ISSN 2007-6096

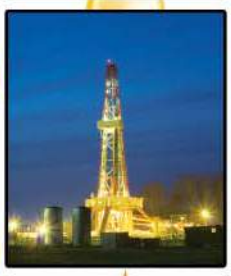
energía a debate

Una revista escrita por expertos del sector energético

A propósito de la Reforma

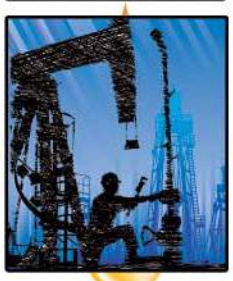
¿Cómo cuidar la renta petrolera?

Sergio Ramírez Martínez



¿El *shale gas*, rentable a largo plazo?

José Pablo Rinkenbach Lizárraga



¿Qué hacer en contenido nacional?

Antonio Juárez Alvarado

¿Contratos petroleros, o concesiones?

Alejandro Guzmán Rodríguez

ISSN 2007-6096

ABS Group

Services de México S.A. de C.V.

Administración de la Integridad, Seguridad, Calidad y Medio Ambiente, Riesgos y Confiabilidad.

Proyectos de Administración de Seguridad

- ✓Análisis de Peligro de Procesos (PHA).
- ✓Análisis cuantitativo de Riesgos (QRA).
- ✓Estudios de Peligros de Operatividad (HAZOP).
- ✓Estudios de Identificación de Peligros (HAZID).
- ✓Evaluación de Riesgos .
- ✓Evaluación de Riesgo Programáticas.
- ✓Niveles de Seguridad de la Integridad.
- ✓Plan de Respuesta y Emergencia.
- ✓Seguridad Portuaria
- ✓Soporte en La Gestión de Procesos de Seguridad.
- ✓Proceso de Análisis de Riesgo.
- ✓Investigación de Incidentes y Análisis de Causa Raíz.
- ✓Auditorias PSM.
- ✓Evaluación en la Cultura de Seguridad y Mejoramiento.
- ✓Desarrollo de Procedimientos
- ✓Sistema de Gestión de Evaluación Corporativa.
- ✓Análisis de Riesgo.
- ✓Metodología de Riesgo y Capacitación en Software.
- ✓Modelaje de Fuego - explosión y ubicación de Planta.

UNIDADES DE VERFICACIÓN EN GAS NATURAL

- NOM-001-SECRE-2010
- NOM-002-SECRE-2010
- NOM-007-SECRE-2010

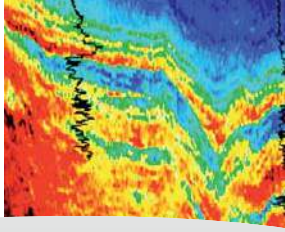
Proyectos de gestión de calidad

- ✓Revisión del Diseño.
- ✓Verificación y Certificación.
- ✓Inspección a proveedores a suministros de equipo y maquinaria.
- ✓Estudios de fabricación.
- ✓Evaluación de proveedores.
- ✓Control de proyectos.
- ✓Supervisión de proyectos.
- ✓Proyecto de Servicios de Riesgo.
- ✓Representación del propietario.
- ✓Soporte de ingeniería.
- ✓Desarrollo de procedimientos.
- ✓Puesta en marcha.
- ✓Inspección basada en riesgo IBR.
- ✓Gestión de activos.
- ✓Gestión en la integridad de activos.
- ✓Gestión en incepción adentro de activos.
- ✓Verificación de la ingeniería.
- ✓Supervisión y Administración de Proyectos.

México, D.F.

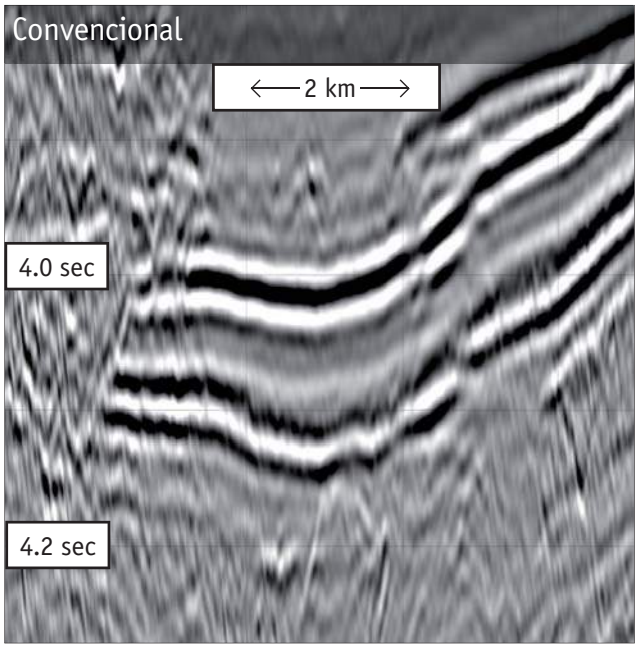
Hamburgo #254-201
Col. Juárez, C.P.06600,México D.F.
Tel. 52 (55)5511 4240 FAX 52(55)55256294
mcinta@eagle.org smorales@absconsulting.com
cgonzalez@eagle.org agonzalez@eagle.org jortiz@eagle.org

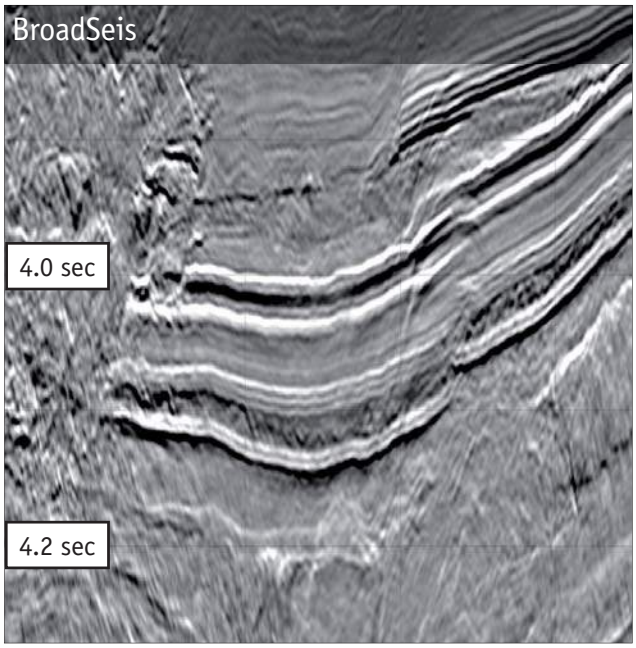
REYNOSA – VERACRUZ - CD. DEL CARMEN
agonzalez@eagle.org jorosa@eagle.org jtorga@eagle.org



BroadSeis

Una nueva y poderosa solución de banda ancha para la exploración sísmica marina



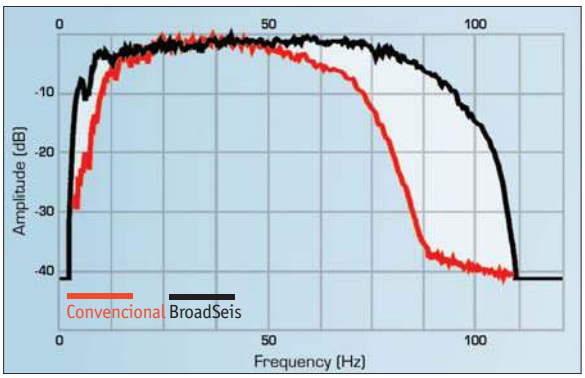


Ejemplo del Golfo de México: con BroadSeis se alcanza una resolución y un ancho de banda (2.5 a 155 Hz) excepcionales.

