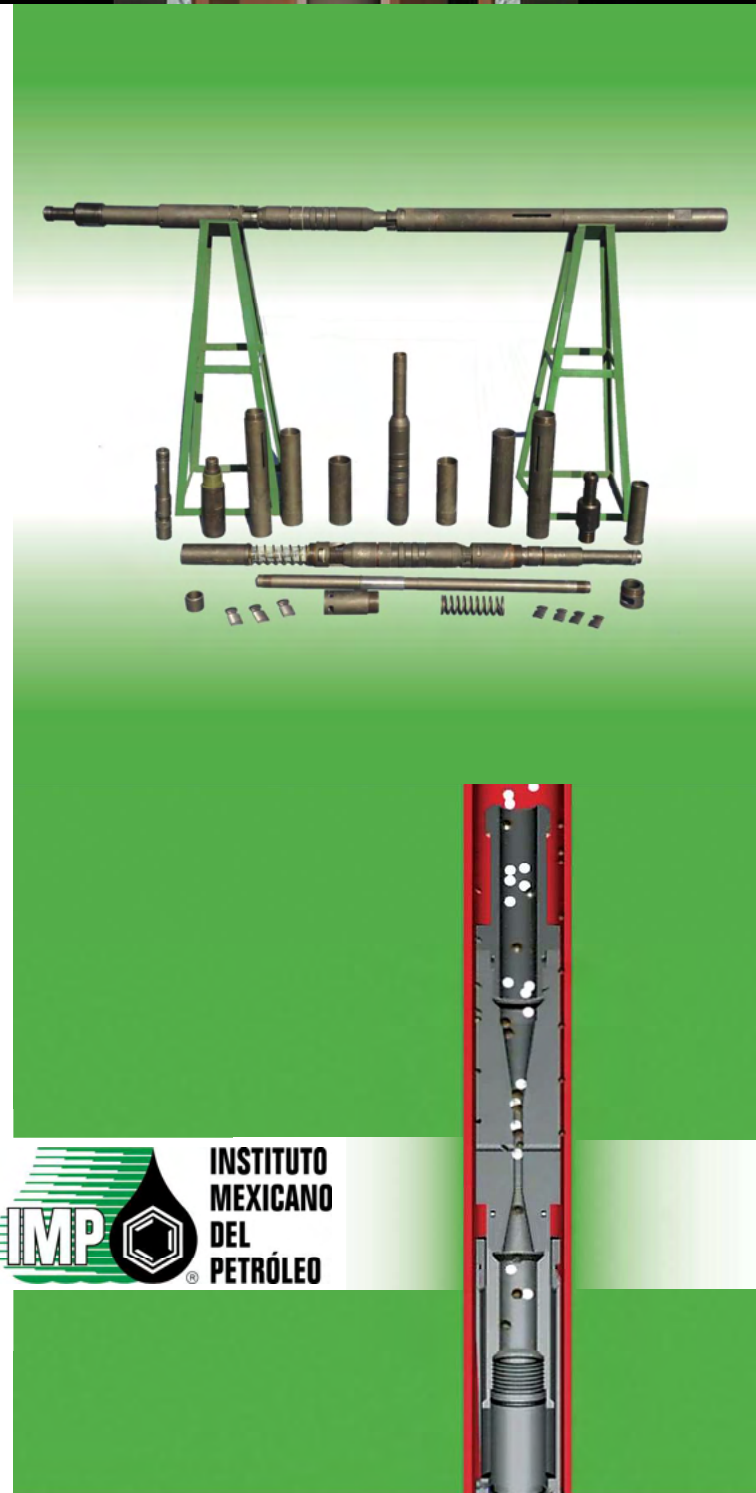
Una de las problemáticas que aquejan a los pozos de baja productividad es la escasa energía que tienen, lo que conlleva a un agotamiento súbito del pozo.

Los fluidos del fondo a la superficie, por lo que el Sistema Mejorador de Patrón de Flujo de Pozo tipo Venturi@ prácticamente optimiza y dosifica la energía del yacimiento, con el fin de prolongar la vida fluyente del pozo, optimizando las caídas de presión ocurridas a lo largo de toda la tubería de producción.

Este sistema se instala en el punto más profundo de la tubería de producción, lo que genera una restricción al flujo y provoca una expansión del gas, la cual permite incrementar la velocidad de los fluidos, de tal forma que se atomice todo el líquido presente en el pozo y se reduzcan sustancialmente las caídas de presión por fricción.

Su instalación no requiere de gran infraestructura, ya que en su estructura dispone de un cuello de pesca para operar con líneas de acero, lo que minimiza los costos de operación. Asimismo, cuenta con dos pares de cuñas de anclaje superior e inferior, lo que le permite permanecer completamente fija a la tubería; así como un sistema de hermeticidad, de tal manera que el flujo circule únicamente en su interior, que es donde se localizan los expansores primario y secundario, que homogenizan el flujo para llevarlo del fondo del pozo a la superficie.

Con este dispositivo mecánico se disminuye el requerimiento de presión para desplazar los fluidos del fondo del pozo a la superficie; se evita el daño debido a la alta saturación de condensado y que el pozo produzca flujo inestable; se administra la energía del yacimiento, prolongando la vida fluyente del pozo; se disminuye la producción de agua; se incrementa el gasto de gas producido y se permite la reconversión de pozos con sistemas de recuperación de líquidos a fluyentes.





Abandera el Presidente cuatro nuevos buques tanque

El Presidente Enrique Peña Nieto abanderó cuatro buques tanque, con lo que se concluyó una etapa en la modernización de la flota petrolera de Pemex Refinación.

El titular del Ejecutivo se refirió a las nuevas embarcaciones: “Estos buques son insignia del Pemex que queremos; un Pemex más grande, seguro, eficiente y amigable con el medio ambiente”, y agregó que los mexicanos necesitamos una nueva empresa que haga posible liberar el gran potencial económico y social del país.

“Trabajemos todos para que Pemex se convierta en ejemplo nacional de productividad y eficiencia. Hoy corresponde a nosotros asumir el desafío de convertir a esta empresa en una gran fuente del desarrollo nacional en el Siglo 21”, precisó el Jefe del Ejecutivo, durante el evento realizado en el puerto de Mazatlán, Sinaloa, el pasado 7 de junio,

“Si movemos y transformamos a Pemex, estoy seguro de que vamos a mover y a transformar a México”, afirmó.

Los nuevos barcos están equipados con alta tecnología, doble casco de protección contra derrame por accidentes y cada uno tiene una capacidad de almacenamiento de 320 mil barriles de combustibles. Fueron adquiridos en Corea del Sur a un costo de 138 millones de dólares por las cuatro naves.

Por su parte, el Director General de Petróleos Mexicanos, Emilio Lozoya Austin, afirmó que con estos cuatro buques, Pemex ahorrará alrededor de 60 millones de dólares al año en gastos de operación.

La adquisición de los nuevos barcos se inscribe en la agenda de modernización y transformación de la paraestatal, instruida por el Jefe del Ejecutivo, para hacer de Pemex una empresa más competitiva, sustentable y de clase mundial.



Reforma Energética y empresas de servicio: experiencias y aprendizajes

¿Si otros países pudieron construir una gran industria de servicios petroleros, por qué México no puede hacerlo? Claro que puede hacerlo.

LUIS VIELMA LOBO*

Tuvimos la oportunidad de asistir como invitados de la Secretaría de Energía a un foro convocado por el Ejecutivo Nacional denominado: "México Próspero" y cuyo objetivo principal fue obtener opinión de un nutrido auditorio acerca de temas importantes a incluir en el Plan Nacional de Desarrollo.

Varios aspectos del Foro llamaron nuestra atención, entre ellos destacan los siguientes:

1. La iniciativa del Ejecutivo de invitar a representantes de varios sectores de la vida nacional para ser escuchados.
2. La buena organización del evento por temas específicos que incluían desde el área agroalimentaria hasta la energética.
3. La atención, la pauta y el tono de las diferentes pláticas tanto del Secretario de Hacienda SHCP -líder de la iniciativa- como del mismo Presidente.
4. La importancia que este gobierno le está dando al tema de la productividad.

Fue asertivo el Secretario de Hacienda al señalar que el Plan Nacional de Desarrollo tenía como objetivo precisamente darle un vuelco a los indicadores que miden la productividad, con base en una política integral e integrada entre los diferentes temas que componen la agenda del país. En su plática explicó con detalles lo importante de mejorar la productividad y retomar una senda de crecimiento similar a la que una vez tuvo el país entre 1950 y 1980.

Entre los diferentes temas programados de manera efectiva para facilitar la interacción entre los representantes que asistieron al evento, estaba el tema de Energía y allí coincidieron más de doscientos representantes del sector liderados por el Secretario de Energía (SENER). Después de instalado el evento por parte del SENER y con pláticas de apertura por parte de representantes de la CFE, IMP y CNH, los presentes fueron distribuidos en más de 10 mesas de trabajo ubicadas por temas que buscaron cubrir la cadena de valor de la industria energética, incluyendo la energía fósil y también otros tipos de energía.

Los participantes invitados, en su mayoría expertos en las diferentes áreas de la energía, fueron ubicados en las mesas de trabajo previamente definidas y se mostraban entusiasmados de poder aportar



sus conocimientos y opiniones en temas de su dominio intelectual.

En el caso específico de los hidrocarburos se constituyeron dos mesas: la primera asociada a los recursos y la segunda a las áreas de refinación y petroquímica. Los aportes de estas mesas, sin duda, fueron de un gran valor para lograr el propósito del evento.

¿Y por qué este evento es importante? Para quienes venimos trabajando en el sector energético, y más específicamente el sector de los hidrocarburos, es de importancia primaria tener la oportunidad de opinar, de expresar lo que pensamos en un tema fundamental dentro de la agenda del país.

Esta agenda pareciera tener hasta el momento un solo protagonista: PEMEX. Pero si le damos importancia a todo lo comunicado por el Ejecutivo y sus representantes desde el mismo momento que iniciaron su periodo de gobierno, se necesita una reforma, una transformación del sector energético del país y eso incluye a quienes, de una manera u otra, contribuyen dentro del sector con aportes variables en dimensiones, pero de igual importancia para un tema trascendental para la economía del país.

Y es que la mayoría de quienes asistieron a este foro fueron representantes del sector de servicios con una particularidad, todos representaban empresas mexicanas que vienen luchando día a día por establecerse

*Luis Vielma Lobo es Director General de CBM Ingeniería Exploración y Producción, firma mexicana de consultoría para el sector petrolero.

sólidamente cómo proveedores de servicios de calidad para PEMEX.

Este proceso de transformación del sector de servicios mexicano está enfrentando paradojas interesantes, pues además del reto diario de sobrevivir en un sector tan competitivo como el de servicios petroleros, no cuenta con una plataforma de apoyo que le ayude a consolidar su crecimiento.

La historia de aquellos países que han logrado una transformación petrolera se ha sustentado en dos variables principales: una apertura del sector buscando aliados clase mundial para complementar la capacidad de ejecución de la compañía nacional y el fortalecimiento del sector de servicios nacionales. Un ejemplo considerado pionero de estas experiencias lo constituyen Noruega y Escocia. Los descubrimientos ocurridos en el Mar del Norte a principios de la década de los años 70, plantearon la necesidad a estos países de definir una política petrolera que sirviera de guía y marco normativo a la industria nacional.

En tal sentido, abrieron las puertas a las más importantes empresas de servicio a lo largo de la cadena de valor de los hidrocarburos, para que se instalaran en el país y les ayudaran a consolidar el sector nacional de servicios. Esta política consideró incentivos importantes para aquellas empresas que desarrollaran alianzas con empresarios nacionales y establecieran líneas de ensamblaje o fabricación de productos nacionalmente y que agregaran un mínimo de valor establecido previamente y variable; es decir ajustable en el tiempo y en la medida que consistentemente la industria local fuere creciendo.

Esa experiencia permitió a estos países consolidar su industria de servicios, pero adicionalmente impulsó el desarrollo educativo en el sector petrolero, tan importante para disponer del talento necesario requerido por el sector energético en general. Asimismo se impulsó la manufactura nacional creando el concepto de cadenas productivas, tan utilizado hoy día en la industria.

El mundo petrolero ha sido testigo exitoso de esta experiencia y actualmente podemos ver empresas noruegas y escocesas compitiendo globalmente con las tradicionales de servicios en muchos países petroleros. También sus empresas operadoras salieron después de algunos años de experiencia a compartir con el mundo competencias desarrolladas en un área costa afuera tan retadora como lo ha sido el Mar del Norte.

El otro país que ha logrado un desarrollo importante de la industria nacional de servicios es Brasil. Este país no sólo tomó como base la experiencia del Mar del Norte para el desarrollo costa afuera, sino que profundizó ese modelo acorde con el entorno de ese país y las realidades de la industria en los años 80. Actualmente es difícil conseguir una empresa de servicios que no haya construido en Brasil infraestructura de servicios, laboratorios de investigación, líneas de



ensamblaje de productos, talleres de mantenimiento de equipos, en fin, servicios de todo tipo requeridos por la industria nacional.

La pregunta que podemos hacernos es: ¿Si ellos pudieron hacerlo, por qué México no puede hacerlo? Y la respuesta es: claro que sí puede hacerlo y para ello debemos seguir las lecciones de estos países. El gobierno federal tiene la palabra y ya lo ha expresado: “hay que mover a México” y desde su inicio así lo está haciendo. Los empresarios de servicios esperan ansiosamente la reforma energética y esperan que ella traiga esas líneas maestras que se conviertan en la política tan necesaria, para el fortalecimiento de la industria de servicios nacional. Esta política tiene que sentar las pautas para lograr que las empresas de servicios internacionales realmente se comprometan con el fortalecimiento de la industria nacional y adicionalmente incorporar los incentivos necesarios para estimular dicho compromiso.

No se puede seguir utilizando el Tratado de Libre Comercio (TLC) como una razón para limitar el desarrollo de la industria de servicios nacional; por el contrario, este debe ser una palanca de desarrollo del mismo y para ello deben establecerse reglas de juego claras que no se perciban como barreras, sino como “boosters” que potencien el sector. Si esto se logra se podrá detonar el desarrollo del sector y su efecto multiplicador traerá consecuencias extraordinarias para el país en términos de creación de empleos formales, educación y servicios adicionales generados por la actividad económica, todo lo cual se verá reflejado en una mejora importante del PIB del país que tanto lo necesita.

No estamos hablando de imposibles, estamos hablando de experiencias que han vivido otros países, por ello volvemos a plantearnos la pregunta: ¿Si ellos pudieron por qué nosotros no? Parafraseando al Presidente diríamos: “Vamos a mover la industria mexicana de servicios petroleros”. ●



Eslabón clave en las actividades logísticas del sector petrolero, en el Sureste Mexicano.

El Puerto de Dos Bocas se encuentra ubicado estratégicamente en el Golfo de México, posee infraestructura y servicios portuarios de calidad para el manejo de todo tipo de carga, especializándose en la descarga de gránulos minerales, asfalto, fluidos, químicos, lodos de perforación, tubería, equipos, piezas sobredimensionadas, y en la recepción de plataformas marinas para su mantenimiento; consolidándose como un eslabón clave en las actividades logísticas del sector petrolero.

INFRAESTRUCTURA PORTUARIA DE LA TERMINAL DE USOS MÚLTIPLES:

- 535 metros de muelle multipropósito.
- 11.30 metros de profundidad.
- 9.75 metros de calado oficial.
- 380 metros de diámetro en la dársena de ciaboga.
- Almacenamiento techado y al aire libre.
- 28,500 m² de patios pavimentados.
- 26,000 m² de patios engravados.
- Recinto Fiscal.
- 70 hectáreas en el Parque Industrial.



Administración Portuaria Integral de Dos Bocas
Tel. +52 (993) 333 51 89
gcomercial@puertodosbocas.com.mx

www.sct.gob.mx

www.puertodosbocas.com.mx

Secretaría de Comunicaciones y Transportes, Gobierno de la República.
Este programa es público, ajeno a cualquier partido político. Queda prohibido el uso para fines distintos a los establecidos en el programa.

Propuesta de un programa de fuentes no fósiles en el sector eléctrico mexicano

Es aconsejable disponer de metas en periodos intermedios para lograr el objetivo de generar la electricidad para el 2024, con un 35% de fuentes no fósiles.

JAIME RAMÍREZ ORTIZ* y LARISSA RAMÍREZ LÓPEZ**

Se presenta una propuesta que muestra los porcentajes derivados de un programa de centrales eléctricas que atienda el suministro de energía del Sistema Eléctrico Mexicano (SEM), con un 65% de generación a partir de fuentes fósiles y de un 35% de no fósiles, que pueda servir de referencia para atender lo establecido en el artículo segundo transitorio de la Ley para el Aprovechamiento de Energía Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE).

El objeto es precisar los porcentajes factibles del 35% correspondiente a tecnologías no fósiles, técnica, ecológica y económicamente, con el fin de disponer de un mapa de ruta para cumplir con la política energética establecida en la Estrategia Nacional de Energía (ENE) para el 2024. Se presentan metas en 2016, 2020 y 2024.

La energía primaria, con bajo contenido de carbono, requiere el uso de tres opciones:

1. Energía renovable, que incluye eólica, solar, geotermia, hidráulica y biomasa.
2. Energía nuclear.
3. Combustibles fósiles con captura y almacenamiento de carbono.

Así mismo, existen razones primordiales para adoptar energía reducida en carbono:

- a) Se alcanzó en mayo de 2013 las 400

partes por millón por día de CO₂. 450 partes por millón al día es el límite que detonará cambios climáticos graves.

b) Incremento en los precios de los combustibles fósiles conforme crece la demanda, los cuales provocarán un racionamiento en el suministro de carbón, petróleo y gas.

c) Los niveles elevados de CO₂ están acidificando los océanos. De continuar el ritmo actual, se terminará destruyendo vida marina, dañando las cadenas alimenticias.

Es conveniente mencionar que a futuro, la competitividad económica y operativa que presentarán las fuentes no fósiles a mediano plazo, se deberá al desarrollo tecnológico y al incremento en la eficiencia de sus equipos.

Para poder cumplir con el objetivo de un 35% de generación debido a tecnologías no fósiles, se presentan una serie de retos de diversas índoles como pueden ser financiero, técnico, regulatorio, ambiental y social, entre otros.

Actualmente no se dispone de un mapa de ruta para el corto y mediano plazo para cumplir con la meta del 35% establecida en la ENE.

MARCO LEGAL

En el Artículo Segundo Transitorio de la LAERFTE se establece que "... La Sec-

retaría de Energía fijará como meta una participación máxima de 65 por ciento de combustibles fósiles en la generación de energía eléctrica para el año 2024, del 60 por ciento en el 2035 y del 50 por ciento en el 2050.", lo que constituye una directriz fundamental para el proceso de planeación del sector eléctrico.

Así mismo el artículo 36 bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que "Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazos, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad, considerando para ello las externalidades ambientales para cada tecnología,..."

No obstante, la ENE establece por política energética, una participación un 35% de fuentes de generación no fósil en la mezcla total para 2024.