La tecnología **BroadSeis**™ de CGG es una combinación de técnicas propias* de adquisición marina y de procesamiento sísmico que permiten obtener imágenes sísmicas con resolución excepcional.

- Un ancho de banda amplio tanto en altas como en bajas frecuencias
- Procesamiento propietario 3D de de-ghosting para levantamientos convencionales 3D y WAZ
- Adaptable a todo tipo de yacimiento

BroadSeis es la mejor solución que redefine los límites de resolución y penetración de sus datos marinos



*patentes pendientes

cgg.com/broadseis

CGG
Passion for Geoscience

PLATTS
McGRAW HILL FINANCIAL

17th Annual

MEXICAN ENERGY

Energy Reform and Natural Gas Supply — Fueling Economic Growth

November 21–22, 2013 • Four Seasons Hotel • Mexico City, Mexico

Hear the Latest on Energy Reform in Mexico!

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

Speakers Include:

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

FOR MORE INFORMATION OR TO REGISTER:

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

For more info and speaking opportunities, contact:
Ron Berg
tel: 781-430-2118
ron.berg@platts.com

For sponsorship opportunities, contact:
Lorne Grout
tel: 781-430-2112
lorne.grout@platts.com

For media inquiries, contact:
Gina Herlihy
tel: 781-430-2109
gina.herlihy@platts.com

Simultaneous translation
ENGLISH–SPANISH

Traducción simultánea
ESPAÑOL–INGLÉS

Registration Code: PC329NLI

energía a debate
Una revista escrita por expertos del sector energético

Año 9 Edición No.59 noviembre/diciembre 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. 59 noviembre/diciembre 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. Tels: 55 92 27 02 y 57 03 14 84. www.energiaadebate.com; mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx. Editor responsable: José Mario Hernández López. Reservas de Derechos al Uso Exclusivo No. 04-2013-011710160400-102. ISSN 2007-6092. Licitud de Título14315. 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 30 de octubre de 2013, con un tiraje de 12,000 ejemplares. Las opiniones expresadas por los autores no necesariamente reflejan la postura del editor de la publicación. No se permite la reproducción total o parcial de los contenidos de la publicación sino bajo previa autorización del editor responsable.

Editorial

A tomar decisiones

Se llevará a cabo la reestructuración de Pemex, si se aprueba la Reforma Energética. Se construirá la nueva refinería de Tula y el gasoducto de Los Ramones, si se aprueba la Reforma Energética. Se iniciará el proyecto de una nueva hidroeléctrica en el Río Santiago, si se aprueba la Reforma Energética. Bajarán los precios del gas y de la gasolina y se desatarán grandes oportunidades de negocios, si se aprueba la Reforma Energética.

Éstas y unas cuantas promesas más dependen de los términos en que se apruebe y se implemente la Reforma Energética, según lo dicho por funcionarios del gobierno federal en los últimos meses. No se sabe qué tan cierto puede ser eso ni se sabe cuáles serán los alcances de las reformas que se irán aplicando en los próximos meses. Pero el hecho es que la falta de una Reforma Energética –o al menos, el desconocimiento de cuáles serán las opciones de cambio para los próximos años– ha sido un pretexto para no tomar decisiones en el sector energía en el transcurso de este año 2013.

Hasta las perspectivas futuras del país y su rating crediticio dependen de la Reforma Energética, según las agencias calificadoras. Pero, mientras se especula sobre lo que podrá ser el futuro, los avances en el sector energía han sido escasos. Tal parece que Pemex y CFE operan en automático desde el año pasado. Los rezagos, los déficits, los pasivos laborales y las cargas fiscales de las paraestatales, los subsidios y los niveles de importación de los energéticos siguen igual.

La población de México crece en un millón de habitantes cada año. La economía nacional ha crecido en un promedio de casi 3 por ciento anualmente en lo que va de este siglo. Pero la producción de petróleo y gas no crece. Más bien ha retrocedido en los últimos años. La construcción de nuevas centrales de generación eléctrica –que mostró un gran dinamismo en la década pasada– casi se ha detenido y el margen de reserva se reduce. La demanda de energía crecerá y, en algunos casos –más notoriamente, en las alertas críticas de gas–, el abasto empieza a fallar. Las importaciones de energéticos tienden a ser mayores.

Pero los planes energéticos del sexenio aún no arrancan. Nos hemos quedado estancados en la discusión de lo que pueden ser las reformas. Los planes de infraestructura se han quedado en espera de una luz verde. Hace falta arrancar los planes y los proyectos de este sexenio, o se irá el sexenio sin hacer nada. Alguien tiene que construir los ductos y las líneas de transmisión o entrarle a la producción de gas de lutitas, al margen de qué tan profundas lleguen a ser las reformas. Y si no arrancan muy pronto, no habrá resultados tangibles en este sexenio. Otros temas, como los esquemas de pensiones de Pemex y CFE, no necesitan reformas para ser atendidos. Requieren decisiones que no deben y no pueden esperar más.

La situación del sector energía puede ser buena o mala, según el juicio de cada quien. Las reformas u opciones de cambio pueden ser adecuadas o no. Pueden ser muchas o pocas. Pero en todo caso, el 2014 tendrá que ser un año de decisiones y de acciones.

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

Viabilidad económica de la explotación del *shale*.
JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA... **8**

El gas natural en la Ciudad de México, ¿misión imposible?
ITZEL MEYENBERG... **18**

Ley de ingresos sobre hidrocarburos.
GUILLERMO PINEDA Y JORGE PEDROZA... **20**

Reforma de Pemex y el cuidado de la renta petrolera
SERGIO A. RAMÍREZ MARTÍNEZ... **22**

¿Contratos o concesiones?
ALEJANDRO GUZMÁN RODRÍGUEZ... **31**

Incremento de contenido nacional y fomento de proveedores.
ANTONIO JUÁREZ ALVARADO... **36**

Inversión privada en el sector de petróleo y gas.
ELIECER PALACIOS **46**

Realidades y Reforma.
LUIS VIELMA LOBO... **49**

Otra caída, y luego ¿repunte?
DAVID SHIELDS.... **51**

¿Y los fertilizantes?
FERNANDO CHAVARRÍA F Y NORMANDO A. CHAVARRÍA F. **53**

Reforma energética y retos del futuro.
RAMSES PECH... **56**

Una mirada a la hidroelectricidad.
GERARDO BAZÁN NAVARRETE Y GILBERTO ORTIZ MUÑIZ... **64**

La I+D en el sector energético, un reto.
MARÍA TERESA COSTA CAMPI... **68**

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

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA

CONACYT

FONDO DE SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA

Fondo Sectorial CONACYT-SENER

Laboratorio de innovación en: Sustentabilidad Energética

Convocatoria 2013-05

"No hay buena idea que no pueda ser mejorada..."

Michael Eisner

¿Tu empresa desarrolla o comercializa algún tipo de servicio o tecnología verde para el sector energético nacional?

Tus ideas nunca estuvieron tan cerca del mercado como ahora. Con el Fondo de Sustentabilidad Energética, la Secretaría de Energía y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, apoyan el financiamiento de proyectos de investigación, desarrollo tecnológico e innovación en temas de sustentabilidad energética. Conoce los mecanismos para participar en la Convocatoria "Laboratorio de Innovación" y descubre como tu empresa puede trabajar de la mano con Universidades y/o Centros de Investigación para desarrollar las soluciones tecnológicas que tus clientes y el país necesitan.

Consulta las bases en:
sustentabilidad.energia.gob.mx

Viabilidad económica de la explotación del *shale*

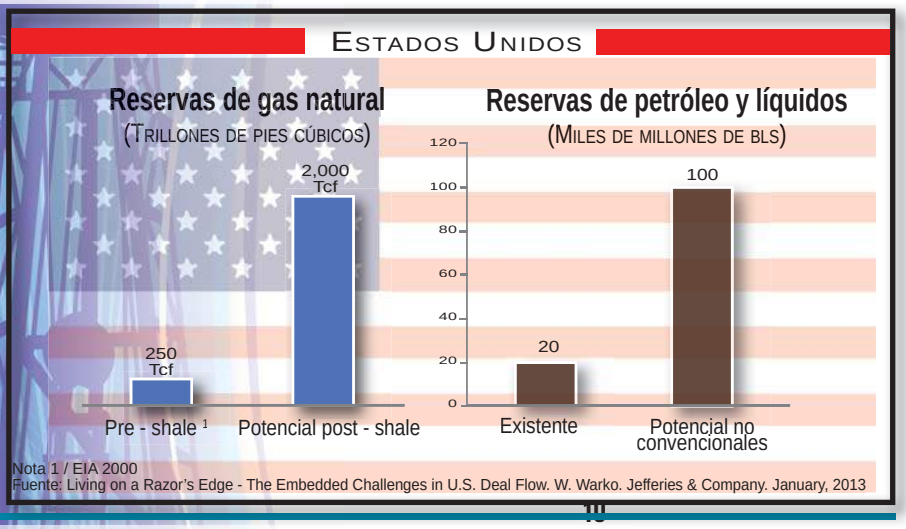
Los inversionistas en shale *deben ser cautos ante el manejo de las expectativas en esta actividad.*

José Pablo Rinkenbach Lizárraga*

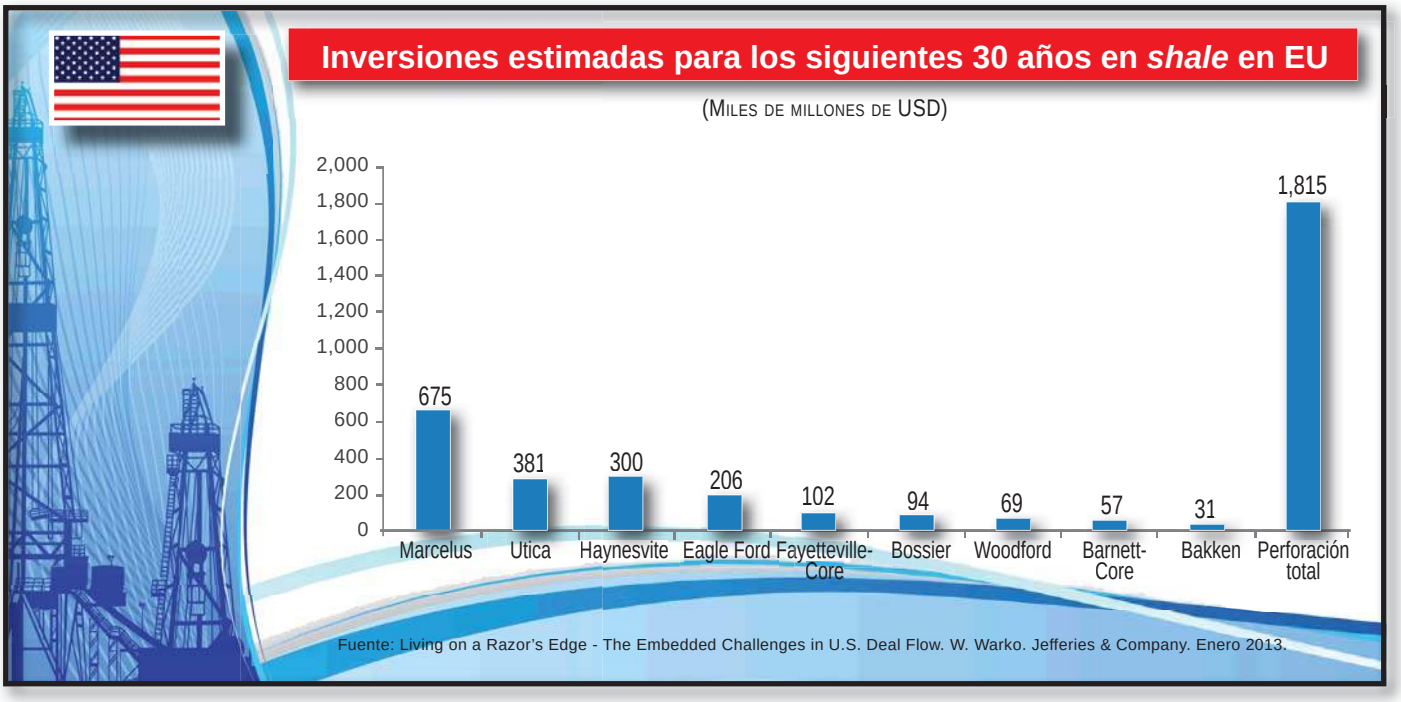
En los últimos años se ha convertido un tema recurrente el hablar de la revolución energética derivada de la explotación de las formaciones no convencionales de lutitas (conocidas en inglés como "*shale*"). Cotidianamente leemos en la prensa los beneficios estratégicos del *shale*, tales como abasto masivo y seguro por muchos años de hidrocarburos para Norteamérica y menores precios de electricidad dado un mayor uso del gas natural como combustible.