PREMISAS E HIPÓTESIS

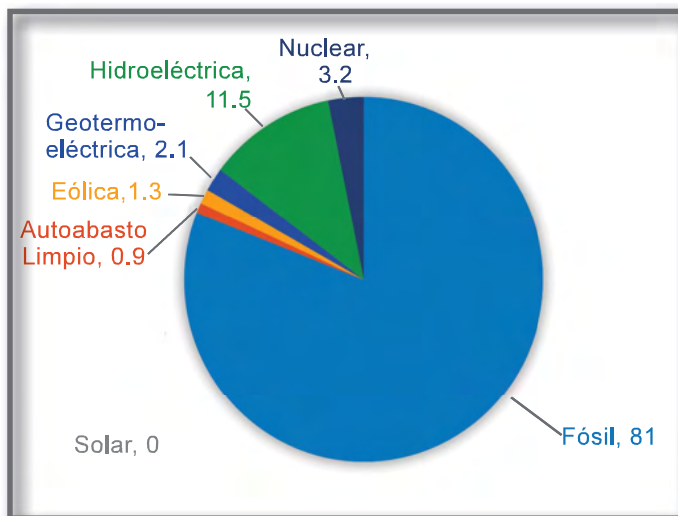
Para implementar el Programa de centrales que atienda las metas de la LAERFTE, se considera las siguientes:

1. Consumo y demanda registrada en el documento del Estudio del Mercado Eléctrico que sirvió de base para el Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico (POISE) 2012-2026.
2. Programa de precios de combustibles

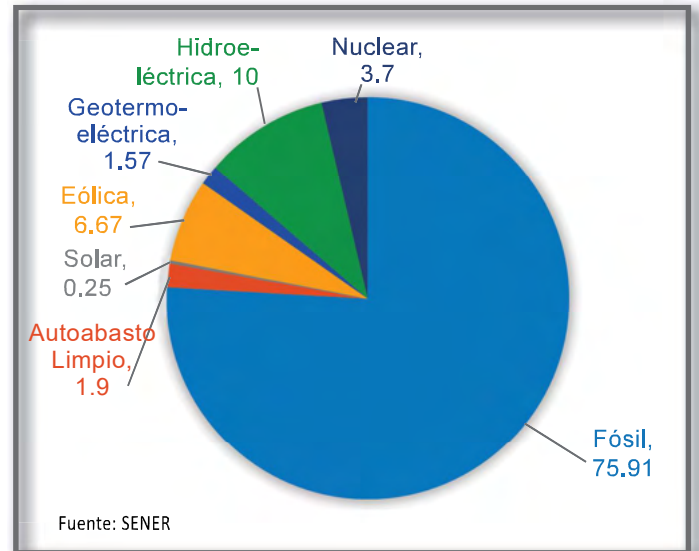
* Jaime Ramírez Ortiz, consultor independiente, ingeniero electricista con Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia en la UNAM. Fue Director General Adjunto en la Subsecretaría de Electricidad SENER. (Jrortiz.cfe@gmail.com). ** Larissa Ramírez López. Estudiante de Ingeniería Mecánica y Eléctrica en la Universidad Iberoamericana, Campus Ciudad de México. (Larissa.rmz.uia@gmail.com)

- vigente.
- Se considera un sistema uninodal. Se supone que se explotarán los recursos naturales en donde se dispongan, sin limitarse por la red de transmisión asociada, la cual se definirá posteriormente con estrategias como pueden ser Temporadas Abiertas para reserva de capacidad de transmisión.
 - Se considera que los factores de planta que produce cada tecnología de fuentes no fósiles para el corto y mediano plazo, se incrementarán gradualmente debido a los avances tecnológicos. Así mismo se estima una disminución gradual en sus costos.
 - En la medida de lo posible, la capacidad de respaldo de las centrales renovables de eólicas y solares, se proporcionarán con otras fuentes renovables, como pueden ser centrales hidroeléctricas con alto factor de planta, operando como "hilo de agua".
 - Los despachos de unidades de respaldo tendrán más certidumbre con pronósticos avanzados del recurso de renovables, ya sea del viento y del sol.
 - Como estrategia, programar en primera instancia el uso del recurso hídrico, eólico, biomasa, geotérmico y solar. A partir de que se agoten estos, incluir bloques de centrales de generación nuclear hasta complementar la mezcla objetivo de no fósiles para 2024.
 - Se toma como base para el corto plazo el programa de obras comprometido.

SITUACIÓN ACTUAL



En 2012 se registró una generación bruta en el SEM de 273,678 GWh, con la siguiente participación:



Con respecto a la generación de fuentes no fósiles, se registró un 19% del total, lo cual representa un reto muy grande cumplir con la meta de la ENE para el 2024 de alcanzar un 35%. En el rubro de solar se consideran 15 MW de paneles solares. El autoabasto limpio incluye: biomasa y cogeneración eficiente.

DIVERSIFICACIÓN DE FUENTES

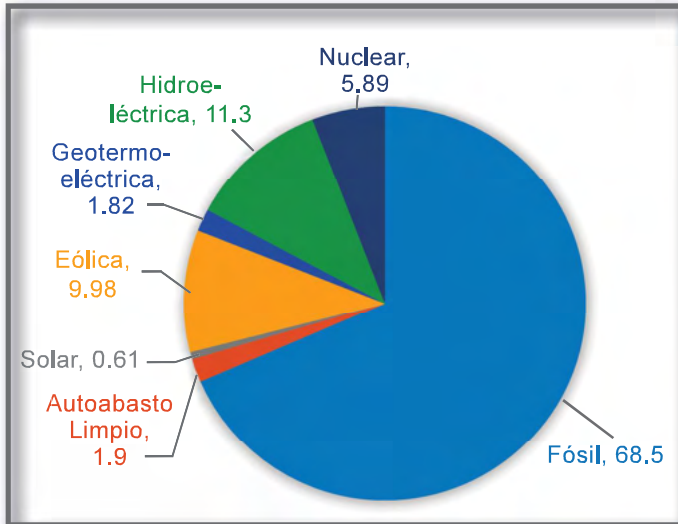
La diversificación en la mezcla de generación es de suma importancia debido a que reduce el riesgo ante la volatilidad en los precios de los combustibles y la incertidumbre en la evolución de los costos de las tecnologías. Esta medida pudiera generar un mayor costo, no obstante brinda una seguridad energética.

PROPUESTA DE PARTICIPACIÓN PARA ALCANZAR LA META DE LA ENE PARA 2016, 2020 y 2024.

2016

Se proyecta una generación bruta de 315,000 GWh, con un margen de reserva del 17.9%:

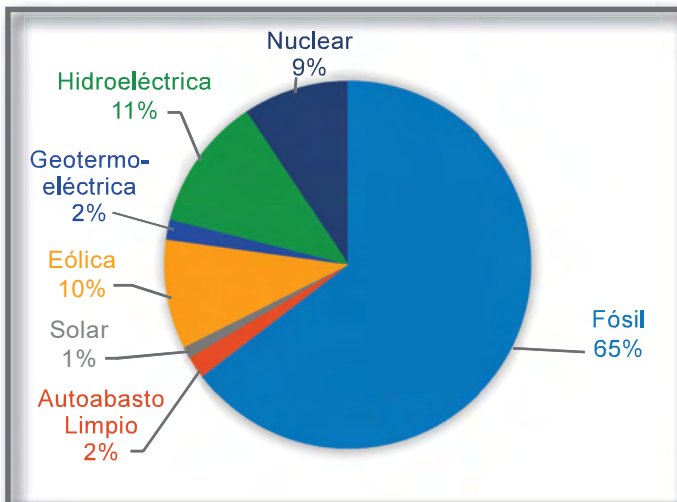
Esta mezcla nos arroja una combinación de fuentes no fósiles del 24.09%. Se observa un incremento relevante en la generación eólica, el cual es derivado de la implementación parcial de los permisos autorizados de las Temporadas Abierta de Tamaulipas, Baja California y Segunda de Oaxaca.



2020

Se proyecta una generación bruta de 370,258 GWh, con un margen de reserva del 14.3%.

Esta nueva mezcla nos arroja un 31.5% de generación de fuentes no fósiles. Se resalta el inicio de un programa de centrales nucleares, iniciando con una ampliación de un reactor de 1,300 MW en la central Laguna Verde.



2024

Se proyecta una generación bruta de 440,902 GWh, con un margen de reserva del 13%.

Finalmente en el 2024 se alcanza la meta con un 35.36% de generación por fuentes no fósiles. En parte se debe a la con-

tinuación del programa nuclear, con una nueva central de 2,600 MW sugiriendo en la costa de Tamaulipas. El resto de las energías continúan incrementándose, no obstante sus porcentajes relativos se mantienen en el mismo orden.

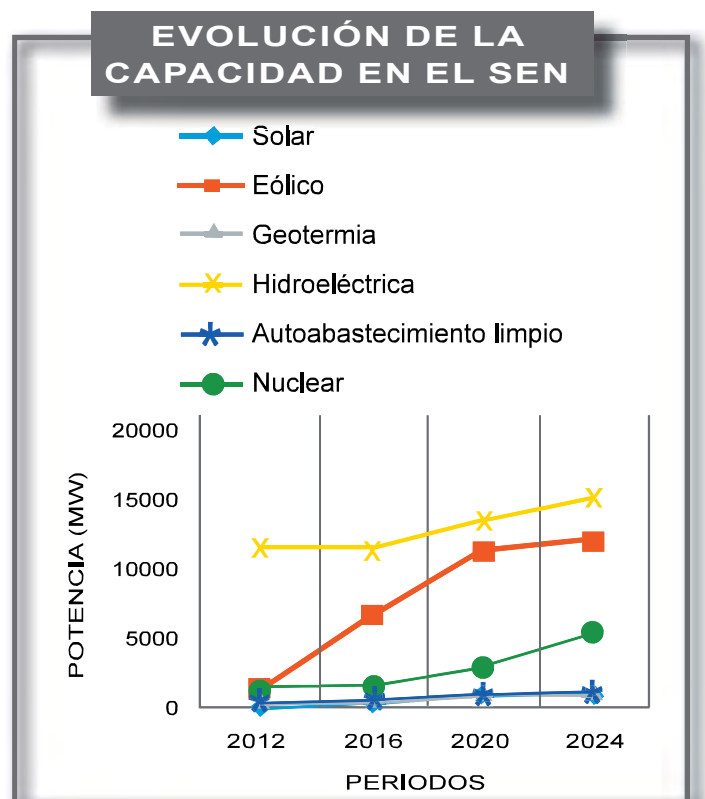
EVOLUCIÓN EN LA CAPACIDAD EN EL SEM DE FUENTES DE ENERGÍA NO FÓSILES

A continuación se presenta una gráfica que refleja las adiciones de capacidad de cada fuente para cada uno de los periodos.

Se observa que la combinación de las tecnologías solar, autoabastecimiento limpio y geotermia no son representativas en magnitud con respecto a las otras fuentes renovables.

Con respecto a la geotermia, se puede mencionar la degradación en la producción del campos geotérmico de Cerro Prieto, el cual en el corto plazo se reducirá su capacidad original de 720 MW a 350 MW. Sin embargo se compensará parcialmente con nuevos pozos aledaños, así como otros proyectos, de capacidad moderada, que tiene CFE en sus planes en la parte occidental y sur del país.

A pesar de que técnica, ambiental y económicamente se observan grandes retos para su explotación.



PRINCIPALES IMPULSORES

- De conformidad con el Artículo 6, fracción VI de la LAERFTE, se debe de elaborar el inventario de energías renovables. Este debe de ser técnica y económicamente factible, tomando en cuenta las reservas ecológicas, por su ubicación.
- Acorde a lo establecido en el Artículo 11, fracción III de la LAERFTE, publicar metas por periodos que den certidumbre a los inversionistas para instalar cluster de energías renovables.
- Se recomiendan apoyos financieros para elaborar estudios puntuales de mediciones para conocer potenciales de fuentes renovables, a petición de comunidades rurales.
- Se requieren esquemas de financiamiento novedosos para llevar a cabo estudios que identifiquen los recursos geotermoeléctricos.
- Es necesaria la participación municipal, estatal y federal para concesionar a largo plazo los rellenos sanitarios de las grandes ciudades, para el aprovechamiento de fuentes energéticas, siendo la electricidad una de ellas.
- Incentivos con créditos blandos para la adquisición de fuentes renovables de generación distribuida, en particular la solar en uso residencial.
- Reconocimiento de aportación de capacidad a las fuentes solares en las zonas del norte del país, debido a que el pico de las zonas coincide con la aportación de la generación de las fuentes.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Es necesario que se disponga de metas en periodos intermedios para lograr el objetivo de generar la electricidad, para el 2024, de un 35% por fuentes no fósiles.
- El nivel de concentración de dióxido de carbono ha superado la temida medida de 400 partes por millón por día, en mayo de 2013, lo que pone en evidencia el fracaso de las medidas internacionales tomadas por su control. 450 partes por millón al día es el límite que detonará cambios climáticos graves.
- Derivado de la intermitencia de las fuentes renovables, es necesario que CFE defina el nivel de penetración permitido para el SEM en forma anual.
- Los costos que se incurrirán con un programa que cumple las metas de fuentes no fósiles, serán más altos con respecto a los escenarios de mínimo costo con unidades convencionales planteados en el POISE. No obstante, se debe considerar como una decisión de política energética.
- Es necesario un pronunciamiento en política energética por parte del gobierno federal, a través de SENER, para impulsar un progra-



ma de fuentes nucleares. Este permite alcanzar la meta máxima, ya que sin él, el reto y los sobrecostos serían mayores. ●

BIBLIOGRAFÍA

- Comisión Federal de Electricidad. (2012). Estudios Básicos, Generación Bruta, Planificación de la Generación, Requerimientos 2012-2016, Anexo D, Anexo H, Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2016. (pp.21-32, 55-59, 63-65, 70, 73, 79, 81, 239-243, 316-328, 360).
- Secretaría de Energía (2013). Medidas de Política Energética .Estrategia Nacional de Energía 2013-2027.(pp. 34-37)
- Gillis, J. (2013, mayo 13). Crucial Carbon Dioxide Reading Revised Downward. New York Times, p.A14.
- Gumersindo Cué .Opciones para expandir el sistema de generación del servicio público. Energía a debate. Edición 45.
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.
- Plan Integral para el Desarrollo de Energías Renovables
- Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico.

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES U.N.A.M.



Formando a ingenieros en fuentes renovables

Una nueva carrera en la UNAM contribuye a las metas de transición energética en el país.

ALEJANDRO GUZMÁN RODRÍGUEZ*

Uno de los propósitos expresados en la Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 es la transición del país hacia el uso de energías renovables y tecnologías limpias, frente a una gradual pero clara disminución de la producción petrolera. En este escenario, la Universidad Nacional Autónoma de México forma desde 2011 a los profesionistas que podrán diseñar y operar los proyectos de energía limpia mediante la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables (LIER).

Octavio García Valladares, coordinador de Docencia de la carrera, aseguró en

entrevista que la creación de la LIER fue el resultado de un estudio con empresas y organizaciones que externaron la necesidad de contratar profesionistas capacitados en el campo de las fuentes renovables de energía.

“Hicimos una encuesta a 25 (instituciones), entre empresas y organizaciones no gubernamentales, y el requerimiento de éstas –algunas son bastante grandes, algunas son universidades–, necesitaban de dos a tres puestos de trabajo cada año de gente que haya estudiado este tipo de carrera”, explicó.

Los resultados del estudio indican que los empleadores estarían dispuestos a pagar un sueldo mensual de hasta 35 mil pesos a los recién egresados, siempre y cuando cumplan con el perfil que el Instituto de Energías Renovables promete: ingenieros con habilidades para adecuar, innovar e implementar tecnologías para el aprovechamiento de recursos energéticos renovables, y con capacidades para administrar y poner en operación estrategias en favor del desarrollo sustentable.

Sobre la oferta de carreras similares en otras universidades públicas y privadas del país, Octavio García Valladares, quien es doctor por la Universidad Politécnica de Cataluña, miembro de la Academia Mexicana de Ciencias y ha desarrollado proyectos de investigación de sistemas térmicos solares, destacó que no todos los planes de estudio tienen una especialización completa para el dominio de las energías renovables.

“Hay diferentes carreras de ingenierías en energías, sobre todo en la UAM (Universidad Autónoma Metropolitana) y algunos otros, y últimamente se están abriendo muchas carreras que le llaman ‘desarrollo sustentable’, como que también ha sido un eslogan de los últimos años, sin embargo son carreras que muchas veces no profundi-



**Reportero independiente con experiencia como editor web y coordinador editorial en diarios como Reforma y El Universal; estudiante de la Maestría en Periodismo y Asuntos Públicos en el Centro de Investigación y Docencia Económicas, CIDE (tacubo57@gmail.com)*



zan en las energías renovables y van más bien al área administrativa y otro tipo de áreas”, afirmó García Valladares.

Con un plan de estudios que comprende 42 asignaturas distribuidas en ocho semestres (cuatro años), la carrera tiene su sede en el Instituto de Energías Renovables de la UNAM ubicado en Temixco, Morelos. La primera generación ingresó en 2011, egresará en 2014 y actualmente cursa el cuarto semestre; la segunda arancó clases en 2012 y está en el segundo semestre. Asimismo, el proceso de ingreso de este año comenzó en diciembre de 2012 y concluye en julio próximo.

EL PERFIL DE LOS ESTUDIANTES

Para formar parte de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables es necesario pasar tres etapas: la primera consiste en aprobar el examen general de ingreso a la UNAM o contar con el pase reglamentario de la universidad liberado, después debe aprobarse un examen que aplica el Instituto de Energías Renovables y finalmente es necesario asistir a una entrevista académica.

La página de internet de la LIER (www.lier.unam.mx) señala que los aspirantes preferentemente deben provenir del bachillerato en áreas de ciencias físico-matemáticas, de ingenierías, o de ciencias biológicas y de la salud. Cinco estudiantes del segundo semestre entrevistados por *Energía a Debate* confirmaron que este perfil de ingreso se cumple, pues todos cursaron áreas físico-matemáticas en preparatorias públicas o privadas.

Sobre las motivaciones para estudiar la ingeniería, los alumnos destacaron su interés en participar en la transición energética nacional y la ventaja de cursar una carrera que no es altamente demandada.

“En mi caso (la motivación) fue justamente esa transición energética que yo vi como una oportunidad para hacer algo innovador, porque a lo que yo le tenía miedo es a terminar en una carrera muy saturada, de hecho Medicina, por ejemplo, como que siento que

hay demasiada gente. Entonces, me gustó que fuera nueva y me gustó que está justo a tiempo en la transición energética y es bien necesaria para el país”, dijo Iván Bolaños, de 20 años.

Santiago Espinosa de los Monteros, también de 20 años, resaltó el escaso número de estudiantes de este tipo de carrera y también enfatizó la necesidad de que los profesionistas mexicanos ocupen puestos clave.

“No es que haya poca gente estudiando esto en México –sostuvo–, sino que prácticamente no hay nadie. Si comparas justo lo que decía Iván, la cantidad de gente que está estudiando cualquier otra carrera con quienes estamos estudiando esta carrera (la LIER) o sus ‘pseudoequivalentes’ en otras universidades, realmente es prácticamente nada comparado con el resto de los estudiantes, y eso obviamente abre muchas oportunidades para campos de trabajo después y también está el rollo de que lo poco que se está haciendo de energías renovables en México es hecho por alemanes, por españoles, con las mismas condiciones del gobierno, pero es lana que está saliendo del país. Justo no hay nadie en México que sepa de esas cosas (las energías renovables) todavía. Tenemos que nacionalizar esa industria que por ahora por más pequeña que sea sigue siendo totalmente foránea”, sostuvo Espinosa.

Un aspecto que caracteriza a la comunidad de alumnos de la LIER es el origen foráneo de los estudiantes, pues de 25 de la generación 2012 sólo tres son originarios de Morelos, el estado donde se encuentra el Instituto de Energías Renovables de la UNAM. De los cinco entrevistados, una estudiante vino de Nayarit; dos son originarios del DF; uno es de Oaxaca; y otro de Mexicali.

LOS RETOS DE LA INGENIERÍA

Con esta ingeniería, la UNAM busca contribuir en la transición energética del país mediante la formación de profesionistas en Energías Renovables, sin embargo enfrenta un obstáculo: la presencia dominante de la industria petrolera, evidente desde los niveles de

demanda de las ingenierías de la universidad.