Los Estados Unidos de América poseen las principales reservas mundiales de *shale*. Es tal el monto de sus reservas que incluso la revista *Fortune* en su edición de abril de 2012 dedicó su portada a este fenómeno: *"United States of Natural Gas"*.

Incluso el Director General de *Chesapeake* (empresa líder en la explotación de *shale*) llegó a señalar que los recursos de *shale* en Estados Unidos son tan grandes como el equivalente a "dos Arabias Sauditas". Si bien dichas declaraciones podrían considerarse demasiado optimistas, informes serios y utilizados como referencia en la industria se atreven a proporcionar pronósticos detallados acerca del potencial del *shale*. En la prospectiva de Exxon de este año, se estima que para 2025 Estados Unidos será un exportador neto de energía. Dada la flexibilidad y velocidad de reacción del mercado norteamericano, lo más seguro es que lo



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



anterior suceda incluso antes.

Es tal el auge de desarrollo en *shale* en Norteamérica, que se estiman inversiones anuales de 70 mil millones de dólares durante los siguientes 30 años en los Estados Unidos.

Como resultado de lo anterior, el sector de exploración y producción en Estados Unidos ha registrado extraordinarias inversiones y *joint ventures* en los cuales han participado directamente no sólo operadores independientes, compañías internacionales (IOC´s) y nacionales (NOC´s) del petróleo, sino también bancos de inversión.

Mientras que muchas de las inversiones por parte de los IOC´s han sido para adquirir reservas para así mejorar sus reportes a la Bolsa de Valores, en el caso de las NOC´s las transacciones han buscado *know-how*. Un claro ejemplo de lo anterior es China que tiene la mayor reserva mundial de *shale gas*. De ahí el porqué sus NOC´s (tales como *Sinopec* y *PetroChina*) han adquirido o realizado *joint ventures* en diferentes yacimientos no convencionales de *shale* en los Estados Unidos.

Sin importar la fecha en que Estados Unidos sea independiente en materia energética, la actual revolución del *shale* y las expectativas en torno a la misma ha propiciado la reindustrialización de los Estados Unidos, lo cual se aprecia en la relocalización de plantas acereras, de autopartes, de petroquímica, entre otras industrias, en territorio estadunidense.

Si bien la producción de hidrocarburos en los Estados Unidos ha venido creciendo extraordinariamente gracias a los yacimientos no convencionales de *shale*, a últimas fechas es más frecuente encontrar artículos periodísticos y estudios de diversos especialistas petroleros que cuestionan la viabilidad económica de los proyectos de *shale*. En junio de 2011 el *New York Times* fue el primer medio internacional en plantear cuestionamientos críticos acerca de lo anterior.

Es importante destacar que dichos cuestionamientos no se enfocan en la existencia o no de los recursos físicos de hidrocarburos en formaciones de *shale*, sino en la viabilidad económica de la explotación de los mismos. Incluso llegan a afirmar que se puede estar ante una "burbuja" financiera en materia de *shale*. En términos generales, los cuestionamientos acerca de la viabilidad económica de *shale* se centran en seis temas:

I. **Declinación acelerada:** Curvas hiperbólicas de declinación de producción.
II. **Baja productividad por pozo:** *vis a vis* los estimados originales que afectan las expectativas de factor de recuperación.
III. **Requerimientos crecientes de inversión:** Rendimientos marginales decrecientes y largos períodos para recuperación de capital que impacta el valor presente neto de las inversiones.
IV. **Altos y crecientes costos de producción.**
V. **Bajos niveles de precio del gas en Norteamérica.**
VI. **Niveles cuestionados de reservas de gas.**

La explotación de *shale* es muy reciente y por ello la industria aún no cuenta con información y estudios suficientes para concluir de manera contundente acerca del método de explotación más adecuado y rentable para *shale*. Sin embargo, pareciera que se ha identificado preliminarmente que los números de productividad utilizados como *benchmark* en la industria debiesen ser menores a los inicialmente estimados ya que los valores originales tienen como referencia las zonas con mayor potencial de producción (i.e. *sweet spots*) de *Bakken* y *Eagle Ford* y por ende, los factores de recuperación son menores a los estimados inicialmente. De acuerdo a un estudio reciente publicado en el *Oil and Gas Journal*: *"el factor de recuperación en los cinco principales plays de gas de shale es de 6.5% promedio y tiene un rango de 4.7% a 10%,... lo cual contrasta significativamente con eficiencias de recuperación del 75 a 80% en yacimientos convencionales de gas"*.[1]

A medida que se ha avanzado en la perforación, las empresas han identificado que los valores de producción son menores a los estimados originalmente. De hecho, la empresa *Ernst & Young* identificó que mientras que en 2011 las inversiones en *shale* en EUA aumentaron alrededor de 20%, la producción sólo lo hizo en 13%.[2] Lo anterior parece ser una primera señal de que a menores productividades por pozo, la industria de *shale* requerirá un número cada vez mayor de pozos para mantener la producción, es decir, el modelo operativo vigente del negocio del *shale* se basa en la expansión perpetua de la actividad de perforación para mantener los niveles originales de producción.

Lo anterior es un fenómeno que en economía se conoce como "rendimientos marginales decrecientes", lo cual incide directamente en la toma de decisiones acerca de la viabilidad y/o continuidad de los proyectos. En términos llanos, ¿a qué empresario le gusta tener que invertir cada día más para recibir cada día menos?

Bernstein Research ejemplifica claramente lo anterior al señalar: *"El pozo promedio de shale produce 600 barriles (de petróleo y gas equivalente) diarios durante su primer año. La tasa de declinación de dichos pozos es de alrededor 40%. El costo promedio de perforación de un pozo de shale es de 7 millones de dólares. Así que el costo de añadir 1,000 barriles diarios por día es de 11.7 millones de dólares. Por lo tanto, si tienes un campo de shale que produce 100 mil barriles diarios con declinación anual de 40%, vas a necesitar invertir 500 millones de dólares anuales tan solo para mantener el nivel de producción"* [3]

Con respecto a la declinación de yacimientos de *shale*, ésta oscila entre 29 y 52% por año para gas y alrededor de 40% para aceite.[4] Incluso, recientemente el ex científico del gobierno del Reino Unido, Sir David King llegó a señalar en la publicación de *Nature* que los niveles de producción declinaban en algunos casos entre 60 y 90% durante el primer año.[5] Estas curvas de declinación tan pronunciadas (de hecho hiperbólicas) propician que simple-

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

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

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

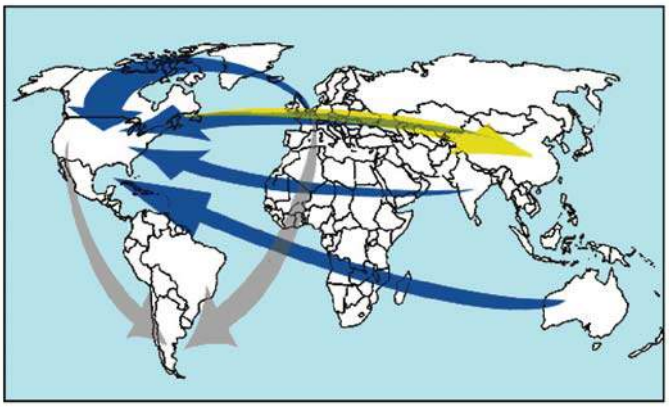
Descubre más sobre nosotros en **exxonmobil.com**

Mobil

Marca de **ExxonMobil**

ExxonMobil
ENERGIA A DEBATE

Enfrentando el gran desafío energético mundial.™



■***ExxonMobil*** tomó la decisión de expandir sus derechos en la cuenca de Neuquén al llegar a un acuerdo con la empresa ***Americas Petrogas***, en el 2011.

■***Apache*** adquirió derechos en la cuenca de Neuquén y realizó el primer pozo horizontal con múltiples etapas de fracturamiento hidráulico.

■***Total*** ha afianzado su presencia en Argentina al llegar a asociarse con ***YPF***.

■***EOG Resources*** anunció la adquisición de 400km² en la cuenca de Vaca Muerta al considerar que puede tener mejor potencial que Eagle Ford en Estados Unidos.

■***CNocc*** y ***Petrochina*** adquirieron activos en USA por US$2.4 billones. En el 2011 hizo lo mismo por US$5.6 billones con el fin de aquirir el conocimiento técnico y operativo.

■***Sinopec*** realizó un *joint venture* con ***Devon Energy*** por US$2.5 billones por el 33% de su portafolio de *shale*.

■***BHP Billiton*** adquirió activos en EUA con el fin de obtener el conocimiento para desarrollar sus propios yacimientos.

■***Total*** en el 2009 adquirió el 50% de ***American Shale Oil***, empresa que tiene los derechos para evaluar el potencial en bloques en Colorado.

■***Reliance*** realizó un *joint venture* con ***Atlas Energy*** por US$ 1.7 billones, con el fin de obtener la experiencia operativa. También adquirió el 45% de la participación de ***Pioneer en Eagle Ford***.

■En 2011 ***Royal Dutch Shell*** y ***PetroChina*** acordaron un *joint venture* para realizar el desarrollo de los primeros campos de *shale* gas en China.

■***Chevron*** realizó un *production sharing* del 49% de la cuenca de Sishuan y realizar así la evaluación y operación.

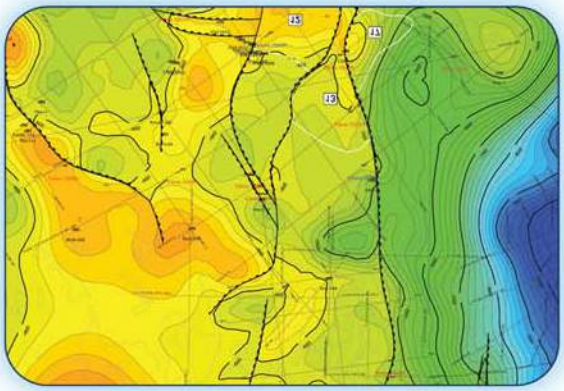
■***EOG Resources*** y ***Conoco Phillips*** realizaron un *production sharing* que actualmente se encuentra en la etapa de evaluación de potencial de los bloques.

mente para mantener la plataforma de producción, cada vez se requiera un número mayor de pozos, afectando sensiblemente la viabilidad económica de los proyectos de *shale*, y en especial los relacionados con gas.

Lo antes mencionado es de suma relevancia para México, ya que bajo la modalidad de contratos de ganancias compartidas la fijación del porcentaje de *cost oil* y de distribución del *profit oil* no debiera hacerse bajo las viejas prácticas de utilizar información histórica como referencia, sino que requerirá análisis técnicos y económicos sofisticados para la estimación de una línea base de negociación robusta con base en potencial. Dada la heterogeneidad de los *plays* de *shale*, bajo los contratos de ganancias compartidas, el Estado Mexicano tendrá que desarrollar un "traje a la medida" para cada ronda de *shale* que tome en cuenta las particularidades y potencial de cada bloque a licitar en específico.

En relación a los estimados de reservas, desde 2012 en el *Journal de Petroleum Review* algunos expertos han señalado que bajo las reglas introducidas en 2009 por la SEC existen "dudas razonables" acerca de una posible sobreestimación de reservas de gas.[6] El 29 de diciembre de 2008, la *Securities and Exchange Commission* ("SEC"), estableció nuevas requerimientos para el reporte de reservas de gas y aceite. Dichas modificaciones se pueden agrupar en 8 grandes grupos:[7]

1. **Migración del uso del precio de cierre del ejercicio fiscal de la empresa en cuestión para la estimación de reservas a la utilización del promedio simple del precio de los últimos doce meses.**
2. **Opción de reportar reservas probables y posibles:** Las reservas probables, en conjunto con las probadas, deberán tener al menos un 50% de probabilidad de ser recuperadas. Las reservas posibles en conjunto con las probadas y probables, deberán tener al menos un 10% de probabilidad de ser recuperadas.
3. **Ampliación de la definición de actividades productivas de gas y aceite:** Anteriormente la definición de actividades productivas de gas y aceite estaba limitada a la extracción por medio de pozos "tradicionales". Con la nueva regulación, la definición se centra en el producto final y no en el método de extracción, es decir, en la nueva regulación ya se incorpora todo tipo de hidrocarburo comercializable tal como el caso de yacimientos no convencionales como el *shale*.
4. **Uso de "tecnología confiable" para cumplir con "certidumbre razonable" el estándar de reservas probadas.** La regulación vigente exige el uso de ciertos estándares como por ejemplo la producción actual para estimar con "certidumbre razonable" las reservas probadas. Por lo que se refiere a "tecnología con-



GRUPO DIAVAZ®

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

Av. Revolución 468, Col. San Pedro de los Pinos, C.P. 03800, México, D.F. Tel.: +52 (55) 5062-1300
www.diavaz.com e_mail: info@diavaz.com

fiable", es decir a cualquier tecnología que haya sido probada en campo y cuyos resultados sean consistentes y repetibles.