Mientras la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables ha tenido una demanda promedio de 80 aspirantes en sus tres procesos de ingreso –2011, 2012 y 2013–, la Ingeniería Petrolera, que se imparte en Ciudad Universitaria en el Distrito Federal, registró una demanda de 951 estudiantes en el ciclo 2011-2012, según el documento “¿Y cómo ingreso a la UNAM?”, elaborado por la Dirección General de Administración Escolar. Además, la LIER tiene un cupo de 25 a 30 estudiantes por generación y la Ingeniería Petrolera acepta un promedio de 88 futuros petroleros por cada periodo de ingreso.

El campo laboral representa otro desafío, pues los empleos requeridos en México para la generación de energías renovables en el periodo 2010-2018 –calculados por el Instituto de Ingeniería de la UNAM– son 14 mil, divididos en energía geotérmica, eólica, solar, biomasa y minihidroeléctrica, y en contraste la industria petrolera ocupa cada año un 90% más: 140 mil personas participan anualmente en promedio en la exploración, producción, refinación, así como en los procesos petroquímicos y administrativos de los hidrocarburos derivados del petróleo, de acuerdo con cifras difundidas por la Secretaría de Energía y Petróleos Mexicanos (Pemex).

El reporte “El sector energético en México 2012” publicado por el Instituto Nacional de Geografía y Estadística (Inegi) señala que un total de 626 mil personas trabajaron en 2011 en el sector energético en el país.

TRANSICIÓN, PRODUCCIÓN Y CONSUMO

Al proceso de sustitución gradual en la producción y uso de energías de origen fósil (no renovables) –como el petróleo y el gas licuado de petróleo (LP)– por energías limpias (renovables) –como la solar, la eólica y la biomasa– se le denomina “transición energética”. En el punto medio entre ambos tipos de energía se encuentra el gas natural, que regularmente proviene del carbón o se extrae asociado al petróleo o mediante el fracturamiento hidráulico de rocas no convencionales.

La Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 aprobada por la Cámara de Diputados en abril pasado enuncia que uno de los resultados esperados por parte del Gobierno federal es “diversificar la matriz energética aprovechando la disponibilidad de gas natural como combustible para la transición hacia un sector más sustentable y el uso de energías renovables y tecnologías limpias”.



Sin embargo, México aún es altamente dependiente de los recursos de origen fósil derivados del petróleo, aunque la producción petrolera ha mostrado una disminución en los últimos años. De 2006 a 2011, la producción de petróleo en el país pasó de 3.26 millones de barriles diarios a 2.55 millones, según cifras de Pemex. El precio internacional por barril ha registrado un alza sostenida desde 2003 y 60 países productores reportan un declive irremediable en sus reservas. A pesar de ello, el consumo de productos petrolíferos es ascendente año con año: en el periodo de 2006 a 2011 el valor de las ventas internas de la industria petrolera pasó de 533 mil millones de pesos en 2006 a 800 mil millones de pesos en 2011, se establece en la series estadísticas de “El sector energético en México 2012” del Inegi.

Acerca de las energías renovables, el programa ProMéxico Inversión y Comercio, de la Secretaría de Economía, reportó que hasta febrero de 2012 el 22% de la capacidad total de generación eléctrica en el país provino de las siguientes energías renovables –en orden de mayor a menor producción–: hidráulica, eólica, geotérmica y biomasa. Aunque ni la Secretaría de Energía ni la de Economía difunden cifras estadísticas del consumo de estas energías, ProMéxico indica que en 2011 se registró una inversión total de 200 millones de dólares en el sector de las renovables en México, principalmente en proyectos eólicos. “El potencial eólico de México se estima en 71 mil megavatios; esto equivale a cubrir más de tres veces la demanda de energía eléctrica del sector residencial en 2010”, estima ProMéxico. ●

Nuestro compromiso

es proveer soluciones
confiables para las
construcciones
más innovadoras

En CEMEX, además de producir los mejores materiales para la construcción, ofrecemos a nuestros clientes soluciones integrales de alto valor agregado. Por más de un siglo, hemos trabajado en alianza con constructores en todo el mundo para transformar su visión en realidades concretas. A través de innovación constante mostramos nuestro compromiso con el desarrollo de soluciones creativas y sustentables, necesarias para resolver los grandes retos de las construcciones de hoy y del mañana.

Juntos construimos un mejor futuro.



Construyendo el futuro

www.cemex.com

HOSPITAL SANT JOAN DE REUS. PICH-AGUILERA ARCHITECTS
COLABORACIÓN CON COREA-MORAN, ARCHITECTS. FOTOGRAFÍA POR ADRIÀ GOULA

25-27 Septiembre, 2013

WTC, Ciudad de México



Global Resources Environmental & Energy Network
EXPOSICIÓN Y CONFERENCIAS



CONIECO

XXI Congreso
Internacional
Ambiental



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.**

Sea parte de la edición 2013 y conozca:

- Aproximadamente 300 empresas
- Un Programa de Conferencias único
- Pabellones internacionales de: Austria, Canadá, Alemania, 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:



Canada

Apoyado por:



Consejo Consultivo
del Agua, A.C.



El status de la transición energética

El reto es alcanzar la sustentabilidad frente al fenómeno del cambio climático y a los riesgos asociados a la seguridad energética.

PABLO MULÁS DEL POZO*

El convencimiento de que el continuar con el desarrollo tradicional de la sociedad creará serios problemas a las generaciones futuras, ha llevado a la necesidad de proponer un cambio en las prácticas correspondientes de manera a tender a un desarrollo sustentable, es decir, a un desarrollo que satisfaga las necesidades del presente sin poner en riesgo la capacidad de las futuras generaciones a satisfacer sus necesidades. Este cambio de paradigma genera esta transición, que en nuestro caso se refiere a la transición a un sistema energético sustentable.

El concepto de sustentabilidad tiene tres aspectos: (1) la sustentabilidad física que presume la existencia de suficientes recursos naturales energéticos, así como un entorno ambiental adecuado, para las generaciones futuras; (2) la sustentabilidad económica a través de la cual se busca que el cambio y su operación se realicen al mínimo costo; y (3) la sustentabilidad social a través de la cual se desea asegurar el acceso a los productos y servicios necesarios para una vida decorosa para todos los miembros de la sociedad. Actualmente hay más de 1,600 millones de personas en el mundo sin acceso a los energéticos comerciales.

En el presente, los dos principales impulsores de la transición energética son (1) el cambio climático que, se postula, se debe al continuo incremento en la emisión de gases invernadero a la atmósfera, principalmente bióxido de carbono y metano, y (2) en menor

grado, la seguridad energética entendida como el aseguramiento de la disponibilidad física ininterrumpida de los productos energéticos a un precio adecuado para los consumidores.

La mitigación de gases invernadero es un objetivo primordial a nivel mundial, es decir, la transición a una sociedad que se desarrolle en un entorno de bajo carbono. De continuar en la trayectoria actual, la Agencia Internacional de Energía (AIE) proyecta que se pasará de una tasa de emisión actual de gases invernadero (GI) de alrededor de 32 Gton de carbono/año a 57 Gton de carbono/año para el 2050 con un incremento de temperatura promedio de la Tierra de 6°C. Esta situación se considera catastrófica por su impacto ambiental. El reducir el aumento de la temperatura a 2°C, implica reducir esa tasa para el 2050 a alrededor de 16 Gton de carbono/año, o sea, a la mitad del valor actual. Esto implica un gran esfuerzo de cambio de “*business as usual*” a “*business unusual*”, es decir, una transición de una economía principalmente basada en energéticos fósiles a una basada en energéticos limpios.

La propuesta de la AIE implica las siguientes acciones. En números redondos, aproximadamente un 40% de la mitigación se podría lograr incrementando la eficiencia energética y el ahorro de energía en los procesos involucrados en su producción, transformación, transporte y principalmente en su uso final. Aproximadamente otro 20% sería a través de la implementación de sistemas de captura y secuestro de carbono en fuentes fijas



de bióxido de carbono. Otro 20% corresponde a un mayor uso de las energías renovables. Otro 10% corresponde a un incremento en la utilización de la energía nuclear. Y el otro 10% se daría a través del cambio de combustibles en usos finales.

Las energías limpias tienen diferentes características que a continuación se describen muy brevemente.

Las más fiables por tener un largo historial de operación así como por tener la característica de firmes, es decir, que son despachables en cualquier momento que sean requeridas, son la macro-hidráulica, la energía nuclear y la geotermia convencional, las cuales se utilizan para generación eléctrica, aunque estas dos últimas podrían también utilizarse para aplicaciones térmicas. La geotermia avanzada, también llamada de roca seca, está en desarrollo a nivel planta piloto y, de lograr su desarrollo comercial, será de gran importancia por ser muy abundante y dispersa en el mundo.

La energía eólica para generación eléctrica ha crecido de forma muy importante en los últimos años con una capacidad instalada en diciembre de 2010 de 197 GWe y una generación para ese año de 342 TWh. Esto resulta

* Investigador del Instituto de Investigaciones Eléctricas y director ejecutivo del Consejo Nacional de Energía Capítulo México A.C. (pmulas@iie.org.mx)

en un factor de utilización promedio de 19.8%, es decir, que sólo una quinta parte del tiempo generó electricidad a su capacidad nominal ese año. Sin embargo, su intermitencia, al igual que la de la energía solar y de la mayoría de las energías oceánicas, requiere tener capacidad de almacenamiento o de respaldo, lo que encarece su kWh generado. Fuera del calentamiento de agua para usos domésticos y en instancias puntuales, el uso de la energía solar para aplicaciones térmicas con sistemas de almacenamiento es viable, pero escasa.

La biomasa en pastillas para generación eléctrica, utilizada principalmente en los países escandinavos, es cuestionada como fuente renovable por el tiempo de desfase entre su combustión y la absorción de bióxido de carbono en plantaciones energéticas. Los biocombustibles, con la excepción del bioetanol en base a caña de azúcar de Brasil, generan una competencia con la producción de alimentos en caso de una producción masiva. Los requerimientos de agua alcanzan aproximadamente 1000 litros de agua por litro de bioetanol y en ciertos casos su balance energético es negativo. Por lo mismo, los biocombustibles han sido también cuestionados.

Una problemática que se presenta en la actualidad con las energías renovables se relaciona con la sustentabilidad económica. La Agencia Internacional de Energía (AIE) reporta que, en 2011, la Unión Europea subsidió el mercado de energías renovables con 50 mil millones de dólares, de los cuales 11 mil millones fueron para biodiesel, y que los Estados Unidos también subsidiaron ese mercado con 21 mil millones de dólares, de los cuales 8 mil millones fueron para bioetanol. Esta situación presente no es sustentable económicamente a futuro, como ya se ha descubierto durante la crisis financiera del viejo continente, ejemplificada por la tragedia de los huertos solares en España. La futura implementación de un impuesto a las emisiones de gases invernadero o de un mercado de bonos de carbono reducirán o desaparecerán seguramente estos subsidios.

Finalmente, el uso de combustibles fósiles con captura y secuestro de carbono para fuentes fijas de bióxido de carbono se considera una tecnología limpia, pero, aunque ya existen proyectos demostrativos, ésta está todavía en desarrollo principalmente orientado a reducir costos.

Bajo este panorama y considerando que las principales tecnologías basadas en energías limpias se utilizan para la generación eléctrica, se observa una clara tendencia hacia la electrificación de las economías, siendo el sector transporte el principal ejemplo. Ya se comercializan vehículos híbridos enchufables, así como totalmente eléctricos. Un ejemplo del primer tipo es un vehículo mediano (Ford Fusion) con un rendimiento de 45 km/litro, a costos mayores que los normales, pero no irracionales. La recarga de las baterías de estos vehículos mayorita-

riamente se realizará en las noches.

Por otro lado, la implementación de sistemas eléctricos llamados inteligentes que implican en parte la instalación de medidores avanzados y la aplicación de tarifas horarias en todos los sectores consumidores ha demostrado que la energía consumida en el pico de la demanda se reduce en alrededor de 30%, trasladando ésta al valle de la demanda de la noche.

Estas tendencias harán que la demanda de la generación base, la que opera las 24 horas 7 días a la semana en forma continua, se incrementará en forma importante en el futuro. Para satisfacer este incremento es imprescindible contar con tecnologías que sean propicias a este tipo de generación: nucleoelectricas, geotermoeléctricas convencionales y avanzadas, y termoeléctricas convencionales incluyendo ciclos combinados, pero con captura y secuestro de carbono. Las otras energías renovables continuarán su implementación en aquellos casos especiales en las que son competitivas, pero la velocidad de ésta probablemente se reduzca hasta resolverse las problemáticas actuales ya mencionadas.

Por estas razones, es recomendable para nuestro país hacer realidad las indicaciones plasmadas en la Estrategia Nacional de Energía en cuanto a energías limpias. El incremento en la utilización de energías limpias debe acelerarse si se desea cumplir con la meta de la Ley General de Cambio Climático del 35% de la generación eléctrica en base a este tipo de tecnologías para el 2026. En cuanto a la energía nuclear, es muy necesario tomar una decisión lo más pronto posible debido al tiempo requerido para lograr la entrada en operación de nuevas unidades de este tipo. En cuanto a las energías renovables, éstas deben de continuar su aportación incremental a la generación eléctrica, pero –como me lo indicó un expresidente del Instituto Nacional de Ecología– en forma responsable.

Para terminar, en cuanto a investigación y desarrollo, quisiera enfatizar la importancia de la tecnología en desarrollo de la geotermia avanzada. Por las características geológicas de nuestro país y la gran cantidad de manifestaciones superficiales de la presencia de anomalías térmicas en el subsuelo, el potencial del recurso es inmenso y me atrevo a pronosticar tan grande o mayor que el de la energía solar. Aunado a esto, la tecnología en desarrollo tiene la característica de no tener la desventaja de ser intermitente, la cual es muy importante en cuanto a la operación del sistema eléctrico. La experiencia adquirida en las últimas décadas en la instalación y operación de las unidades geotermoeléctricas convencionales es ya un trecho del camino por andar en este desarrollo. Dicho esto, creo que debería ser una de las tecnologías prioritarias en el segmento del quehacer en cuanto a investigación y desarrollo tecnológico. ●



Segundo Foro Internacional Expo Foro Pemex

17, 18 y 19 de septiembre

CENTRO BANAMEX

Distrito Federal, México

Con la participación de instituciones públicas, privadas, financieras, empresariales y educativas, así como de PYMES.

Conferencias • mesas de trabajo • exposiciones de proyectos y estrategias

ENTRADA LIBRE

Horario de 10:00 a 18:00 horas

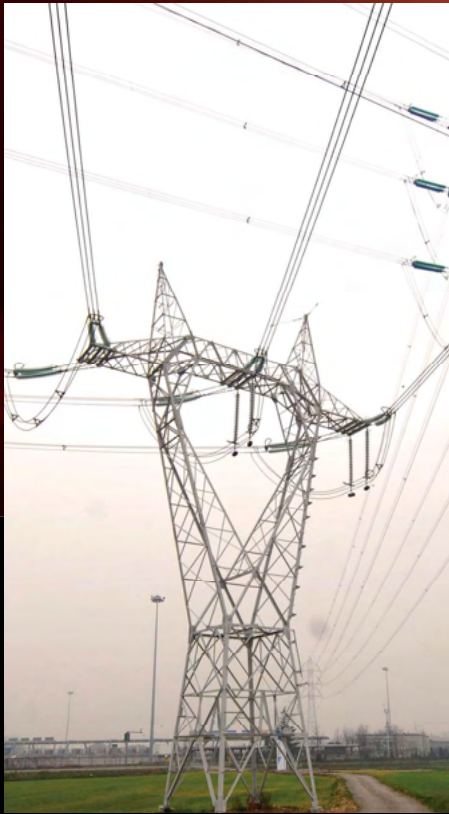
**Compañía Comercializadora
Promo BTL S.A de C.V**

Insurgentes Sur 1571 Piso 2, Col. San José Insurgentes,
C.P. 03900, México, D.F.
Tel. 54464688 ext. 203 y 208
www.conceptos.org



www.foropemex.com.mx

CENTRO BANAMEX Av. Del Conscripto #331 Col. Lomas de Sotelo Del. Miguel Hidalgo C.P. 11200 México, D.F.



ARIZONA • BAJA CALIFORNIA • CALIFORNIA • CHIHUAHUA • COAHUILA • NEW MEXICO • NUEVO LEÓN • SONORA • TAMAUJIPAS • 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

El potencial eólico nacional, una visión al futuro

El país se tiene un potencial de 30,731 MW con factor de planta por encima del 25%, esto es, proyectos potencialmente viables.

EDGAR ROBERTO SANDOVAL GARCÍA *

A Enero 2013, México contaba con 1,400 MW instalados de capacidad eólica –15 de los 17 proyectos instalados en el estado de Oaxaca– con la meta de alcanzar 12,000 MW instalados al año 2020. En la actualidad, el costo de inversión de la capacidad instalada eólica en México se estima alrededor de los 2 millones de dólares (mdd)/MW, acorde a datos de la AMDEE⁽¹⁾.

Revisando algunos de los principales proyectos que se han instalado recientemente (información disponible en los sitios web de los principales periódicos del país), podemos constatar los datos anteriormente estimados. (Ver Tabla 1).

De acuerdo a información de la Secretaría de Energía [1], [2], tan sólo el potencial total en el estado de Oaxaca es de más de 10,000 MW con un factor medido superior al 40%, y en general en

⁽¹⁾ Entrevista a Leopoldo Rodríguez, Presidente y Carlos Gottfried, Consejero de la AMDEE. Disponible en <http://www.obrasweb.mx/construccion/2013/01/23/mexico-podria-tener-7-parques-eolicos-mas-este-ano>.

⁽²⁾ Estructura de costos obtenida del sitio "Wind Energy the facts". Diposible en <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-3-economics-of-wind-power/chapter-1-cost-of-on-land-wind-power/cost-and-investment-structures/>

Tabla 1. Inversión promedio principales proyectos eólicos en México

Estado	Proyecto	Constructor	Unidades	Tipo	MW	Monto (US\$)	US\$/MW	US\$ / unidad instalada
Tamaulipas	Porvenir	Compañía Eólica de Tamaulipas, Mex-Suiza	30	Aerogenerador V90, 1,8 MW	54	\$140,000,000.00	\$2,592,592.59	\$4,666,666.67
Oaxaca		Gas Natural Fenosa, España			234	\$389,000,000.00	\$1,662,393.16	
BCN	Rumorosa				10	\$26,191,000.00	\$2,619,100.00	
Oaxaca	Oaxaca II, III y IV	Acciona Energía México, España	303		304.2	\$600,000,000.00	\$1,972,386.59	\$1,980,198.02
Oaxaca	BIMBO/ Demex I	DEMEX, España	45	GESA, 2MW	95	\$200,000,000.00	\$2,105,263.16	\$4,444,444.44
Oaxaca	Zopilooapan-Bii Nee Stipa III	Enel Green Power / GAMESA	35		70	\$160,000,000.00	\$2,285,714.29	\$4,571,428.57
Oaxaca	Peñoles		32	GESA, 2MW	80	\$175,000,000.00	\$2,187,500.00	\$5,468,750.00
Oaxaca	Bii Nee Stipa II	Semest , Enel Green Power / Italia	37		74	\$168,500,000.00	\$2,277,027.03	\$4,554,054.05
						Promedio	\$2,212,747.10	

* Doctorante en Cinvestav, Programa Transdisciplinario Desarrollo Científico y Tecnológico para la Sociedad. (esandoval@cinvestav.mx.)

el país se tiene un potencial de 30,731 MW con factor de planta por encima del 25%, esto es, proyectos potencialmente viables.

Si consideramos los mismos 2 mdd como margen de inversión en las próximas décadas, debido a que el efecto de inflación y tasa de interés de los proyectos de inversión se compensan por el avance tecnológico y por el aprendizaje propio de la tecnología. Entonces el potencial de los 29,331 MW faltantes por instalar representaría una inversión a futuro de \$58,662 mdd.