5. **Ampliación de la definición de "reservas probadas no desarrolladas":** La regulación permite a las empresas utilizar un estándar con "certidumbre aceptable" para estimar las reservas probadas no desarrolladas (en inglés se le denomina *"proved undeveloped reserves"*).

En este punto en particular es donde algunos especialistas de la industria consideran se pudiera prestar para sobreestimación de reservas. Argumentan que a pesar de que las formaciones de *shale* no son heterogéneas, las empresas utilizan como referencia el estándar de "tecnología confiable" y no el estándar de producción actual.

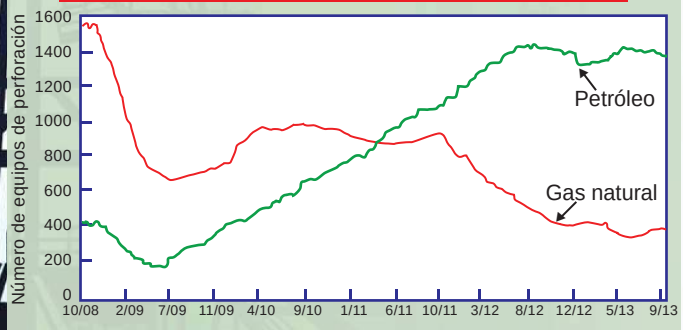
En este sentido incluso existen afirmaciones polémicas, como la de Deborah Rodgers, que señalan que en *shale* la sobrestimación es como mínimo de 100% y hasta 400-500% debido a los datos de referencia utilizados para estimar las reservas.[8]

6. **Opción de revelar sensibilidad de precios.**
7. **Información de reservas por área geográfica.**
8. **Revelación de controles internos y niveles de competencias** de personal técnico encargado de la estimación de las reservas.

Llama la atención que durante 2012 *Cheasepeake* hizo revisiones a sus reservas de gas por 6,080 BCF, lo cual es el 39% del total de sus reservas iniciales de gas en 2012.[9] Tal parece que estas revisiones por parte de *Chesapeake* pueden estar relacionadas con los trabajos realizados en julio de 2012 por ITG *Investment Research* ante una petición de investigación acerca del monto de las reservas por parte de inversionistas institucionales. De hecho ITG *Investment Research* concluyó que las reservas de dicha compañía en el *play Barnett "no tienen un valor positivo, significando un write-off potencial ..."*.[10]

La solidez de los montos de las reservas reportadas es sumamente relevante para garantizar la solvencia de las empresas, ya que las reservas han sido utilizadas por los operadores independientes como colateral para apalancar vía deuda la explotación del *shale*. Cualquier reclasificación a la baja en las reservas podría poner en quiebra técnica a varias de estas compañías.

Equipos de perforación terrestres en operación en los Estados Unidos



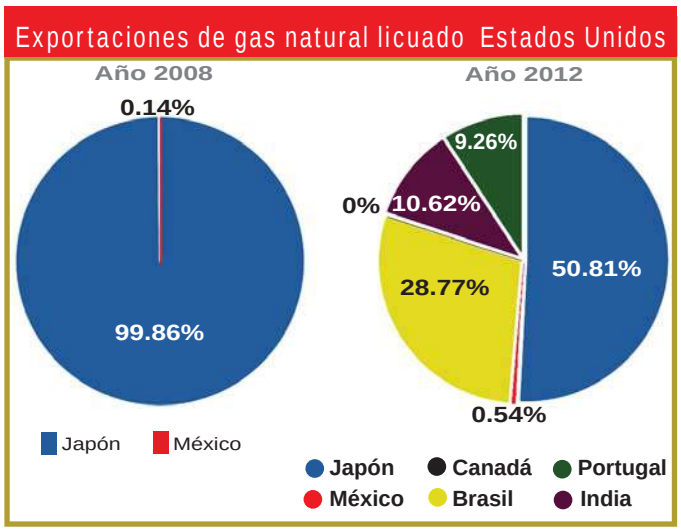
Por otra parte Howard Newmann, de la empresa *Pinebrook*, señaló recientemente en una conferencia en Yale que un precio de menos de $80 dólares por barril para *shale* cancelaría varios proyectos. Esto último es consistente con el análisis desarrollado por Ed Morse de *Barclays* en el cual a un precio de menos de $80 dólares por barril, proyectos de *shale* no serían rentables.

La discusión acerca del nivel de precios de los hidrocarburos es aún más relevante si se toma en cuenta el entorno energético actual y en especial el cierre de la brecha entre oferta y demanda de hidrocarburos, así como el entorno geopolítico y en específico la reacción potencial de la OPEC.[11] De acuerdo a un estudio realizado por un grupo de graduados de energía en conjunto con el profesor emérito de Yale, Paul MacAvoy, un incremento de 1 millón de barriles diarios de aceite podría reducir en 10% los precios de petróleo. Por sí misma, Norteamérica ciertamente proporcionará la cantidad anterior y eso sin tomar en cuenta que la OPEC puede hacer lo mismo de manera inmediata. Arabia Saudita tiene la capacidad de poner en el mercado de manera inmediata 1 millón de barriles. La situación social y política actual en el Medio Oriente no favorece que los miembros de la OPEC mantengan sus cuotas tope de producción. Con base en el estudio de Paul MacAvoy un incremento de 2 millones de barriles diarios impactaría en 20% los precios del crudo, que podría hacer económicamente inviable el desarrollo de *shale.*

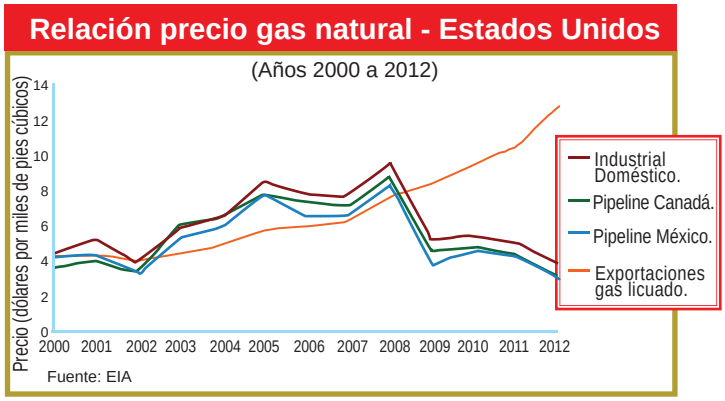
Analistas de *Bernstein Research* también han señalado que de 2011 a 2012, el costo marginal de producción en los campos de Estados Unidos se incrementó de $89 a $114 US por barril. Cabe señalar que los números que presenta *Bernstein* se refieren a los costos de producción del barril más marginal en términos económicos, es decir, se refiere a los costos de producción de los últimos barriles producidos.