Considerando la estructura de costos (Ver Tabla 2) de una turbina típica de 2 MW instalada en Europa al año 2006⁽²⁾(€), tan solo, \$44,348.5 mdd representarían la inversión de las 14,666 turbinas a instalar, y de acuerdo a estos datos el terreno a ocupar tendría un valor aproximado de \$2,287.82 mdd. Obviamente habría que considerar el costo por metro cuadrado en Europa y en México, pero finalmente si consideramos que nuestros proyectos de generación eléctrica son de "clase mundial", el porcentaje estimado debería ser el mismo para dar las mismas ventajas de oportunidad y de equidad social, como prioridades de un crecimiento sustentable.

Por otro parte, ¿Qué representa el potencial de compra de 14,666 turbinas? Consideremos un requerimiento total bajo un plan de compra a mediano plazo directamente con los fabricantes como VESTAS o GAMESA, ¿Cuál sería el porcentaje de descuento que nos podrían ofrecer? Finalmente hoy en día una planeación financiera estricta es lo que se vive día a día tanto en naciones desarrolladas como en desarrollo. O que oportunidades representaría al país si el fabricante instalara una planta de producción en el país, en términos de divisas y empleos por ejemplo. Considerando un lapso de 20 años, representaría fabricar 734 turbinas/año ó 61 por mes, cifra nada despreciable, considerando al mercado potencial que tenemos a nuestro alcance en América Latina.

O más aún, que representan 14,666 turbinas para el desarrollo de una industria local. Se sabe que una planta de turbinas eólicas representa un número de componentes como parte de un complejo sistema de producción, tal como lo es la industria automotriz [3] -que por cierto en México este tipo de industria se considera como un semillero probado de mano de obra especializada y calificada-, por lo tanto existe un buen potencial de vinculación entre gobierno-academia para crear redes de cooperación con la pequeña y mediana industria, y desarrollar productos y procesos de alto valor agregado que pudieran incorporarse a una cadena de suministro total. Reconociendo que existen tecnologías de avanzada, que por el momento sólo

Tabla 2. Estructura de costos, turbina 2 MW (2006)

	<i>Inversión (€ 1000 /MW)</i>	<i>Participación (%)</i>
Turbina (ex works)	928	75.6
Cimentación	80	6.5
Instalación eléctrica	18	1.5
Conexión a red	109	8.9
Sistemas de control	4	0.3
Consultoría	15	1.2
Terreno	48	3.9
Costo financiero	15	1.2
Caminos	11	0.9
Total	1228	100

las grandes naciones desarrolladas podrían proveer, pero, sería ya sólo un porcentaje mínimo (13.45%, ver figura 1).

Los centros de enseñanza universitaria e instituciones de investigación, principalmente en el área de ingeniería, en este caso, tienen hoy en día la gran oportunidad de demostrar a la sociedad que ha valido la pena invertir en Investigación y Desarrollo a lo largo del tiempo⁽⁹⁾. Claro que este tipo de proyectos deben ir de la mano de un marco legal, social y regulatorio, en donde otras disciplinas tienen un amplio espectro de participación. Tenemos a su vez, la gran oportunidad de aprovechar a nuestro favor las ventajas competitivas que naturalmente existen en nuestro territorio, pero de una forma sustentable. Sólo hace falta que las Instituciones responsables de crear el futuro del país, se coordinen y planifiquen de forma adecuada como construir dicho futuro, tomando como consideración

Figura 1



Fuente: Departamento de comercio e industria, República de Sudáfrica.

prioritaria, la máxima participación de la población en los proyectos a desarrollar. ●

Referencias

1. SENER (2012). "Prospectiva de Energías Renovables 2012-2016". [En línea]. Disponible en http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PER_2012-2026.pdf
2. SENER (2007). "Energía eólica y la política energética mexicana". [En línea]. Disponible en http://www.ine.gob.mx/descargas/cclimatico/taller_ener_ren_07.pdf
3. Department of Trade and Industry, Republic of South Africa (2011). "Prospects for job creation in local manufacturing in the renewable energy sector". [En línea]. Disponible en http://www.thedti.gov.za/parliament/dti_pce_presentation.pdf

⁽³⁾ Existen encuestas por diversos organismos que, en lo general la sociedad mexicana considera al científico como una persona peligrosa, solitaria, que trabaja en ideas raras y de carácter personal, y con mínimo beneficio social.



Más energía eléctrica limpia para la Península de Yucatán

Expansión del ducto de GDF SUEZ y GE "Energía Mayakan"

GDF SUEZ México y GE Energy Financial Service anunciaron la extensión del gasoducto de Energía Mayakan, lo que beneficiará a la Península de Yucatán al brindarle más gas natural para la generación de energía eléctrica limpia. El proyecto consiste en la extensión del ducto de 700 km de distancia y 24-16 pulgadas de diámetro, que actualmente da inicio en Macuspana, Tabasco, atravesando los estados de Chiapas y Campeche y terminando en Valladolid, Yucatán.

La extensión de 75 kilómetros correrá del Centro Procesador de Gas Nuevo PEMEX –propiedad de Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) en Nuevo Pemex, Tabasco– para conectarse con el ducto existente de

Mayakan en Macuspana, Tabasco. La Comisión Federal de Electricidad ha contratado 300 MMPCD (millones de pies cúbicos diarios) de gas con PGPB que serán transportados por esta extensión de 30 pulgadas de diámetro, con el objeto de migrar las plantas eléctricas de la Península de Yucatán de diesel y combustóleo a gas natural, un combustible más limpio y económico.

GDF SUEZ México invertirá aproximadamente \$92 millones de dólares, correspondiente a su 67.5% de participación actual en el gasoducto, mientras que GE Energy Financial Services invertirá aproximadamente \$44 millones de dólares correspondiente a su participación de 32.5% del capital.



GDF SUEZ





Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos, A.C.

“La Ingeniería Química en las decisiones fundamentales para la Industria Petrolera y Química de México”



2013 / IMIQ

III Convención Nacional Cancún, México

Del 23 al 25 de octubre 2013

Informes

Instituto Mexicano de Ingenieros Químicos, A.C.
Horacio 124-1101 y 1301 Col. Polanco
C.P. 11560, México, D.F.
Tels. 01-55-52-50-48-57 / 01-55-52-50-48-44 /
01-55-55-45-58-17
imiqac@podernet.com.mx
imiqac@imiq.com.mx
www.imiq.com.mx

Ventas

Alba Enterprises LLC
Ventas Internacionales
14090 Southwest Freeway,
Suite 300 #204
Sugar Land, Texas 77478
Tel. (281) 340-2093
Contacto: Lorena Cabezas
l.cabezas@grupoalba.com.mx

Grupo Comunicador Alba
Tlacoquemécatl #21-101 Col. Del Valle
C.P. 03200, México, D.F.
Tels. 01-55-59-61-69 / 01-55-59-08-66
01-55-55-59-22-07
ventas@grupoalba.com.mx
avillanueva@grupoalba.com.mx
www.grupoalba.com.mx



Alba Enterprises LLC



Reflexiones sobre agua y energía

El mejor uso del agua y la seguridad en el suministro son temas vinculados a la transición energética.

GERARDO BAZÁN NAVARRETE* Y GILBERTO ORTIZ MUÑIZ**

El agua es indispensable para la producción, extracción, transporte y procesamiento de combustibles fósiles y naturalmente en la irrigación de los cultivos usados para producir biocombustibles. Conocemos la alta correlación entre consumo de energía, consumo de agua y la contaminación, por lo que un uso adecuado de la energía y el agua repercuten en una menor contaminación.

El agua es un sector muy vulnerable y que ya existen problemas por su distribución desigual –incluso, conflictos geopolíticos serios en el mundo en esta materia–, por sus restricciones físicas y en su regulación que pueden a futuro limitar su uso. Otras restricciones adicionales son el crecimiento económico de la población y el cambio climático que impactaran fuertemente en el sector energético.

El agua está creciendo en importancia en la valoración física, económica y ambiental de los proyectos energéticos. La disponibilidad de agua es un elemento esencial para el desarrollo de gas y petróleo no convencionales, energía que se le está dando un gran optimismo y que se tiene que tener mucho cuidado en las decisiones que se tomen en nuestro país y en el mundo por sus implicaciones regulatorias, económicas, ambientales y consumo de agua.

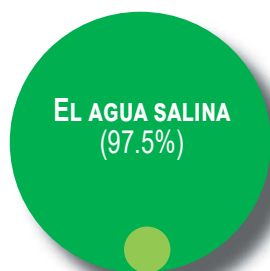
Es interesante comentar las acciones que en materia de desarrollo del shale gas, dos países (China y Estados Unidos) con grandes recursos de este energético reportan la problemática que les representa la escasez de agua.

China estima que técnicamente su infraestructura para la extracción de *shale gas* es muy limitada todavía, pero el gobierno está buscando activamente el mejor desarrollo para la explotación de este recurso. En marzo de 2012, la Comisión Nacional de Desarrollo de China (CNDP) emitió el Plan de Desarrollo para 2011-15, que prevé que la producción de shale gas alcanzara de 60 a 100 billones de metros cúbicos para el año 2020. Sin embargo, algunas de las cuencas más prometedoras se encuentran en regiones con escasez de agua, lo que podría limitar el crecimiento de la producción (o elevar los costos significativamente).

El gobierno chino ha identificado la escasez de agua como un potencial cuello de botella para el desarrollo económico y el desarrollo social. En respuesta, se sigue adelante con las reformas a los precios del agua y regulaciones cada vez más estrictas y procedimientos de ejecución dirigidas a mejorar la conservación del agua. El Plan Quinquenal de China, que termina en 2015, incluye la meta de reducir el consumo de agua por unidad de valor agregado

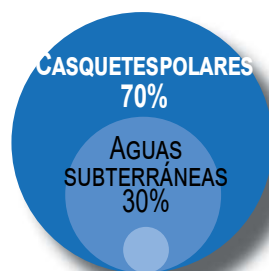
Los recursos mundiales de agua dulce y el uso humano

LOS RECURSOS TOTALES



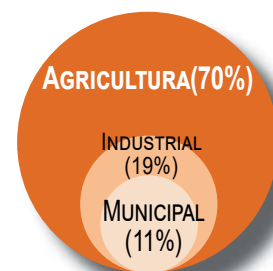
AGUA DULCE (2.5)

RECURSOS DE AGUA DULCE



AGUAS SUPERFICIALES (0.3%)

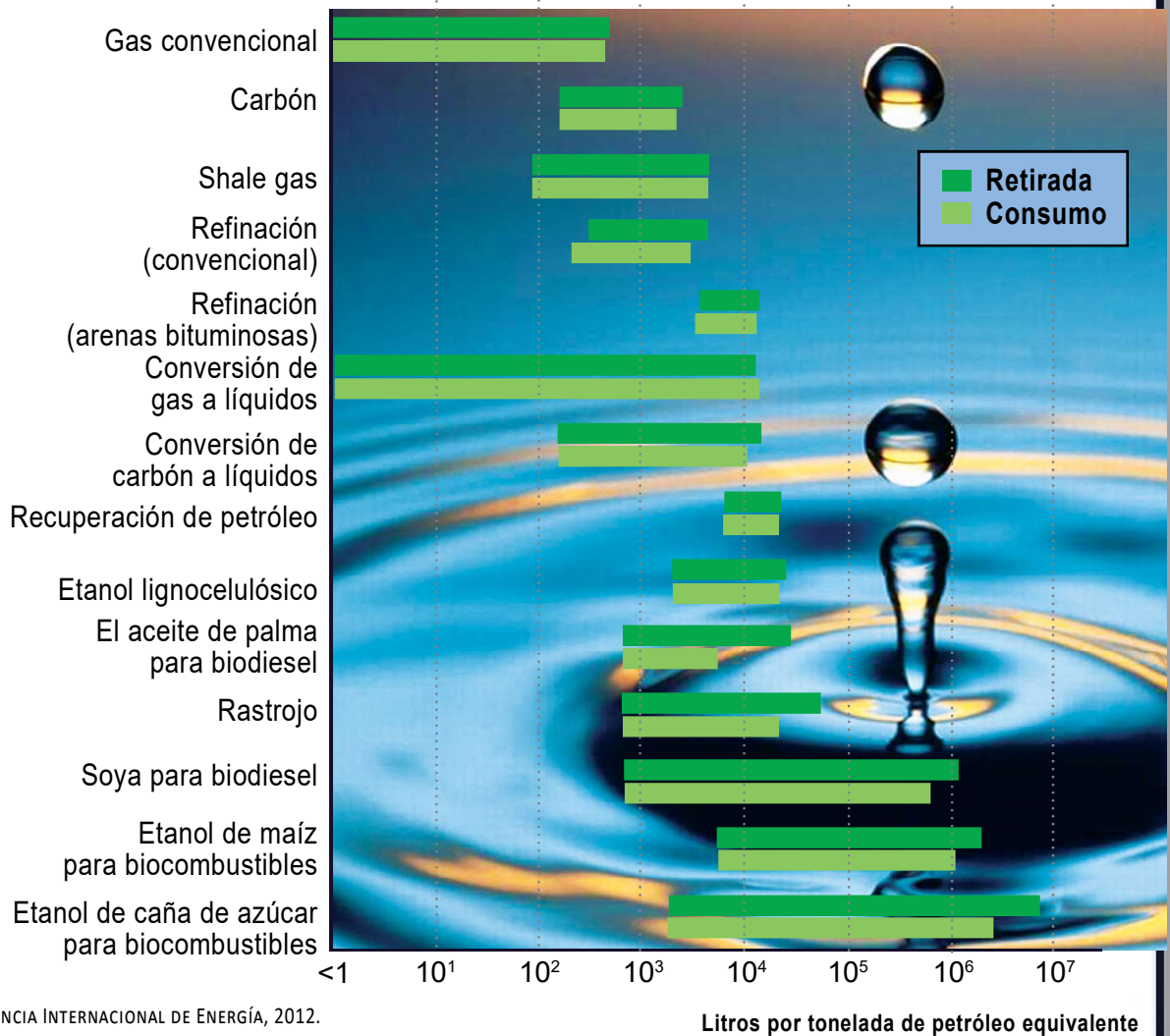
CONSUMO HUMANO DE AGUA



Fuente: Shiklomanov (1993), base de datos Aquastat FAO de las Naciones Unidas.

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

Uso del agua para la producción de energía primaria



de la producción industrial en un 30%, así como el objetivo de aumentar la eficiencia de uso del agua a nivel de los países desarrollados para el año 2030.

Junto a estos esfuerzos, China está reforzando su capacidad de desalación y el desarrollo de grandes proyectos de infraestructuras, en particular el proyecto de transferencia masiva de agua de sur a norte, programada para finales del 2050, que desviara 45 millones de metros cúbicos por año de agua (equivalente al caudal combinado de los ríos Tigris y Éufrates) de los ríos del sur hacia el norte.

A pesar de estas medidas, la amenaza es que en el futuro ciertas industrias que basan su producción en el agua, incluyendo algunos tipos de producción de energía, podrían verse limitadas en determinadas regiones, ya que se prevén dificultades hídricas por una intensa competencia por el agua.

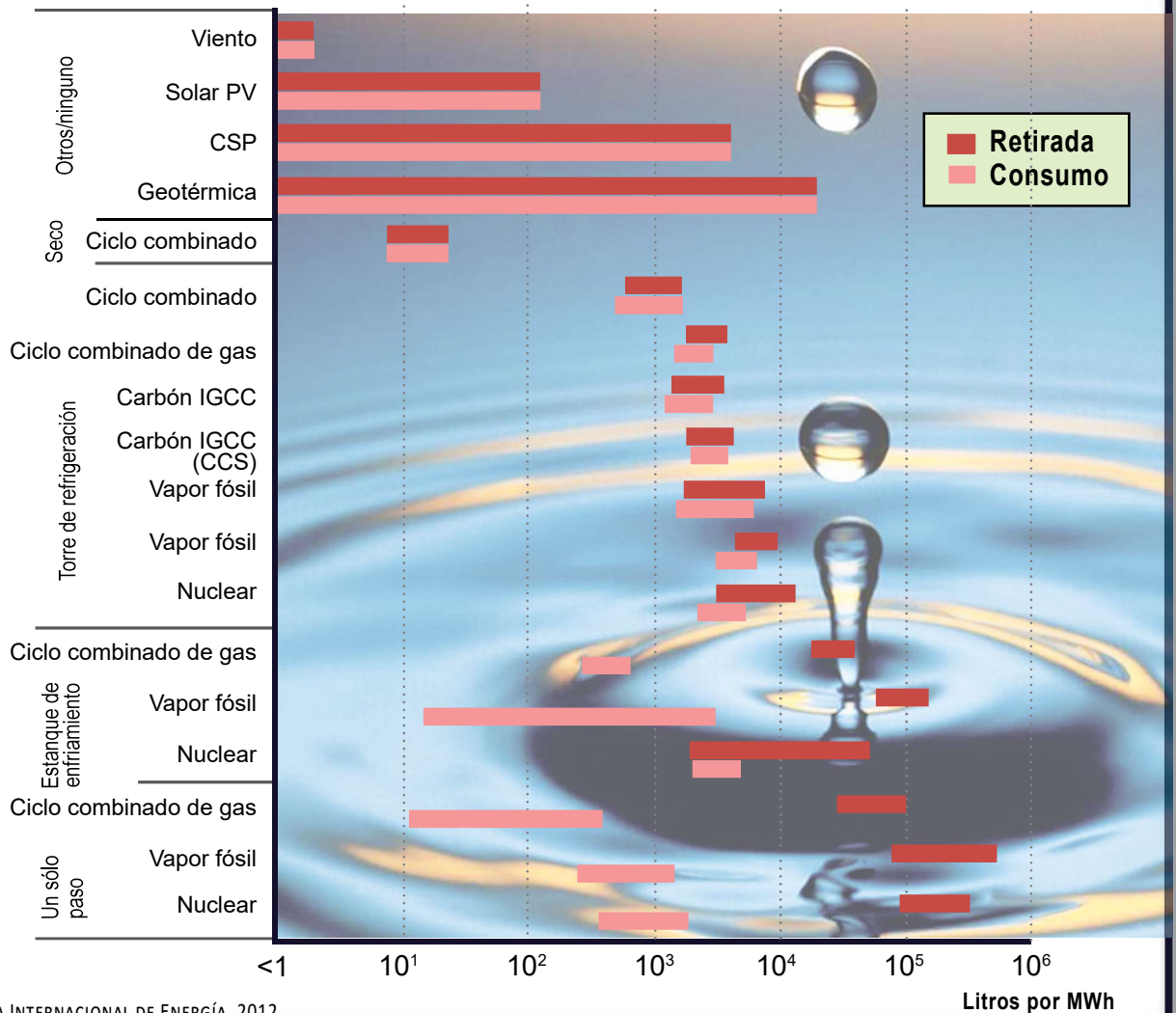
En el caso de los Estados Unidos de Norteamérica la preocu-

pación por la disponibilidad de agua y el efecto en la producción de la calidad de la misma también podría disminuir significativamente el desarrollo de la producción de shale gas. La producción de *shale gas* ha aumentado en un 45% por año entre 2005 y 2011 y se prevé que crezca a aproximadamente 370 millones de metros cúbicos en 2035, frente a los 193 millones de metros cúbicos en el 2011.

La fracturación hidráulica es una fuente de gran preocupación pública en los Estados Unidos y algunos estados como Vermont, New York, New Jersey y Maryland, o bien han prohibido su uso o colocan una moratoria en la práctica, mientras se llevan a cabo más estudios.

Una de las principales investigaciones, está en marcha por la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. para entender los posibles impactos de fracturamiento hidráulico de las fuentes de agua potable, con un informe final que se espera en 2014. Esto podría afectar en gran medida la tasa de desarrollo futuro del *shale gas*.

Uso del agua para la generación de electricidad mediante la tecnología de refrigeración



FUENTE: AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA, 2012.

Composición del agua. El 97% del agua de nuestro planeta es salobre, el 3% restante es agua dulce. De esa cantidad, el 70% está concentrado en los casquetes polares y los glaciares. Es agua profunda inaccesible o se halla en la atmosfera, por lo que sólo está disponible para el consumo humano el 1% del total.

Del 1% disponible para consumo humano el 70% se destina para la agricultura, el 19% para la industria y el 11% restante para abastecimiento de la población.

Panorama mundial

En los últimos 50 años, la actividad humana ha tenido efectos negativos sobre el ciclo del agua, debido principalmente a tres causas:

- La modificación de la superficie terrestre,
- la contaminación y
- la sobreexplotación del recurso.

El constante crecimiento de la población, de la industria, la urbanización y la intensificación de cultivos agrícolas, están dando por resultado la actual crisis hídrica mundial. Amén de su distribución desigual en el planeta, que suscita problemas geopolíticos, el consumo de agua por persona en el mundo también es muy dispar. Mientras que 3,400 millones de personas cuentan con una dotación de apenas 50 litros por día, en países desarrollados este valor fácilmente sobrepasa los 400 litros por habitante por día.

Panorama nacional

En México se utilizan anualmente 72 millones de metros cúbicos de agua, de los cuales el 45% proviene de aguas superficiales y 27% de aguas subterráneas. El problema del agua en México, al igual que en muchos otros países del mundo, se debe a una desigual distribución del recurso y un creciente deterioro de la calidad debido a la contaminación y la sobreexplotación. La composición del

consumo en nuestro país es similar al del resto del mundo siendo el mayor consumo el del ramo agrícola con un 72% del total.

Agua y energía

El agua es necesaria para la producción de energía y se usa en la extracción, procesamiento y transporte, con impactos en la calidad del recurso según la actividad.

Petróleo y gas

- Perforación, terminación de pozos y fracturas hidráulicas.
- Inyección en depósitos en secundarios y la recuperación mejorada de petróleo.
- Arenas bituminosas, minería y la recuperación en sitio.
- Actualización y perfeccionamiento en los productos.
Posibles impactos en la calidad del agua:
- Contaminación por filtración de fluidos ó fracturas (superficial y subterránea).

Carbón

- Corte y supresión de polvo en la minería y transporte.
- Lavado para mejorar la calidad del carbón.
- Reacondicionamiento de las minas a cielo abierto.
- El transporte a larga distancia a través de bandas transportadoras.
Posibles impactos en la calidad del agua:
- Contaminación producida por filtraciones.

Biocombustibles

- Riego para el crecimiento de cultivos como materia prima.
- Molienda húmeda, lavado y enfriamiento en el proceso de conversión de combustible.
Posibles impactos en la calidad del agua:
- La contaminación por escurrimiento que contiene
- fertilizantes, pesticidas y sedimentos
- Las aguas residuales producidas por refinación.

En todo el ciclo de producción de energía el consumo de agua varía de una fuente a otra y así tenemos que en la producción de gas el consumo es mínimo comparado con la producción de otros combustibles fósiles o biocombustibles y reiteramos el gran uso del agua en la producción de *shale gas*, en donde su consumo depende de las tasas de recuperación de gas, el número de tratamientos en la fracturación hidráulica y la tecnología de recirculación que se use.

Las centrales térmicas (basada en combustibles fósiles y

nucleares) necesitan agua principalmente para la refrigeración. Por unidad de energía producida, son los usuarios más intensivos del sector en consumo de agua.

Las necesidades de agua para las plantas térmicas están determinadas por la eficiencia, por los disipadores de calor y, en particular, el sistema de enfriamiento empleado. El consumo de agua se puede reducir con mayor eficiencia de las plantas, que reduzcan al mínimo la cantidad de calor residual producido por unidad de electricidad generada, y el acceso a los disipadores de calor alternativos, tales como la atmósfera (por ejemplo, una torre de refrigeración). La elección del sistema de refrigeración tiene el mayor impacto en las necesidades de agua para un determinado tipo de generación de energía térmica.

Los altos requerimientos de agua que se necesitan para producir electricidad con combustibles bajos en carbono tienen un fuerte impacto y un punto muy relevante a considerar es el sitio de su localización y se aplica para:

- Captura y secuestro de carbón.
- Nuclear.
- Plantas de combustibles fósiles que tienen la captura y secuestro de carbón (CCS) por sus siglas en inglés.

Conclusiones.-

- Debido a la alta correlación entre consumo de agua, energía y contaminación, el llevar a cabo un adecuado programa de uso eficiente de energía repercute en los consumos de agua y en la cantidad de contaminantes.
- La tarea que se ha iniciado en México de llevar una transición energética para dar mayor seguridad en su suministro, así como disminuir las consecuencias del cambio climático y cumplir el compromiso de la nueva administración de disminuir la pobreza significa el llevar a cabo un amplio programa de descarbonización del sector de energía en donde el agua juega un papel muy relevante.
- La incertidumbre que se cierne sobre el gas no convencional implica un alto costo de producción en todo el mundo que representa un punto importante a considerar en la industria mexicana del gas.

Recomendaciones.-

- Que se establezca y se cumpla rigurosamente un programa nacional de uso eficiente de energía.
- La transición energética debe realizarse con un enfoque de análisis beneficio-costos de sus acciones. ●



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

Chicontepec: ¿cambiar de estrategia?

La explotación del paleocanal ha planteado múltiples retos geológicos, técnicos, económicos que no han podido ser superados cabalmente.

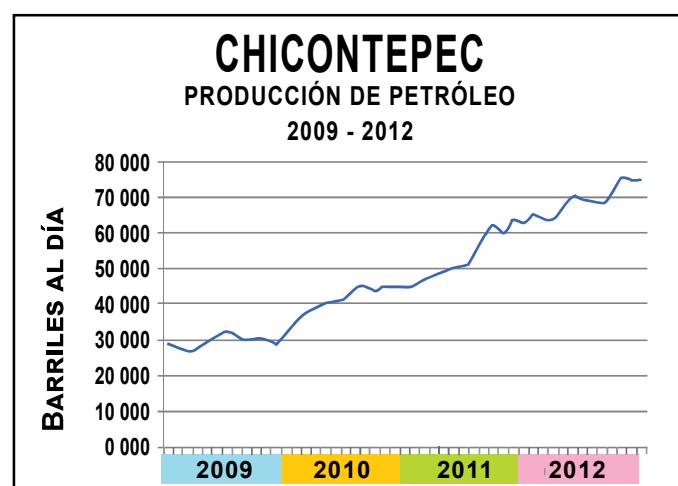
EDGAR OCAMPO TÉLLEZ*

El Proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG) o “Chicontepec” puede convertirse en una pesada carga financiera para el país y en un gran fracaso económico para Pemex, si no se toma en consideración la dinámica actual del mercado mundial del petróleo en la planeación de su explotación. Chicon-

tepec es un yacimiento muy costoso para explotar, y su reciente auge sólo ha sido posible gracias al encarecimiento del barril de petróleo que permitió volverlo rentable a partir de 2006.

Pero el panorama mundial ya no es el mismo que en la década pasada. Ahora está cambiando rápida y radicalmente, debido, por un lado, a la mayor capacidad de producción petrolera atribuible a la fiesta americana del *shale oil* y, por el otro, debido a la recesión en Europa y al enfriamiento de la economía China. Por supuesto, falta ver si estos factores provocan una baja de los precios internacionales del crudo. Por lo pronto, Pemex insiste en que, para el año 2018, tendrán que salir 130,000 barriles diarios (b/d) más de los 70,000 b/d que actualmente se producen en Chicontepec.

Es así que para Petróleos Mexicanos se ha vuelto imperativo acelerar los trabajos en el Proyecto ATG por varias razones: primero, para consolidar el volumen de las reservas que existen en esa región, pues han sido punto de controversia en reiteradas ocasiones y representan cerca del 40% de las reservas 3P del país; segundo, para encontrar un procedimiento técnico que permita romper con la lenta y errática tendencia de extracción de sus pozos; tercero, para crear un puente temporal en la producción mexicana en lo que llega el petróleo de otras fuentes, como shale y aguas profundas; y



* 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).

cuarto, para incrementar el volumen de lo que ahí se obtiene, con el fin de cumplir la meta de 200,000 b/d de petróleo para el año 2018. Este último objetivo forma parte vital de la nueva producción que supuestamente le permitirá al país volver a los 3,000,000 b/d de petróleo en un plazo de 6 años.

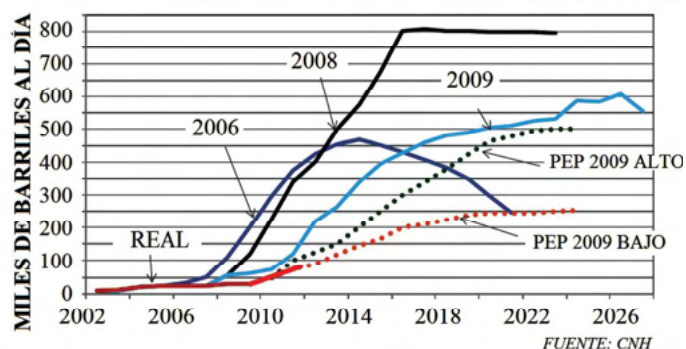
Si bien los dos primeros aspectos son válidos en este momento, dado que consolidar las reservas y encontrar los mejores procedimientos de explotación del campo son elementos básicos para su futuro desarrollo, es cuestionable, por el contrario, que se pueda forzar un aumento acelerado de la producción con el panorama económico mundial que se está dibujando y con la tendencia hacia la autosuficiencia petrolera en Estados Unidos.

Chicontepec tomó realce hace 10 años, justo antes de que Cantarell comenzara a declinar, pero el elemento decisivo que terminó por animar a Pemex a retomar su desarrollo en 2006 fue el súbito encarecimiento del barril de petróleo. El Paleocanal de Chicontepec no fue la única región en el mundo en ser beneficiada por el desmedido incremento que ocurrió desde el 2004 y hasta el 2008 y su posterior estabilización entorno a los 100 dólares por barril hasta nuestros días. Los precios permitieron abrir la posibilidad de trabajar en nuevas fronteras y mejorar los márgenes financieros de proyectos costosos o que se encontraban estancados, como la explotación de arenas asfálticas en Alberta, Canadá, las aguas profundas de Brasil y África, el petróleo de lutitas en los Estados Unidos y la cuenca del Orinoco en Venezuela.

Hoy las cosas cambian. Primero, las economías de Europa y Estados Unidos están en plena crisis de deuda y se augura una progresiva disminución del consumo de petróleo en ambas regiones. De hecho, 2012 ha sido el año de más bajo consumo de petróleo en los Estados Unidos desde hace más de 15 años, según los reportes de la EIA. Segundo, el crecimiento económico de China es moderado y con tendencia a la baja, provocando una menor presión sobre la demanda de petróleo. Y tercero, la singular euforia por la explotación del shale oil en los Estados Unidos y de las arenas asfálticas en Canadá va a poner a disposición una creciente capacidad adicional de petróleo, por lo que existe una fuerte posibilidad de que los precios internacionales bajen a niveles que transformarían una inversión masiva en el proyecto ATG en un agujero negro para las finanzas del país en caso de tener que abandonarlo.

Pemex no se encuentra por azar lidiando con uno de los más complicados yacimientos del mundo. De alguna forma está obligado, porque México alcanzó el peak oil, o pico del petróleo, en 2004 y desde entonces la producción mexicana ha experimento

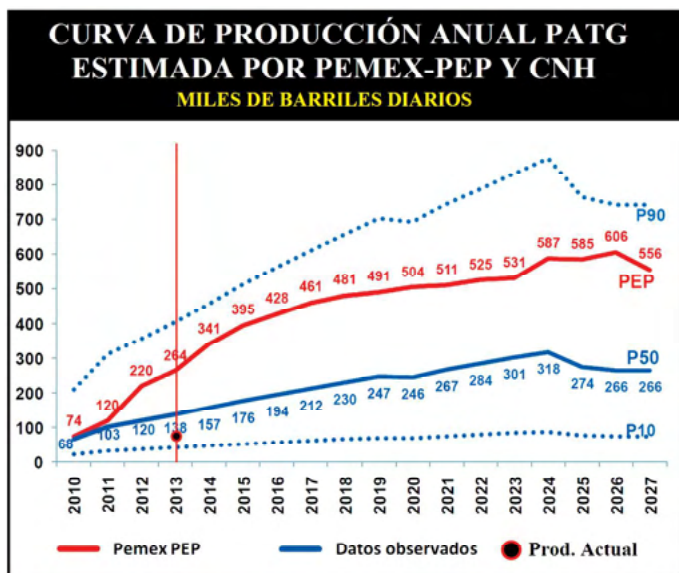
ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO PRODUCCION REAL Y PRONOSTICOS



una fuerte caída. El hecho de que intente sacar algo del peor yacimiento del país, significa que se están reduciendo sus opciones. El paleocanal fue abandonado desde que se descubrió en 1926 por sus pésimos resultados, y durante cerca de 80 años, Pemex evitó meterse de lleno en esa región gracias a que siempre ha tenido mejores yacimientos para aprovechar.

Es natural que los trabajos de explotación de cualquier cuenca petrolera del mundo se inicien siempre en los yacimientos de más fácil acceso y se dejen de lado los reservorios complicados. Es parte del proceso que explica la teoría del *peak oil* en la explotación del petróleo convencional. En esta lógica se encuentran varios países que también ya alcanzaron su pico, entre ellos Estados Unidos, Gran Bretaña y Noruega. Pemex siguió por este mismo camino, el de discriminar lo difícil y dar preferencia a la explotación de los campos de más fácil aprovechamiento y de gran productividad, dejando de lado a Chicontepec. Sin embargo, hace siete años las cosas cambiaron de forma irreversible cuando Cantarell inició su caída, lo que orilló a Pemex a replantear su estrategia y entrarle al paleocanal. Ahora, la situación es aun más apremiante debido a que Ku-Maloob-Zaap, el último yacimiento gigante, iniciará de un momento a otro su declive y el resto de la producción mexicana sale de activos de menor tamaño o que son maduros y están en declinación.

Ante el panorama internacional que se está esbozando y con una probable disminución en el consumo mundial de petróleo, Pemex puede replantear la forma de explotar este complicadísimo yacimiento, dado que los otros proyectos puestos en marcha por la paraestatal indican que, sin tomar en cuenta Chicontepec, México posee alrededor de medio millón de barriles de potencial de capacidad adicional que puede utilizar como colchón para estabilizar y modular la producción entorno a la plataforma de 2.5 ó



2.7 millones de b/d durante varios años más. Si se intenta forzar un aumento abrupto para alcanzar metas demasiado ambiciosas, se puede causar serios daños en los yacimientos que requieren una explotación mesurada para alargar su vida y ampliar el volumen total de recuperación de crudo.

Desde que se reactivó el proyecto del paleocanal en 2003, y durante los 10 años de su desarrollo, las cosas no han salido nunca como se esperaban. Todos los pronósticos de producción han errado. En 2006, se planteó un escenario de producción que llegaría a los 450,000 b/d para 2013, y hoy solo se producen 72,000 b/d. Posteriormente, en 2008, se replantearon las metas y se pronosticó una producción de 800,000 b/d en el 2017, que sin lugar a dudas nunca se alcanzará, puesto que el director de Pemex ahora anunció que se espera producir 200,000 b/d para ese año, es decir, 600,000 b/d menos.

Pese a la multitud de problemas técnicos presentes en Chicontepec, Pemex propuso en 2006 un programa de perforación masiva de 6,000 pozos, que posteriormente fue modificado en 2008 y 2009 con un objetivo de perforar 19,000 pozos. En diciembre de 2011, se contabilizaron alrededor de 3,200 pozos, de los cuales hasta ese momento 2,060 estaban en operación y 1,240 se encontraban cerrados. En su último reporte mensual, la Secretaría de Energía indica que en el mes de marzo de 2013 había alrededor de 2,900 pozos productores operando en Chicontepec. El promedio de extracción por pozo es actualmente de 25 barriles de petróleo al día. El factor de recuperación alcanzado hasta ahora no rebasa el 2%

del volumen original estimado en 2010. En ese sentido, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) advirtió que de continuar con ese nivel de productividad, se necesitarían cerca de 100,000 pozos para recuperar las reservas 2P de este campo. A pesar de la perforación masiva, el ritmo de la producción en el paleocanal ha sido pobre y errático. En el lapso de los últimos cuatro años, la extracción en Chicontepec ha crecido en sólo 40,000 barriles al día, como se aprecia en la Gráfica 1.

La CNH aportó un excelente y detallado análisis de los problemas existentes para desarrollar este yacimiento, en la "Primera revisión y recomendaciones del Proyecto Aceite Terciario del Golfo" de abril 2010, y conminó a Pemex a no explotarlo de forma masiva, sino a estudiarlo detalladamente, establecer laboratorios de campo que permitan analizar las diferentes tecnologías de explotación y a definir un proyecto que considere cuidadosamente todos los aspectos particulares de su geología.

En el dictamen de la CNH de abril de 2010 se presentó la Gráfica 2, que describe los múltiples pronósticos planteados por Pemex en donde se observa que la curva que se está cumpliendo es la del escenario bajo de 2009, cuya expectativa era la de alcanzar un pico de producción de 250,000 b/d para el 2020.

La explotación de Chicontepec es compleja tanto por las condiciones en la superficie, como por las propiedades geológicas del yacimiento. Los problemas geográficos y sociales para el desarrollo del paleocanal son múltiples. Primero, la accidentada topografía de la región dificulta el avance de los trabajos. El transporte de material genera daños en las vialidades de acceso y de las comunidades. Segundo, la perforación masiva representa una acción agresiva contra el medio ambiente o las áreas agropecuarias, lo que implica importantes costos de indemnización. Tercero, la infraestructura para canalizar la producción de pozos debe planearse cuidadosamente debido al diferencial de presión entre los yacimientos y a que se corre el riesgo de hacer obras que pueden quedar sobredimensionadas. Y cuarto, el proyecto prevé un sistema de recuperación secundaria que incluye la realización de 341 pozos de inyección de agua en una región donde escasea este recurso. La CNH ha sugerido la realización de acueductos para traer agua de mar desde el Golfo de México.

En cuanto a las peculiaridades geológicas, los problemas son múltiples. El crudo se encuentra disperso en lentes estratigráficos de poca extensión que no están comunicados entre sí. Estructuralmente, son yacimientos discontinuos, aislados y de formas irregulares, de baja capacidad de flujo y transmisibilidad. La CNH indica

que existe una baja permeabilidad con alto contenido de arcillas y que al iniciar la extracción se libera gran cantidad de gas, lo cual constriñe rápidamente el paso del aceite hacia los pozos.

Los campos en Chicontepec tienen dos mecanismos naturales de empuje para que el petróleo fluya. Primero, la expansión de la roca y de los fluidos; y segundo, el empuje del gas disuelto en el petróleo. Al principio, la expansión de la roca y del aceite logra que el crudo se desplace hacia los pozos. Posteriormente, el gas disuelto en el petróleo se libera y sirve como colchón neumático para empujar el crudo, pero al poco tiempo el gas comienza a escaparse, el pozo pierde presión, y la producción se desploma.

Para la explotación del petróleo en Chicontepec se utiliza la fracturación hidráulica con apuntalante para abrir fisuras en el yacimiento y permitir el flujo del crudo, pero no se puede aplicar de manera generalizada el mismo tipo de fracturamiento. La CNH advierte en su dictamen que “no se ha llegado al punto en el que pueda establecerse con un grado de certidumbre aceptable el tipo de fracturamiento que cada campo requiere, o si su aplicación a gran escala sería posible”. Ésta es otra de las complejas componentes a resolver, ya que la composición de las arcillas en los yacimientos es heterogénea y condiciona el tipo de fluidos a utilizar para el fracturamiento. La CNH advierte en su dictamen del Proyecto de Agua Fría Coapechaca que estas distribuciones de arcilla pueden explicar los resultados desfavorables de alrededor 40% de los 212 trabajos de fracturamiento realizados en el campo Agua Fría.