En lo que se refiere a gas, en un estudio del MIT se señaló que el precio de equilibrio promedia entre $4 a 6 dólares por mcf.[12] En meses reciente los precios del gas en Norteamérica han estado por debajo de dicho rango, lo cual ha propiciado que la actividad de perforación en *shale* se reoriente hacia los líquidos y condensados de aceite con mayor énfasis.

Adicionalmente y con la finalidad de mejorar sus rentabili-



dades en proyectos de gas, los productores en Estados Unidos han diversificado su cartera de clientes de Asia, donde los precios son sustancialmente mayores a los de Norteamérica. Esto último es relevante para México, ya que eventualmente podría impactar la oferta disponible de gas para importar a nuestro país.



Si bien las formaciones de *shale oil* son mucho más rentables que las de gas, llama la atención que en noviembre de 2012 se haya cancelado el proyecto del ducto de *Bakken* a *Cushing*, Oklahoma. [13] Lo anterior es muy relevante, ya que constituye una señal de alerta para la industria de *shale* en Norteamérica, puesto que de acuerdo a un comunicado de prensa, la empresa encargada del proyecto fracasó en asegurar un abasto suficiente de aceite para justificar el proyecto. Este proyecto fallido del ducto merece un caso de estudio por parte de la industria, ya que entre líneas, la propia industria da indicios de que no está totalmente convencida de un abasto seguro y continuo de largo plazo.

Relacionado con esto último, analistas de *Morgan Stanley* señalaron que el costo promedio marginal de producción de los *plays* no convencionales más grandes en los Estados Unidos es de alrededor de 64 dólares por barril (sin tomar en cuenta costo de adquisición de terrenos). El costo de adquisición de terrenos, varía drásticamente entre compañías ya que las compañías que adquirieron en las primeras fases de desarrollo de *shale* obtuvieron precios competitivos. Hoy en día mucho de la renta económica de estos proyectos se extrae vía el valor de la tierra.

Por otra parte, a manera de ejemplo de otra llamada de atención acerca de un mercado de *shale* menos pujante que lo que asume el público en general, se puede mencionar el siguiente caso. El año pasado *Chesapeake* vendió 1 millón de acres en el yacimiento *Permian* a *Shell* y *Chevron* y sólo recibió el 55% del valor originalmente buscado. Un ejemplo adicional es el caso de *Hess* que este año vendió un terreno en *Eagle Ford* a un 25% del precio al que lo adquirió tan sólo un año y medio antes.

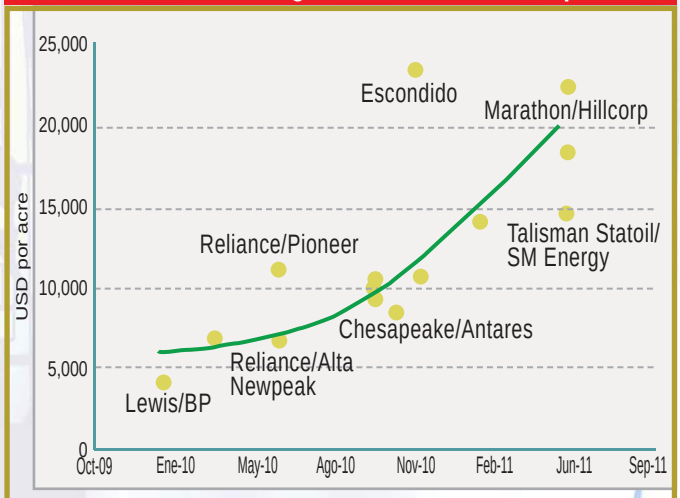
La conjunción de menores factores de recuperación y de productividad, así como bajos precios del gas ha propiciado que las 50 empresas más grandes con operaciones en *shale* en Norteamérica hayan tenido que realizar "quitas" (i.e., *write-off*) en 2012 del orden de 26 mil millones de dólares de sus balances generales y que hayan tenido una reducción de casi 60% en su utilidad neta de 2011 a 2012.

Dado lo precario de las economías de los proyectos de *shale*, es crítico que la industria no sólo trabaje en mejorar la productividad de los pozos, sino que optimice sus costos. La industria ya ha realizado esfuerzos conjuntos exitosos de optimización de costos como es el caso de la iniciativa del Mar del Norte realizada a final de los noventa y que fue liderada por el Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido.

De todos los elementos antes mencionados, parece que los de las curvas hiperbólicas de declinación y la baja productividad por pozo son los que más afectan la rentabilidad. Estos elementos generan un efecto en cadena ya que demandan mayor actividad de perforación para mantener la producción en sus niveles originales y al mismo tiempo afectan el factor de recuperación, el cual a su vez impacta los niveles de reservas.

Lo hasta aquí mencionado es de gran relevancia ya que plantea un choque de diseño de negocios acerca del tipo de operadores petroleros capaces de explotar rentablemente yacimientos de *shale*. Por un lado, los operadores independientes son los más aptos para operar eficientemente y los que tienen menores gastos

Transacciones en Eagle Ford, Oct 2009 - Sep 2011



Fuente: IHS Herald, June 2011, Transacciones por encima de US$ 100mm

de *overhead*, sin embargo no cuentan con los recursos de capital suficientes como los IOC´s o NOC´s para mantener inversiones con períodos de recuperación de inversión más largos a los habituales para yacimientos convencionales. Por otra parte, un factor clave de éxito en la explotación de *shale* es el de la fractura y perforación horizontal masiva a bajo costo, lo cual es un servicio provisto por compañías de servicios.

Pareciera ser entonces que un factor necesario para la explotación de *shale* es el uso de tecnología a costos competitivos y capital suficiente con largos períodos de recuperación del mismo. Esto plantea cuestionamientos críticos a las empresas y expertos de la industria, tales como:

- ¿Pueden ser explotados rentablemente las formaciones de *shale* bajo el paradigma operativo y de negocios vigente?
- ¿Qué cambios en el paradigma operativo y de negocios en la explotación de *shale* se requieren para volverlo un negocio con mejores márgenes de rentabilidad?
  - ¿Perforación y fractura *low cost*? ¿Un diseño de negocios como el de las Farmacias Similares: "Es lo mismo pero más barato"?
  - ¿Cómo lograr la tecnología de fractura y perforación horizontal *low cost* ante un modelo operativo vigente de "maquila" de pozo? ¿Vía nuevos esquemas de subcontratación y/o vía integración vertical? ¿Es conveniente la integración vertical en los operadores de campo de unidades críticas como las de fractura y los equipos de perforación que por diseño en la explotación de campos convencionales son externas a los operadores y subcontratadas a compañías de servicios y de perforación?
  - ¿Podemos estar ante el surgimiento de un nuevo modelo de negocios de operador de campos petroleros? ¿Podríamos esperar algo similar a lo que experimentó la industria de aviación con la creación de las aerolíneas de bajo costos, es decir, en este caso en particular IOC´s *low cost*?