La liberación del gas diluido en el crudo es, a su vez, un enorme problema. El venteo y quema de gas en Chicontepec fue elevado durante el 2011, llegando en ocasiones hasta los 30 millones de pies cúbicos por día en promedio. La quema de gas en esta región es muy alta en proporción con la extracción obtenida, si se compara con la de otros activos de producción. Por ejemplo, en Ku-Maloob-Zaap se quemó en promedio casi el mismo volumen de gas que en Chicontepec en 2011, pero su producción de crudo fue 10 veces superior. Los reportes de la CNH para el 2013 indican que se ha mejorado en este aspecto, pero sigue siendo relativamente alto en comparación con el resto de los yacimientos del país. En febrero de este año, el venteo de gas fue de 13 millones de pies cúbicos por día en promedio.

El mantenimiento de la presión, la recuperación secundaria y la inyección de fluidos es otro dolor de cabeza en la explotación de los yacimientos de Chicontepec. La CNH indica que los métodos de recuperación secundaria y mejorada también corren el riesgo de no ser eficientes sin un estudio detallado de la composición y estructura del subsuelo. Los líquidos pueden fluir hacia zonas no



deseadas y no contribuir a sostener la presión. Aunado a lo anterior, el dictamen de abril de 2010 de la CNH señala otro grave problema, en el sentido de que el diferencial de presión entre los yacimientos puede originar que la producción de algunos pozos no pueda ser integrada a los sistemas de recolección.

La CNH indica en su dictamen de abril de 2010 que existe una falta de coincidencia entre el proceso de explotación y el conocimiento de las capas del subsuelo y evidencia que Pemex no contaba con la aprobación de una estrategia de selección de tecnología. Para la CNH, la insuficiente aplicación de geociencias es la causa principal de que la localización de pozos no corresponda con una ubicación óptima.

Sin embargo, al parecer han sido positivos los resultados de las pruebas de la aplicación de técnicas no convencionales de perforación horizontal y del fracturamiento múltiple realizados en el Activo ATG, en los que se puede apreciar un mejoramiento sustancial de los promedios iniciales de producción por pozo, que ha llegado a superar los 1,000 b/d en la mayor parte de ellos. Esto quiere decir que los resultados están mejorando con los laboratorios de campo.

En ese sentido, los ingenieros del Grupo Constitución del 17



—que siempre han sido muy críticos de este proyecto— destacaron el informe publicado por Pemex en su anuario 2012 donde se detallan los resultados de las pruebas y señalaron que este método de perforación puede hacer rentable a Chicontepec. No obstante, es probable que Pemex esté otorgando sólo la información de la mejor parte de la zona piloto, o por decirlo correctamente, la zona menos complicada, para hacerla más atractiva a la iniciativa privada, por lo que los resultados podrían ser más modestos a medida que se vayan explotando las zonas de mayor complejidad del yacimiento. Con Chicontepec se seguirá el mismo proceso de explotar primero las mejores zonas y discriminar lo complicado, por lo que a medida que avance el proyecto, el trabajo será más difícil.

Chicontepec requiere de un proyecto integral y ordenado para su explotación. En estos momentos, Pemex está licitando seis bloques en la región bajo en el esquema de los contratos integrales o incentivados, que surgió de la Reforma Energética del 2008. Administrar la recolección de la producción de decenas de empresas

que podrían entrar gracias a este esquema o a nuevas reformas también representa serios retos. Falta ver hasta dónde se pueda llegar con los contratos incentivados y las técnicas de fracturamiento múltiple que Pemex ahora promueve, pero cabe suponer que las compañías, en su búsqueda de utilidades, no van a respetar los delicados aspectos que señala la CNH en sus recomendaciones para una óptima explotación del paleocanal.

Hasta ahora, las estadísticas indican que en Chicontepec se está cumpliendo el escenario más bajo de producción, es decir, el del percentil 10 del pronóstico establecido en 2009 por Pemex (ver Gráfica 3). Si se toma como base lo anterior para establecer un posible escenario de producción hacia el 2018, considerando los avances de los trabajos de laboratorio y la puesta en marcha de los proyectos con base en los contratos incentivados, es muy factible que al final de este sexenio el paleocanal produzca, en el mejor de los casos, no más de 150,000 barriles al día. Esto, suponiendo que el contexto económico mundial no varíe dramáticamente, pues de lo contrario, Chicontepec podría verse abandonado algunos años en caso de una crisis financiera mundial.

En cambio, si con el tiempo suben los precios del petróleo, Chicontepec mejorará sus márgenes de ganancia y que sus reservas serán aprovechables de forma rentable. La CNH recomienda un estudio detallado de cada milímetro de los yacimientos de la zona, por lo que cabe pensar que el Paleocanal debe ser explotado con una visión diferente, bajo un programa modular definido, abarcando zonas bien delimitadas no muy ambiciosas, que permitan, de llegar a darse la necesidad, la interrupción de los trabajos de forma controlada y que no impliquen el abandono de una gran cantidad de instalaciones. El aprovechamiento de las economías de escalas sugerido por la CNH tal vez no sea una opción adecuada en este momento, pues la demanda sobre los equipos de perforación, originada por el auge del *shale oil* americano, genera una gran presión por este tipo de herramientas.

Sin duda, Pemex continuará esforzándose en Chicontepec, ya que está obligado a mantener el frágil nivel de restitución de reservas y a procurar aumentar la producción nacional de petróleo a 3,000,000 b/d hacia el horizonte 2018. Sin embargo, México entró desde el 2004 en su fase de declive terminal de producción de petróleo convencional, proceso conocido como *peak oil*, y los trabajos en Chicontepec confirman este hecho. A Pemex se le acabaron los yacimientos de alta productividad y de fácil aprovechamiento y nos quedan sólo 13 mil millones de barriles de petróleo convencional en reservas probadas que estamos agotando a un ritmo de 900 millones por año. ●

We're Always Hatching Something New.



We're always hatching something new.

Like we did when we developed our PACE® rigs which continue to set drilling records virtually every place we go.

Now we have added a suite of software products to further enhance the performance of our rigs. These include products like our automatic driller DRILLSMART™, REVIT™ which dramatically reduces stick slip, and ROCKIT® which reduces friction and increases rate of penetration when sliding. It also improves toolface orientation and enables lateral extension.

Combine these products with top quality equipment, experienced people and an unparalleled commitment to safety and the result is less flat time and a new level of drilling performance.

Call Nabors today at +52.938.381.0500. We're always hatching a new and better way to drill your well.



www.nabors.com

¿Revertir la declinación?

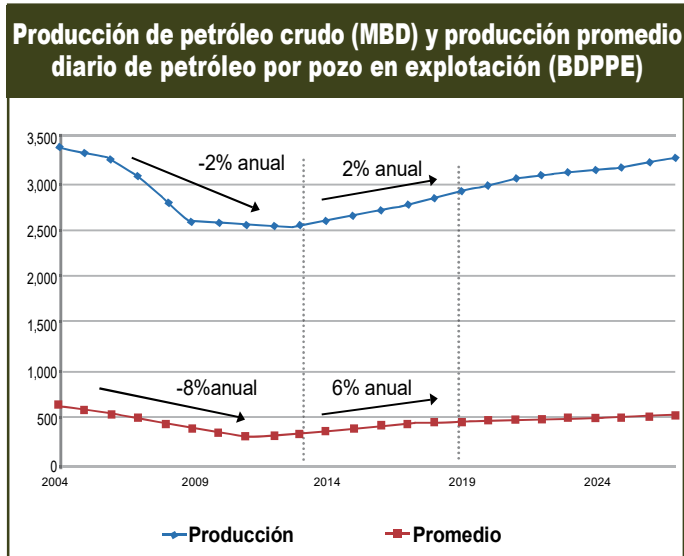
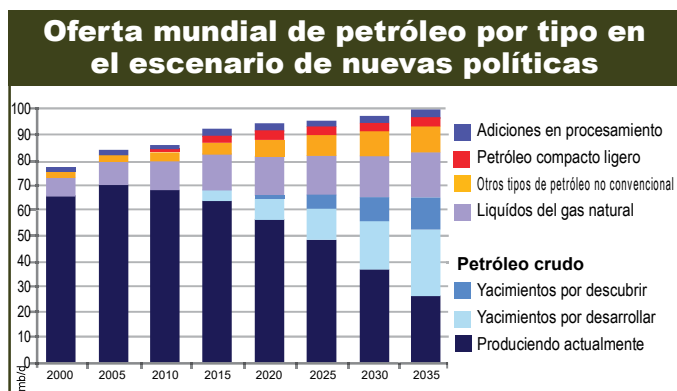
Aun cuando los campos de petróleo convencional en producción hoy siguen declinando, existen pronósticos optimistas para la próxima década.

FERNANDO CHAVARRÍA FERNÁNDEZ*

El petróleo no es un producto o mercancía más que depende de la interacción de la oferta-demanda a través del mecanismo de precios, es detonador de bienes y/o servicios, inclusive de otros recursos y energéticos y escasea. Depende de él, el crecimiento económico y financiero. Es estratégico en la agricultura, transporte y ejército. No tiene sustituto que satisfaga los requerimientos en su manejo, en productos derivados y en su capacidad energética. Es no renovable como muchas especies biológicas y su agotamiento en su extracción constituye un grave problema que repercute a nivel local y global.

La predicción publicada por la AIE (Agencia Internacional de Energía) en su Escenario de Nuevas Políticas muestra que la oferta mundial estimada del petróleo crudo en el periodo 2011-2035 en campos actualmente en producción tendrá una reducción anual del 4%. La caída será compensada por la extracción en campos ya descubiertos que aún no producen, por los que se pudiesen encontrar y por el petróleo no convencional, para mantener al menos, los niveles de producción que se alcanzaron en el 2005. La publicación **BP Energy Outlook 2030** (January 2013) informa que el consumo de energía primaria crecerá en 36% en el periodo 2011-2030. Habrá un crecimiento anual en petróleo del 0.8% y altos precios de los combustibles fósiles que apoyarán a que se dé una expansión de la energía no fósil para una población esperada de 8.3 miles de millones de habitantes al final de dicho periodo.

En “Estrategia Nacional de Energía 2013-2027” (ENE), aprobada por el Congreso mexicano, el Recuadro 35 en la Página 41 muestra como objetivo que la producción de petróleo crudo estimada en el 2013 será de 2,562,000 barriles diarios (b/d) y en el 2019 de 2,898,000 b/d. lo cual significa un aumento del 13%, equivalente al 2% anual. En ese escenario, el promedio de la producción de petróleo por pozo en explotación (barriles diarios por pozo en explotación) para este periodo (2013-2019) se estima que se incrementará de 330 a 474 barriles, un aumento del 44%, equivalente al 6% anual. Esta expectativa modificaría sustancialmente la tasa de declinación anual del periodo 2004-2012, que ha sido aproximadamente del 2%.



Los planes, estrategias, programas, metas e indicadores de desempeño son de calidad y oportunos. Señalan la buena dirección que pretendiera alcanzar los 2,898,000 b/d de producción de petróleo crudo en el 2019 en nuestro país, para luego superar el nivel de los 3 millones de b/d en el 2021. Falta ver si la implementación de las políticas, así como los niveles de inversión y aplicación de mejoras tecnológicas, permiten alcanzar la meta. ●

*Ing. Civil (UACH). Maestría en Estadística Aplicada (UACH) y Planeación y Sistemas (ULSA). Trabajó en Pemex Petroquímica en diferentes áreas. (ferchamex@hotmail.com)

Compañías británicas, presentes en el Congreso Mexicano del Petróleo



Pabellón británico



Compañías británicas, abarcando una amplia gama de actividades de la industria petrolera, estuvieron presentes en el Congreso Mexicano del Petróleo, que se llevó a cabo del 5 al 8 de julio pasado en Cancún, Quintana Roo.

"Nuestras compañías tienen una fuerte presencia en todos los aspectos de la industria petrolera. Somos líderes en tecnologías submarinas, tenemos una compañía produciendo en campos maduros en México, también tenemos empresas que pueden integrar los distintos eslabones del negocio petrolero," comentó Judith MacGregor, Embajadora del Reino Unido en México.

Para aguas profundas, las compañías del Reino Unido ofrecen tecnologías como risers, ROV's, árboles submarinos, umbilicales y fluidos de perforación. Los conocimientos en la exploración y producción de campos marinos, desarrollados a través de más de 40 años de experiencia en el Mar del Norte, hacen que el Reino Unido sea un socio clave para México en actividades petroleras en el mar.

Para campos de shale gas, las compañías británicas pueden proporcionar tecnologías para imágenes 3D, microsismología, perforación horizontal y de alcance extendido, así como servicios de tratamiento de agua y administración de proyectos. Otras empresas británicas activas en México ofrecen servicios ambientales, seguros, construcción de ductos, reconfiguración de refinerías y cogeneración eléctrica.

UK Trade & Investment (UKTI) es la agencia del gobierno británico que ayuda a promover el comercio entre el Reino Unido y México a través de misiones comerciales, pabellones en eventos, reportes especializados y contactos con la industria. Ayuda a empresas británicas a invertir en México y a establecer contactos con Pemex. También apoya a firmas mexicanas a llevar inversiones de calidad al Reino Unido. Promueve, asimismo, la colaboración de compañías británicas con universidades y centros de investigación para desarrollar las tecnologías y habilidades que requiere el sector energético a través de proyectos industriales conjuntos.

"Podemos dar apoyo y asesoría a las compañías que se acerquen a nosotros. Podemos darles información sobre los negocios en México o en el Reino Unido o ayudarlas a que obtengan información especializada," dijo la Embajadora Judith MacGregor.

Las compañías presentes en el Congreso fueron: Aggreko, BG Group, BP, Forum, Invensys, London Offshore Consultants, Longitude Engineering, Oxford Instruments, Petrofac, PwC, Royal Dutch Shell, SAAB, SMD y Sonardyne.

Contactos del sector Energía, Petróleo y Gas de UKTI México en la Embajada Británica de la Ciudad de México : Enrique Cornejo (+52 55) 1670 3234, enrique.cornejo@fco.gov.uk y Agathe Vigne (+52 55) 1670 3274, agathe.vigne@fco.gov.uk



Judith MacGregor, Embajadora del Reino Unido en México

Un teorema para la Reforma

La recuperación mejorada o avanzada debe ser factor en la política de explotación.

RAMSES PECH *

Todo mundo habla y escribe sobre la Reforma Energética, pero muchos la idealizan en su mente, pero no conocen aspectos técnicos o, si acaso, sólo lo abarcan en forma económica.

Al ser los hidrocarburos parte de la ecuación energética del país y el aporte más importante de recursos económicos, hoy día existe una miopía sobre para qué sirve la inversión, porque se piensa en el número de pozos a perforar para poder mantener o incrementar la producción. Desde el punto de vista financiero y de retorno de la inversión, el foco está perdido. La prioridad no debería ser el número de pozos a perforar, sino debería de ser la EOR (recuperación mejorada) y la IOR (recuperación avanzada) que se basa en evaluar cuanto podemos recuperar de hidrocarburos de un yacimiento dependiendo si es convencional o no convencional. Esto nos daría un valor económico de inversión con el sentido de cuánto hidrocarburo se puede explotar y extraer del subsuelo para su comercialización.

Una Reforma Energética para los hidrocarburos debería contemplar:

- una política de explotación de yacimientos basados en EOR y IOR, con un factor de recuperación económica de cada proyecto ligado a esto. Es decir, si el campo no produce un retorno de capital y el volumen de crudo producido está por debajo de lo pronosticado, deberían ajustarse los parámetros a su realidad y determinar su viabilidad de corto plazo y/o etiquetarlo para un futuro cuando exista

un déficit de hidrocarburos.

- un cambio sustancial en el eslabón entre la explotación y las ventas de primera mano del petróleo: Debería permitirse a la inversión privada e internacional poder invertir en hacer una estructura eficaz de ductos y puntos de venta, debido a los que tenemos hoy día están siendo obsoletos y se está invirtiendo demasiado dinero en mantenimiento y en productos químicos para poder transportar el crudo y sustancias que ayuden a la vida útil de los mismos, considerando que muchos de ellos ya cuentan con más de 30 años y se encuentran en zonas cercanas a urbanización.

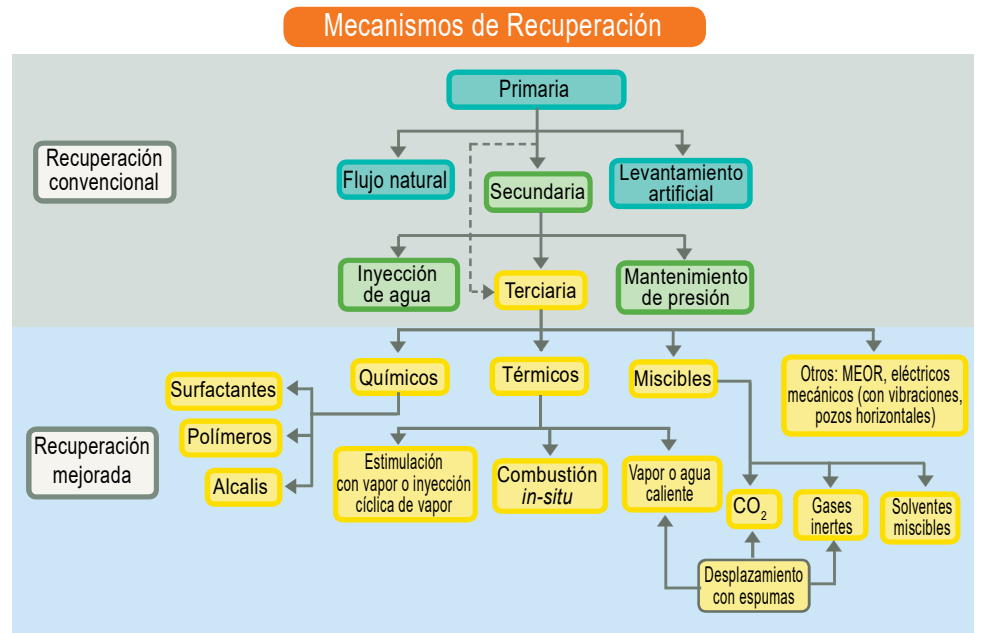
Postulamos que:

$$\text{Volumen de crudo transportado a punto de venta} = (\text{producción de crudo} + \text{reservas}) * \text{EOR o IOR}$$

(Cualitativa) (Cuantitativa)

Esto no es una fórmula matemática que se sustituya con valores exactos, sino un teorema de razonamiento de balance de económico.

Volumen de crudo transportado a punto de venta: Es el volumen de crudo o gas que se debería transportar por los ductos existentes en México. Hoy en día, este factor es



Adaptada de Lake, L.W. Schmit, R.L. y Venuto, P.B., *A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s*, 1992.

Miles de millones de dólares

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

muy cualitativo porque los márgenes de error que se tienen son altos y se tienen problemas de transportación en base al tipo de crudo, además de que los ductos son viejos. Por eso, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) emitió una resolución sobre las estrategias a seguir en la medición. Si se pudiera transportar más crudo y en mayor rapidez en los puntos de venta, es seguro que se tendrían más ventas y más ingresos, pero hoy día los crudos son pesados y se están teniendo una reducción de transportación no de producción.

(Producción de crudo + reservas) * EOR o IOR: Esta parte de la ecuación es cuantitativa debido a que existen modelos matemáticos establecidos para fijar la producción de crudo o gas basado en los aforos, medición en boca de pozo o centros de almacenamiento. Las reservas son la parte fundamental que deberían ser sumadas a la producción actual más la del futuro que se establece en las reservas (la CNH ha establecido normativas http://www.cnh.gob.mx/_docs/Resoluciones/Anexo_1_RESOLUCION_CNH_08_001_12.pdf, las cuales ayudarán a sumar en producción).

La suma de los paréntesis deberían ser el aseguramiento estratégico de la energía basada en hidrocarburos, pero esto no pudiera resultar, debido a que sería una línea recta ascendente, considerando que fuera la misma producción y que las reservas no descendieran. Pero sabemos que esto no es posible porque la extracción y explotación de los hidrocarburos depende de cuánto podemos subir a la superficie y esto dependerá del tipo de hidrocarburos que tenga el yacimiento en convencional o no convencional, por lo tanto deberíamos aplicar una metodología EOR o IOR -esto al multiplicar la producción y la reserva pudiera darnos valores alternativos o variados- dependiendo de qué método se usó para la explotación de un yacimiento. Es decir, que dependerá del mecanismo de recuperación de hidrocarburos que se tenga.

Por eso la ecuación es desde un punto de vista económico; si se tiene una producción constante y unas reservas de una relación 1:1, ésta nos indicaría que el volumen que se transportaría el crudo a los puntos de venta dependería de las metodologías de recuperación de crudo y tener como resultado directamente proporcional un mayor ingreso por venta. Recordemos un negocio se basa en las ventas y la buena administración para tener ganancias. Una empresa hoy día que no tiene un 12 por ciento de ganancia no es rentable para poder tener inversión de crecimiento.

Esto es importante tenerlo en cuenta en la Reforma Energética, debido a que Pemex no tiene acceso a todas las metodologías de recuperación de hidrocarburos. Es necesario dar acceso a quien sí las tenga y sepa cómo minimizar los riesgos y costos, para que

la inversión se convierte de crecimiento. Asimismo, dejar que se pueda transportar los hidrocarburos en nuevos ductos en base al tipo de crudo y los problemas que se tienen hoy día, como son el tipo de crudo pesado (mayor viscosidad menos movilidad) o ante la vejez que se tienen de los ductos en la rama de distribución en México, requiriendo un mayor mantenimiento.

Dentro de esa lógica, será importante abrir a la iniciativa privada el transporte de los hidrocarburos de la venta primaria, con leyes, regulaciones y normatividades *ad hoc* a las necesidades de regulación, basados en volumen de entregables para que los ingresos se incrementen, pero esto debería ser de mayor conversión para poder invertir en asegurar la ecuación anterior.

Esto también va de la mano de una reducción de las cargas de impuestos, lo cual se lograría cambiando a PEMEX para que opere como una compañía privada, cuyas cargas fiscales se reduzcan a los valores que toda compañía establecida en México tienen. Pero 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. ●



ELITE
Translations

Capacidad para traducir
1,500 cuartillas por semana

Traductores en todos los idiomas, especializados en la Industria Energética.

Traducciones certificadas por peritos avalados ante el Consejo de la Judicatura Federal y el Tribunal Superior de Justicia del D.F.

Para mayores informes comunicarse con nuestros ejecutivos a:
ventas@elite-translations.net
Teléfono: 9000-1931

Torre WTC Cd. de México
Horario de lunes a viernes de 8 a 20 hrs. y sábados de 9 a 14 hrs.
Página Web: www.elite-translations.net

Retorno del intervencionismo estatal

La mala experiencia de las reformas estructurales genera oposición a la apertura.

SERGIO BENITO OSORIO*

Los rumores corren y aseguran que: "... ahora sí, en agosto, Peña presentará la iniciativa de reforma para abrir el petróleo a la inversión privada". Es cierto que el hoy presidente de la República ofreció durante su campaña como candidato, y lo ha ratificado como titular del Ejecutivo, que impulsaría una reforma "no para privatizar, sino para abrir el sector energético a la inversión privada".

Hemos vivido situaciones similares a la presente y parecen más ejercicios pirotécnicos que otra cosa. Así ocurrió en 1999, con la iniciativa presentada por Ernesto Zedillo para abrir el sector eléctrico (rechazada por el Senado en 2002); el intento de Vicente Fox, en 2001, por reformar la misma legislación a través de su reglamento (rechazada por la Suprema Corte en 2002); o la iniciativa de reforma petrolera presentada por Felipe Calderón en 2008 y que al final el Congreso modificó sustancialmente. En todos estos casos el problema para privatizar el sector no fue la falta de votos necesarios para formar mayorías en el Congreso, pues los legisladores del PRI y el PAN sumados formarían una mayoría más que suficiente, incluso hasta una mayoría calificada, capaz de reformar la Constitución.

El verdadero problema es la falta de consenso entre la población, derivado del conocimiento que tiene sobre la importancia del petróleo para la economía y la sociedad nacional, pero también de la pésima experiencia que han tenido las llamadas reformas estructurales, y en particular las privatizaciones, en México.

En el sector petrolero se han instrumentado dos generaciones de reformas: la primera, en los años noventa, con la apertura de la petroquímica, el transporte y el almacenamiento del gas natural; la segunda, en 2008, con la asignación de contratos para exploración y explotación de hidrocarburos. Todas estas reformas han tenido resultados insatisfactorios. Pero más allá de los calificativos han producido trastornos para el desarrollo industrial y para la seguridad energética del país, como lo muestran las emergencias en el suministro de gas para la industria y la generación de electricidad durante los últimos meses por la falta de ductos para importación y transporte de este energético, cuando la actividad pronto tendrá dos décadas abierta a la inversión privada.

De tal manera que, aún cuando quienes promueven la apertura del sector energético no se interesan por examinar públicamente lo que ha pasado con las experiencias anteriores, hay sectores amplios de la población mexicana que conocen las consecuencias

de esas equivocaciones y hoy se oponen.

Las propuestas que hasta ahora se han planteado para privatizar el sector energético se han promovido a través de un discurso ideológico, más que para resolver una necesidad específica del país. La idea de abrir la explotación petrolera hacia modelos de intervención directa de particulares, a través de concesiones o contratos de riesgo, se presenta con frecuencia señalando un viejísimo argumento sobre la excepcionalidad mexicana, según el cual en México hay un sistema tan restrictivo a la inversión privada, que ya ni siquiera en Cuba existe. No se presenta un análisis de las causas e imposibilidades de Pemex para hacerse cargo eficientemente de las tareas que se le han confiado. Se recurre a generalidades que poco o nada dicen de cómo reencauzar el desarrollo petrolero mexicano o de cómo hacer las cosas para mejorar resultados.

Es recurrente el ejemplo de Petrobras como el modelo que debería seguir México. Juan Carlos Boué muestra, en un estudio de quince años (1997-2013), que la petrolera brasileña entrega una renta fiscal reducida a su Estado. En 2011, Petrobras, extrayendo el 80 % de lo que produce Petróleos Mexicanos, entregó en ingresos fiscales 32 mil millones de dólares, mientras que Pemex aportó más del doble: 70 mil millones de dólares⁽¹⁾.

El origen de Pemex está íntimamente ligado al tema de cómo el Estado mexicano captura de manera más eficiente la renta que surge de la explotación de los hidrocarburos que son propiedad de la Nación. Con el ejemplo anterior queda claro que el modelo fiscal-petrolero mexicano ha sido, y es, más eficiente. ¿La apertura al capital privado aportaría una renta superior a la sociedad mexicana?

Es paradójico que en el momento en que por distintos horizontes del planeta se atisba un retorno de la intervención estatal en la economía, ante las crisis y el desorden producido por el dogma neoliberal, debido a que "lo único peor que demasiado gobierno es demasiado poco"⁽²⁾, en México el PRI, que fue promotor incomparable del intervencionismo público, hoy que regresa al poder sufra de una cierta miopía y se empeña en políticas de apertura que no sólo están pasando de moda, sino que sus malos resultados lo llevaron, hace 12 años, a salir de un gobierno que dominó durante poco más de siete décadas. Aunque quizá no es un problema de mirada, sino que mutó hace 30 años y regresa en un escenario internacional que ya no le es ideológicamente afín. ●

⁽¹⁾ Nexos 426, junio de 2013.

⁽²⁾ Tony Judt, "Pensar en el siglo XX", Taurus, 2012.

* Economista. Ha sido diputado federal y presidente de la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados en la LVIII Legislatura y es miembro del Observatorio Ciudadano de la Energía, www.energia.org.mx (sosorir@hotmail.com)

Actualización de propuestas a las Reformas Fiscal y Petrolera

El CEESP y la OCDE abonan al debate sobre los cambios fiscales requeridos.

“Si las cosas no han cambiado, es porque siguen igual”

FILÓSOFO DE GÜÉMEZ

SERGIO A. RAMÍREZ MARTÍNEZ *

En estos siete meses del actual gobierno, se han venido dando innumerables comentarios y sesudas opiniones sobre las dos reformas fundamentales para que nuestro país “arranque”: la Reforma Hacendaria (fiscal) y la Reforma Energética (petrolera).

Expertos estadounidenses⁽¹⁾ y europeos, coinciden en que una “verdadera reforma fiscal” toma al menos 3 años para prepararla, antes de someterla a los consensos necesarios.

En otros países, una reforma fiscal (o hacendaria) tan esperada por décadas, ameritaría una concertación amplia y **abierta**, que permitiera a todos los actores interesados contribuir al debate de un proyecto preciso y públicamente accesible, además un plazo mínimo para la reflexión de un trabajo tan importante para los mexicanos.

Por su parte, César Camacho Quiroz, Presidente del CEN del PRI, y actual presidente del Consejo Rector del Pacto por México (en adelante el PACTO), ha declarado que se escucharán las opiniones de los expertos y de la “gente bien intencionada”, en las diferentes reformas que se propongan a través de la “coalición por consenso⁽²⁾” que es el Pacto.

En México, estas dos reformas siguen en el más grande hermetismo y se supone que serán develados sus proyectos durante

el segundo semestre de 2013, y que serían aprobadas por nuestro Congreso para que entren en vigor en enero de 2014.

¿Y la reforma sobre Fiscalidad Internacional?

De lo que nadie opina es de la Fiscalidad Internacional y de la Elusión Fiscal o Planeación Fiscal Agresiva, y de la Erosión de las Bases y de la Reubicación de Utilidades⁽³⁾, que ha ocasionado que en los Estados Unidos un millón setecientos mil millones de millones de dólares de utilidades sean mantenidos en el extranjero y en Europa, la pérdida recaudatoria de un millón de millones euros para los fiscos nacionales (el presupuesto anual de España).

En el mes de junio pasado, el Presidente Peña participó como invitado en la cumbre del G-8, donde prometió una Reforma Energética “trascendental”, dialogó sobre cómo reactivar los intercambios comerciales entre las economías del G-8.

Otro tema de la agenda fue el de evitar la evasión de impuestos por parte de las empresas transnacionales.

LAS PROPUESTAS DE DOS ORGANISMOS SERIOS

En tanto se conocen los proyectos de Reforma Hacendaria y Reforma Energética, recientemente dos entidades de prestigio,

y que sin duda son escuchadas por el Secretario de Hacienda, y en especial por el Subsecretario de Ingresos, Miguel Messmacher quien tiene a su cargo el llevar a buen término la tan esperada Reforma Madre⁽⁴⁾: la Fiscal, de cuya “aprobación e implementación completa dependen 46 compromisos del PACTO, entre ellos los relativos a la Reforma Energética y el Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos, han presentado sus recomendaciones y propuestas:

- El Centro de Estudios Económicos del Sector Privado, A. C. (CEESP): “Por una Reforma Hacendaria Integral” de abril de 2013, y
- La Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), con su informe: “Estudios Económicos de la OCDE: México Mayo 2013”

Nota del Autor: Cada punto del PIB

⁽¹⁾ La última reforma fiscal en los Estados Unidos fue firmada el 22 de octubre de 1986. El proceso tomó casi tres años en total, de 1984 a 1987. Shay, Stephen. Profesor de la Escuela de Derecho de Harvard, habiendo laborado en el Departamento del Tesoro y habiendo sido socio en Ropes & Gray LLP durante 22 años.

⁽²⁾ Serra, Giles. How could Pemex be reformed? An analytical Framework Based on Congressional Politics. Páginas 28 a 30. CIDE. Noviembre de 2011.

⁽³⁾ Ramírez, Sergio. BEPS (Base Erosion and Profits Shifting), México y la Competitividad fiscal internacional. ¿Derogación del ISR? Puntos Finos # 214 (mayo de 2013) y # 215 (junio de 2013).

⁽⁴⁾ La reforma madre: la fiscal. Suárez Dávila, Francisco. El Universal. 10 de febrero de 2011.

* Ex-Gerente Fiscal del Grupo PEMEX. Abogado por la Escuela Libre de Derecho. Realizó el Diplomado de Estudios Superiores Especializados en Administración Fiscal en la Universidad de Paris IX (Dauphinne) y el Programa de Finanzas Públicas en el Instituto Internacional de Administración Pública de Paris. Es miembro de la Barra Mexicana de Abogados, del Comité de Estudios de la International Fiscal Association y de la EFSIP (taxandoil@prodigy.net.mx)

equivale a 170,000 millones de pesos aproximadamente.

A) REFORMA HACENDARIA/FISCAL

Centro de Estudios Económicos del Sector Público, A. C.
(CEESP), REFORMA HACENDARIA INTEGRAL ABRIL 2013

El gasto público (Pág. 7)

El gasto público no es eficaz, ni eficiente, los programas no se cumplen y se desperdician de manera preocupante los recursos.

- El gobierno gasta mal y subsidia peor.
- Uso de los recursos petroleros para el gasto corriente

El uso de los recursos petroleros para gasto corriente (Pág. 13)

La baja recaudación No petrolera (10% del PIB) ha motivado que la renta petrolera no se use para invertir en más y mejor infraestructura (*esto ocurre desde 1980*).

Ingreso público (Pág. 24)

- Sistema complejo y baja recaudación.
- Recaudación concentrada y regresiva.
- Baja recaudación de gobiernos estatales y municipales.
- El sistema de precios y tarifas es obsoleto y contrario a la racionalidad económica.

Sistema complejo de recaudación (Págs. 24 y 25)

Elevada informalidad, gran complejidad y altos costos de la formalidad, limitan una mayor recaudación.

México ocupa el cuarto lugar en horas dedicadas al año al pago de impuestos con 337.

Baja recaudación (Págs. 26 y 27)

Los recursos que recaudan la Federación y los Estados y Municipios son muy escasos. Los ingresos tributarios representaron solamente el 8.5% del PIB en 2012.

Los ingresos totales de México representan solamente el 22.5% del PIB contra el 57.2 de Noruega, el 40.3 de Argentina y el 31.8 de los Estados Unidos.

Recaudación concentrada (Pág. 28)

La recaudación se concentra cada vez más en los contribuyentes cautivos.

- Asalariados: 49.7% del ISR
- Personas morales: 37.9%
- Otras personas físicas y morales: 6.0%
- Residentes en el extranjero: 3.7%
- Personas físicas: 2.6%

Características de la Reforma Hacendaria (Pág. 32)

La reforma debe lograr tanto en el gasto como en la tributación un sistema eficaz, eficiente y moderno.

- Lograr combatir evasión y elusión.
- Simplificar radicalmente el sistema tributario.
- Bajar de manera definitiva el costo de la formalidad.
- Resolver de manera definitiva el financiamiento de la seguridad social (*5 puntos del PIB*).

Principales propuestas sobre gasto público (Pág. 33)

- No más inversión no rentable.
- Permitir inversión privada en energía.

Propuestas sobre reforma tributaria (Pág. 34).

- Generalizar el IVA a 16% y establecer un mecanismo para compensación de los más pobres.
- Financiar la seguridad social con impuestos generales.
- Eliminar el sistema actual ISR-IETU-IDE y sustituirlo por un impuesto a tasa única (ITU).
- Integrar las contribuciones sociales IMSS, INFONAVIT, y SAR al ITU.
- Un impuesto verde a la gasolina de \$5.00 por litro

La eliminación de gastos fiscales: 5% del PIB (2012) (Pág. 35)

- ISR Empresarial: 1.8 % del PIB.
- ISR Personas Físicas: 0.9% del PIB.
- IETU: 0.8 % del PIB.
- IVA: 1.5% del PIB.
- Impuestos especiales: 1.2 % del PIB. (*subsidios a las gasolinas: 214,000 millones de pesos en 2012*).
- Estímulos fiscales: 0.1% del PIB.

¿Cómo lograrlo en 2014? (Pág. 38)

Seis pasos iniciales para modernizar y crecer.

1. Introducir el ITU a la mitad de su tasa propuesta: 10%. Las contribuciones IMSS, INFONAVIT y SAR quedarían incluidas.
2. Reducir el ISR a 15%.
3. Eliminar el IETU y el IDE.
4. Establecer un mecanismo de compensación para los más pobres ANTES de incrementar el IVA.
5. Generalizar el IVA a 16%.
6. Un impuesto verde a la gasolina de \$5.00 por litro.

REFORMA PARA EL CRECIMIENTO. (Pág. 39)

Nueva estructura fiscal	Desaparecen
ITU	ISR
IVA	IMSS
Impptos s/producción	INFONAVIT
	SAR
	IETU
	IDE



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:

Ventajas:

- Simplicidad: México podría ubicarse en los primeros diez lugares en competitividad.
- La afiliación de trabajadores no volvería a ser un impedimento para su contratación.
- La sencillez del sistema tributario impulsaría su efectividad recaudatoria.
- Un sistema fiscal sencillo y eficiente fortalecería la inversión y el Estado de Derecho.

Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE)

ESTUDIOS ECONOMICOS DE LA OCDE: MEXICO Mayo de 2013

ANEXO A.1. El Progreso en la Reforma Estructural

B. Promover la eficiencia y eficacia de los gastos y la tributación

Recomendaciones	Medidas
Eliminar gradualmente los subsidios a la energía, así como las tasas cero y las exenciones dentro del sistema del IVA.	Durante los últimos dos años se implementaron ajustes sustanciales a los precios de los combustibles en forma periódica. (<i>Suavización</i>)
Aumentar las transferencias de efectivo a los pobres, por ejemplo a través de Oportunidades o de la incorporación de un esquema de asistencia social.	Se planea aumentar el gasto en transferencias en efectivo en un 17% entre 2011 y 2013. La cobertura de 70 y más casi se duplicará entre 2011 y 2012, de 2 mil millones a 3.6 mil millones de beneficiarios.
Evaluar todos los regímenes fiscales especiales empresariales y conservar solo aquellos que tenga eficacia comprobada.	El gobierno federal ha trabajado con la OCDE en la evaluación de estos regímenes. La reforma fiscal de 2013 incluirá modificaciones a los mismos.
Fortalecer la aplicación de impuestos para el régimen de pequeños comercios y considerar una recalificación después de algunos años o una cláusula de caducidad.	En 2012 se concluyó una evaluación completa del régimen de pequeños comercios. La propuesta de reforma fiscal que se presentará en 2013 incluirá algunas de sus sugerencias para modificar el régimen.
Evaluar el crédito al salario y considerar una mayor orientación hacia los ingresos más bajos.	Se ha evaluado el crédito fiscal de manera continua; la propuesta de reforma fiscal que se presentará en 2013 podría incluir modificaciones.
Avanzar hacia la tributación de todos los elementos salariales con una misma tasa.	El IETU ya grava todos los elementos de las rentas laborales, a la misma tasa.

Evaluar el nuevo impuesto fijo mínimo alternativo a las empresas. A largo plazo, considerar la posibilidad de avanzar hacia un impuesto a los negocios más simple, pero mantener el IETU en vigor, a menos que se pudiera ampliar de forma significativa la base impositiva del sistema del impuesto sobre la renta regular.	En 2011 se presentó ante el Congreso una evaluación completa del IETU. Se demostró que el IETU ha incrementado los ingresos, de manera directa e indirecta, a través de su efecto sobre el impuesto sobre la renta; ha contribuido a atenuar el carácter procíclico de los ingresos tributarios y a desalentar las prácticas agresivas de planeación fiscal.
Otra opción que México debe considerar , es el cambio orientado hacia una mayor dependencia del IETU mediante el aumento de su tasa relativamente baja y la reducción simultánea de la tasa corporativa (ISR) relativamente alta; sin embargo, se tendrían que mantener ambos impuestos para garantizar que los impuestos de las empresas extranjeras fueran acreditables, dados los acuerdos de doble tributación existentes.	Considerar el IETU como el único impuesto a las empresas (persona morales y personas físicas), sólo si ello no conduce a un déficit en los ingresos.
Los gobiernos subnacionales deben incrementar sus propios ingresos fiscales. Una forma de lograrlo sería alentar a los estados a poner en marcha programas para que los municipios actualicen los registros catastrales.	El gobierno federal estableció un programa (Programa de Modernización Catastral) y un fondo (Fideicomiso para el Desarrollo de Entidades y Municipios) para promover y financiar estudios y proyectos para actualizar la base tributaria, el registro de contribuyentes y los valores de la tierra y la construcción para los impuestos locales.
Mejorar la aplicación de impuestos por medio de un uso prolongado de los modelos de riesgo, capacitación y atractivos salarios y trayectorias profesionales.	Se han puesto en marcha modelos de riesgo para decisiones sobre selecciones de auditoría y devoluciones del IVA. El SAT puso en marcha un programa de especialidades para fortalecer la capacitación de los funcionarios.

Política fiscal

- **Reducir o eliminar los gastos fiscales**, en los sistemas de impuesto sobre la renta a las personas morales y personas físicas y en el impuesto al consumo.
- **Volver a evaluar y eliminar gradualmente los regímenes fiscales especiales**, como el de las maquiladoras.
- El régimen fiscal de las empresas se podría mejorar aún más a través de una serie de ajustes al tratamiento de los intereses, las pérdidas y la consolidación que las haría menos vulnerables al abuso y a la planeación fiscal agresiva.

Federalismo fiscal

- Mejorar la eficiencia y la eficacia con respecto a los gastos de los gobiernos subnacionales mediante la aclaración de las responsabilidades de gasto para los niveles inferiores de gobierno en materia de salud y educación.
- Otorgar mayores atribuciones tributarias a los estados al permitirles cobrar impuestos sobre la renta y el consumo por encima de los federales, pero recaudados por la administración tributaria federal.
- Fortalecer los ingresos de impuestos sobre la propiedad mediante la actualización de los registros de la propiedad, el aumento de las tasas, la eliminación de exenciones y la mejora de la recaudación, al permitir que las administraciones tributarias federales o estatales cobren el impuesto.
- Continuar los esfuerzos para reformar gradualmente los sistemas de pensiones definidas de los estados orientándolos hacia los sistemas de contribuciones definidas.

B) REFORMA ENERGETICA

Crecimiento verde

- Para garantizar que se proporcionen las señales de precios correctas, seguir adelante con la eliminación de los subsidios a los combustibles fósiles y posteriormente avanzar hacia la fijación de precios del carbono.
- Cambiar hacia un precio de la gasolina determinado por el mercado con un impuesto positivo al consumo, mientras se emplea un mecanismo transitorio automático de ajuste de precios.
- Reestructurar los impuestos sobre los vehículos para considerar el rendimiento medioambiental. Hacer cumplir las normas ambientales para fomentar el uso de vehículos más eficientes. Dirigir de forma eficaz la inversión pública y privada al transporte de pasajeros.
- Eliminar gradualmente los subsidios al consumo de electricidad de los usuarios residenciales y para el bombeo de agua para riego en la agricultura y facilitar la inversión en tecnologías más eficientes en el uso del agua.
- Elevar las tarifas del servicio de agua para reflejar los costos de operación y mantenimiento de su prestación.

Reforma energética

- Mejorar la eficiencia operativa y medioambiental, así como el gobierno corporativo de PEMEX, **permitiendo una mayor**



participación de empresas privadas en el sector productor de petróleo y gas para aumentar la producción y generar ganancias para el presupuesto federal.

- Fomentar el uso de la experiencia del sector privado en el sector de petróleo y gas, preferentemente realizando una enmienda constitucional que permita compartir el riesgo o, **como mínimo, cambiar las reglas de licitación y modificar los contratos de incentivos para atraer la participación de socios cualificados** y de capacidad probada para explotar las oportunidades.
- Mejorar aún más el gobierno corporativo, la transparencia y la autonomía de PEMEX.
- Fortalecer la función de supervisión técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Ampliar el alcance del capital privado para explotar hidrocarburos de aguas profundas y de esquisto.

REFLEXIONES Y COMENTARIOS BIEN INTENCIONADOS

1. Las propuestas del CEEESP, que encabeza Luis Foncerrada, ex petrolero, así como las recomendaciones de la OCDE sin duda

reúnen los requisitos de buena fundamentación así como de buena intención. Dejan ver, según mi opinión, que tanto las reformas hacendarias como las reformas petroleras a proponer, son muy claras y precisas.

2. Afortunadamente, en los artículos que más tarde enlisto, publicados en *Energía a Debate* y en la *Revista Puntos Finos*, se contemplan a la gran mayoría de estos objetivos:

Objetivos Fiscales

- Lograr una recaudación fiscal decente: pasar del 10% del PIB al menos al 18% del PIB.
- La evaluación del gasto público (el gobierno gasta mal y subsidia peor).

El Área de Ingresos de la SHCP “secuestró”⁽⁵⁾ a PEMEX y la renta petrolera (o económica) desde los 80’s y la ha utilizado permanentemente para el “gasto corriente” (el gasto de operación representa el 85% del presupuesto de 2013).

- Terminar con los gastos fiscales: tratamientos preferentes, exenciones, subsidios, tasas menores, etc., etc. y que como se menciona en los estudios se calcula en 5% del PIB.
- Simplificación del Sistema Fiscal Mexicano, en su parte doméstica e Internacional.” En Londres, Peña Nieto tocó también el tema de la reforma fiscal y dijo que se busca “un diseño propio que permita lograr impuestos a través de un régimen simplificado.”⁽⁶⁾
- Lograr combatir la evasión y la elusión.
- Generalización del IVA y establecer un mecanismo para compensar a los más bajos deciles, a través de programas sociales como Oportunidades.
- Sustitución del ISR empresarial (personas morales del Título II y personas físicas del Título IV de la Ley del Impuesto sobre la Renta) por el IETU.

A este respecto el CEESP propone el ITU⁽⁷⁾ (impuesto a tasa única), que junto con el IVA y otros impuestos a la Producción, sustituirían al ISR, IMSS, INFONAVIT, SAR, IETU, IDE.

Una dificultad sería como garantizar que el ITU pagado por las empresas extranjeras en México fuera acreditable, dados los acuerdos de doble tributación existentes, donde nuestros estados socios han reconocido para tal efecto al ISR y al IETU.

- Establecer un impuesto verde de \$5.00 el litro propone el CEESP. Nosotros propusimos un IEPS federal que grave a través de una tasa ad valorem o por una cuota, por un monto de aproximadamente el 1.5% del PIB. Además, un Impuesto

sobre el consumo de gasolinas y diesel para las entidades federativas, que retendría Petróleos Mexicanos para sustituir al problemático IEPS estatal.

- Fortalecer fuertemente el impuesto predial mediante la actualización de los valores catastrales, tomando como ejemplo, la asesoría de Francia, donde se inventó el catastro.

Objetivos Energéticos

- Eliminación de los subsidios a los combustibles fósiles.
- Reformar el artículo 134 Constitucional para regular la contratación de las Empresas Públicas Productivas como PEMEX y la CFE, además de la promulgación de la Ley Federal de Empresas Públicas Productivas. La OCDE menciona: “Fomentar el uso de la experiencia del sector privado en el sector de petróleo y gas, realizando una enmienda constitucional que permita compartir el riesgo, o como mínimo cambiar las reglas de licitación y los contratos de incentivos.”
- Reformar la Ley de Asociaciones Público Privadas para permitir su aplicación a la industria petrolera, tanto en su parte de Exploración y Producción (*upstream*), como de Refinación y Petroquímica (*downstream*) y de Transportación y Comercialización (*midstream*). ●

Artículos

- 1) La Reforma Fiscal y el Régimen Fiscal de PEMEX. Publicado en *Energía a Debate* # 54 (ene/feb 2013). Páginas 6 a 16.
<http://energiaadebate.com/la-reforma-fiscal-y-el-regimen-fiscal-de-pemex/>
- 2) La política detrás de la reforma petrolera o cómo darle gusto a Todos. EAD # 55 (mar/abr 2013). Páginas 37 a 47.
<http://energiaadebate.com/la-politica-detras-de-la-reforma-petrolera-y-como-darle-el-gusto-a-todos/>
- 3) El fracaso de la recaudación fiscal y su fortalecimiento a partir del Pacto por México. Publicado en *Puntos Finos* (Dofiscal & Thompson Reuters) # 211 (febrero 2013) y # 212 (marzo 2013)
- 4) BEPS (Base Erosion and Profits Shifting), México y la Competitividad fiscal internacional. ¿Derogación del ISR? *Puntos Finos* # 214 (mayo 2013) y # 215 (junio de 2013).

⁽⁵⁾ Así como en Estados Unidos se secuestró el Presupuesto de 2013 a 2021 en lo que se conoce como “sequestration”.

⁽⁶⁾ Idem.

⁽⁷⁾ Ver *The X Tax in the World Economy*. Bradford, David. F. Princeton University. New York University. CEPS Working Paper No. 93. August 2003.

2 
**Congreso y
Exposición
Internacional**
**Logística, Transporte y
Distribución de Hidrocarburos**
León, Guanajuato 2013
20 · 21 · 22 Noviembre



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

Congreso Mexicano del **Petróleo**

Innovación y optimización requiere **Pemex** ante los desafíos que enfrenta

La meta de la actual administración es pasar de una producción de 2.5 a 3 millones de barriles diarios de petróleo, cumplir esta meta representa un desafío complejo que requiere de tecnología de punta y de un esfuerzo de innovación en los procesos sustantivos para administrar los nuevos yacimientos de manera óptima, señaló el director general de Pemex, Emilio Lozoya Austin, al participar en el Congreso Mexicano de Petróleo, que se realizó en Cancún.

Añadió que Pemex desarrolla una estrategia diversificada de exploración en tierra y en aguas someras, a la vez que intensifica la búsqueda de nuevos yacimientos en aguas profundas y en áreas con cuantiosos recursos prospectivos de aceite y gas en lutitas.

Resaltó que a partir de las inversiones realizadas y el eficaz desempeño alcanzado en la exploración de nuevas zonas, Pemex ha alcanzado ya el segundo lugar a nivel mundial en cuanto a incorporación de reservas certificadas.

Luego de puntualizar que los retos principales radican en el desarrollo de los proyectos en aguas profundas, plays subsalinos, yacimientos no convencionales, reactivación de campos maduros y proyectos de recuperación secundaria, afirmó que es imprescindible maximizar el valor económico re-



El director general de Pemex, Emilio Lozoya Austin, destacó como meta de la actual administración, llegar a una producción de 3 millones de barriles diarios.

duciendo al mismo tiempo costos y el tiempo de desarrollo de los nuevos campos.

Asimismo, Emilio Lozoya delineó cuatro líneas estratégicas para aprovechar el gran potencial petrolero del país en esta época de profundos cambios tecnológicos y de mercado: 1- Incrementar la producción y acelerar la incorporación y desarrollo de nuevas reservas; 2- elevar la eficiencia operativa para mejorar el desempeño actual; 3- aumentar la responsabilidad corporativa, incluyendo el desarrollo sustentable y, 4- impulsar el proceso de





El Secretario de Energía, Licenciado Pedro Joaquín Coldwell, inauguró los trabajos del Congreso Mexicano del Petróleo celebrado en la Riviera Maya, en Cancún.



Ing. Carlos Morales Gil, director general de Pemex Exploración y Producción.



Ing. José Serrano Lozano, Presidente del CMP 2013.

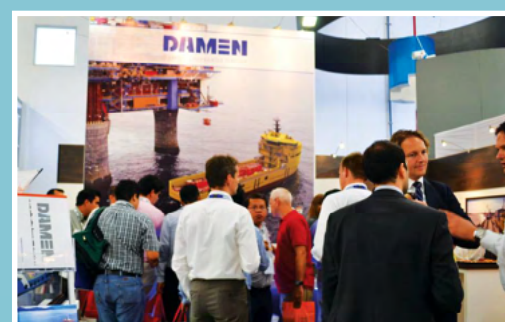
modernización de la gestión con la adquisición de competencias y profesionalización y desarrollo de los recursos humanos.

Por otro lado, el Director General de Pemex precisó que la velocidad de monetización de los recursos de hidrocarburos del país dependerá de cambios estructurales y esquemas de organización, sin poner en riesgo la propiedad de los mismos, que, aseveró, seguirá siendo de la Nación.

Enfatizó que el mayor activo de la paraestatal es su capital humano, elemento clave para superar los retos futuros, por lo que es necesario optimizar su gestión. Para ello, agregó, debemos estar listos para reemplazar cuadros clave e impulsar un ambicioso programa de reclutamiento y formación de especialista en colaboración con las universidades.

Al respecto, mencionó que la meta es reclutar cada año 200 profesionistas recién egresados de las carreras de ciencias de la tierra e ingeniería petrolera, así como retener 30 especialistas y expertos que laboran actualmente en la empresa, y estar en posibilidades reales de reemplazar a todo el personal que se encuentra en condiciones de retiro.

Para lograr cumplir las metas estratégicas en lo operativo, Petróleos Mexicanos debe cambiar su modelo de gestión para ser más eficiente, más rentable, más ágil y más competitivo, y enfrentar así con éxito un nuevo entorno, concluyó.



Brasil: Combo tres por uno

Este país supera la nostalgia y busca competitividad y nuevas inversiones.

ALVARO RÍOS ROCA*

Mucho hemos abundado sobre la característica nostálgica en nuestra América Latina al momento de encarar grandes desafíos, inversiones y desarrollos en este sector. Esto queda claro cuando comparamos lo que viene aconteciendo en Asia, Australia y Estados Unidos en materia de hidrocarburos, y de gas natural en particular, comparándola con la realidad latinoamericana. No en vano con tanto potencial y reservas en casi todos los países seguimos aumentando las importaciones de gas natural licuado (GNL) y tenemos ductos vacíos por todos lados.

Brasil, lastimosamente, tampoco escapaba a esta nostálgica realidad latinoamericana. Se habían suspendido el 2008 las rondas exploratorias que venían realizándose anualmente —y muy exitosamente desde 1998— y se había sobrecargado y politizado a Petrobras. Todo esto a partir del descubrimiento del Presal el 2006, que fue una especie de borrachera de Presal.

Empero, parece que Brasil se ha dado cuenta que la nostalgia no lleva a ningún lado y que detener el virtuoso ciclo exploratorio y nuevas inversiones, con capitales de todas partes del planeta, acompañado a una Petrobras competitiva, es el derrotero a seguir.

De veras se asustaron en Brasil ante la pérdida de competitividad y productividad global. Los pragmáticos (léase no nostálgicos) gringos entregarán a su sector eléctrico, industrial, petroquímico y productivo un gas natural barato y abundante por varios años más, mientras que Brasil tiene que importar cada vez más GNL, así como gas por ducto de Bolivia y producir en el Presal

un gas hasta cinco veces más caro. Los chinos tienen su propia dinámica de competitividad con carbón y le están brincando muy seriamente al *shale gas*. La presidente Dilma Rousseff, que fue Ministra de Energía, finalmente entendió que sin productividad y exportaciones competitivas no es posible desarrollar los anhelados proyectos sociales y empleo que son necesarios para mejorar la vida de millones de ciudadanos que aún viven en profunda pobreza.

A la fecha, se han tomado algunas acciones correctivas sobre Petrobras, donde se entendió que no podía por sí sola encarar el Presal, otros costosos desarrollos *offshore* y exploración de no convencionales, y que el capital internacional y su aporte tecnológico son imperativos y determinantes. Peor si se la tenía subsidiando los hidrocarburos y con limitado acceso a financiamiento internacional.

Sin embargo, lo que más llama la atención es el combo de rondas exploratorias 3 X 1 en este 2013. En agosto de este año se pondrán a disposición del sector petrolero internacional 289 bloques, de los cuales 116 son *offshore* y 123 *onshore*, 67 de ellos en bloques maduros y 222 en nuevas fronteras. Algunos de ellos tienen potencial no convencional.

Para el 30 y 31 de octubre se tiene programada una ronda exploratoria para otorgar contratos de concesión exclusivamente para bloques de gas de esquisto, es decir, *shale gas*. Este gas estará destinado principalmente a proyectos integrados en generación de energía eléctrica, de uso industrial y de petroquímica. De acuerdo con la Agencia Nacional del Petróleo (ANP),

Brasil cuenta con 14.2 billones de metros cúbicos de gas natural no convencional, el doble de las actuales reservas probadas.

Finalmente, para noviembre de este año, se tiene programado también lanzar una ronda exclusiva para contratos de producción compartida (*production sharing contracts*) únicamente para el Presal costa afuera.

Sin duda que el objetivo de largo plazo es mayor producción de petróleo para el mercado interno y exportaciones y abundante gas natural para su mercado interno a precios competitivos. Empero, los resultados de la prospección, exploración y desarrollo de estas áreas se verán en 5 a 10 años adelante, en caso de que la geología resulte favorable. Destacar que este combo 3 X 1 lo impulsa con una demanda interna de energía creciente, un deficitario mercado de gas natural, marco normativo petrolero adecuado y coherente, seguridad jurídica, una Petrobras competitiva y abocada a nuevas tecnologías y precios internos competitivos de los hidrocarburos.

Pero hay más, porque las inversiones se concretarán con notorios avances tecnológicos propios que se están impulsando a través del contenido local y fuertes incentivos para fortalecer y desarrollar centros de investigación y desarrollo (privados y públicos), con innovación y educación tecnológica. Esto sin duda le traerá enormes beneficios de valor y prosperidad en el largo plazo.

Un bravo por Brasil que parece haber tomado el camino adecuado del desarrollo y dejado las nostalgias atrás. Ojalá otros países de la región puedan imitar y entender que la nostalgia sólo trae más pobreza y subdesarrollo. ●

*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

Contacto

Guillermo Pineda

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

Irene Hernández

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

Felipe Córdova

Socio - Oficina Región Sureste
felipe.cordova@mx.pwc.com
(229) 775 6015



Los objetivos de negocio sólo se alcanzan con el entendimiento real de cada aspecto clave de su empresa.

En PwC México contamos con la práctica en la Industria de Energía que comparte su experiencia para lograr una excelencia operativa de su negocio y un acceso al mercado de deuda o de capital bajo una planeación integrada y un modelo dirigido por procesos.

Nuestros servicios:

Estrategia y Análisis Operacional, Financiero, Legal y Fiscal de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP's); Modelo operativo para aguas profundas; Desarrollo de proveedores, Administración de Inventarios y de Cadenas de Suministro; Tecnología SAP, Movilidad y Administración del ciclo de vida de los pozos, entre otros.

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

Síguenos:



www.pwc.mx



[PwCMexico](#)



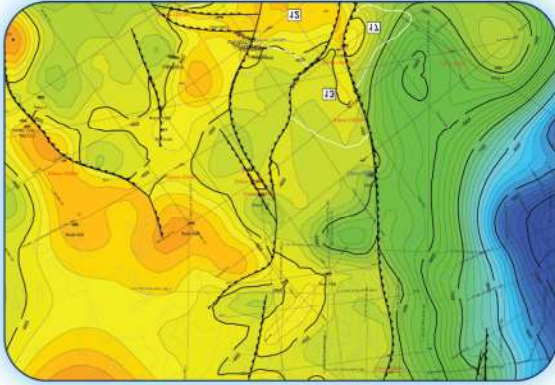
[@PwC_Mexico](#)



[PwC México](#)



[PwCMx](#)



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