Sin lugar a dudas los tiempos que estamos viviendo en materia energética son inéditos, desconcertantes, vertiginosos y ciertamente emocionantes. Sólo el tiempo nos dirá si el *shale* presenta o no en la actualidad una burbuja financiera y cuál será el diseño de negocios y organizacional que prevalecerá para la explotación rentable de *shale*.

En síntesis, parece que una lección en materia de explotación de yacimientos de *shale* es el manejo de las expectativas. Es recomendable que los inversionistas seamos más cautos y moderemos nuestras expectativas acerca del nivel de rentabilidad a esperar de estos proyectos. No todos los proyectos serán positivos ni tan rentables como se pudiera esperar. ●

Pie de notas:

(1) Rafael Sandrea, "Evaluating production potential of mature US oil, gas shale plays", IPC Petroleum Consultants, 12/03/2012, www.ogj.com

(2) Why America's Shale Oil Boom Could End Sooner Than You Think, Christopher Helman, Forbes,http://www.forbes.com/sites/christopherhelman/2013/06/13/why-americas-shale-oil-boom-could-end-sooner-than-you-think/

(3) Idem.

(4) Shale and Wall Street: Was the decline in natural gas process orchestrated, Deborah Rodgers, Energy Policy Forum, Febrero 2013

(5) The great oil swindle, Nafeez Mosaddeq Ahmed, http://mondediplo.com/2013/03/09gaz.

(6) Idem.

(7) United States: SEC modernizes requirements for reporting oil and gas reserves, Shahid A. Gauri, Julie K. Gremillion, Kathleen McLaurin, J. Mark Metts, Angela Olivarez y Jefrrey A. Schlegel, Febrero 2009.

(8) Shale and Wall Street: Was the decline in natural gas process orchestrated, Deborah Rodgers, Energy Policy Forum, Febrero 2013.

(9) Top 20 North Amercia Independent E&P Companies Bechmarking Report, Global Data, Mayo 2013.

(10) The great oil swindle, Nafeez Mosaddeq Ahmed, http://mondediplo.com/2013/03/09gaz

(11) Why America's Shale Oil Boom Could End Sooner Than You Think, Christopher Helman, Forbes,http://www.forbes.com/sites/christopherhelman/2013/06/13/why-americas-shale-oil-boom-could-end-sooner-than-you-think/

(12) Shale and Wall Street: Was the decline in natural gas process orchestrated, Deborah Rodgers, Energy Policy Forum, Febrero 2013.

(13) Swagato Chakravorty, "Bakken Pipeline Cancellation", Energy and Capital, Noviembre 2012, http://www.energyandcapital.com/articles/bakken-pipeline-cancellation/2853.

INGENIERÍA & CONSTRUCCIÓN

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

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

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

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

ONE WORD, ONE WORLD

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

SDWWG.it

SAIMEXICANA, S. A de C.V Córdoba No 23 Col. Roma México D.F. , C.P. 06700 - Tel. + 52-55-5080 5600

saipem.com

El gas natural en la Ciudad de México, ¿misión imposible?

Industrias y comercios establecidos en el DF no pueden conectarse al gas natural por falta de licencias, restándoles competitividad y causando pérdida de empleos.

Itzel Meyenberg*

Sin lugar a dudas, el acceso a los energéticos es uno de los elementos de los que más depende la calidad de vida de los mexicanos, equiparable con la salud, la educación y hasta el agua potable. Contar con combustibles como la luz o el gas es uno de los elementos democratizadores en sociedades avanzadas y tiene un rol protagónico en el desarrollo social y humano. Por lo anterior es comprensible que en las políticas públicas federales tenga un peso predominante el impulsar que los energéticos lleguen a la población de manera oportuna como una forma de incentivar el progreso nacional… al menos en la teoría. Entonces, ¿por qué, en la Ciudad de México es tan difícil acceder a servicios como el gas natural?

La respuesta es avasallante: en la práctica, contrario a lo que plantea el Gobierno Federal y el sentido común, el obstáculo a vencer son las autoridades delegacionales, ya que de ellas depende otorgar los permisos para permitir que la red se amplíe y consumidores como usted o como yo podamos contratar el servicio de gas natural.

El Distrito Federal tiene el privilegio de ser una de las ciudades en que el desarrollo de la infraestructura ha sido un diferenciador que le ha permitido ofrecer a sus pobladores un nivel de vida por encima de la media nacional. Cada año y de manera consistente, diversos reportes y estudios realizados*, unos por instituciones académicas y otros por institutos especializados**, obtienen de sus investigaciones que la Ciudad de México es una de las entidades más competitivas del país en términos generales.

Pero si revisamos a detalle indicadores referentes al desempeño macroeconómico del DF y los comparamos con los de otras entidades, como el producto interno bruto o la tasa de desempleo, las buenas noticias se diluyen. Peor aún, cuando hablamos de eficiencia gubernamental, medio ambiente o corrupción, el panorama se ensombrece.

Uno de los temas que tocan de manera transversal las categorías anteriormente enumeradas, es la energía como concepto general, pero nuevamente debemos de detenernos y reflexionar sobre los diferentes tipos de energías que "hacen latir" al corazón del país y el papel que juegan en la competitividad de la ciudad capital.

- **El porcentaje de rechazo de las licencias especiales en las Delegaciones es de 65%.**
- **Implica que el GDF deje de percibir alrededor de 63 millones de pesos anuales por pagos de licencias.**
- **Esta situación afecta tanto a clientes residenciales como a comerciales e industriales.**

En este sentido, el gas natural emerge como una de las opciones energéticas más viables para la Ciudad de México, ya que es el combustible que aporta uno de los mejores resultados en la relación costo-beneficio y sustentabilidad. Es más barato que su competencia, su contratación genera un ahorro promedio entre el 15 y el 10% en su uso doméstico, mientras que en su uso comercial ronda por el 40% y en el industrial los ahorros llegan hasta el 60% o más.

Es más seguro para la ciudadanía principalmente porque no se traslada de un lado a otro en cilindros o pipas entre las accidentadas calles de nuestra ciudad. Además es más cómodo porque se paga post consumo, y es un energético más limpio ya que no produce partículas sólidas; sin embargo y pese a todas sus ventajas no es el de mayor consumo en nuestra ciudad, y es aquí cuando nos surgen los cuestionamientos. Mientras que en el Distrito Federal hay 350 mil clientes de gas natural en una urbe de más de 10 millones de habitantes, en otras ciudades como Nueva York, París o Saó Paulo, la mayoría de sus habitantes utilizan gas natural, entonces ¿qué pasa en la capital del país?

* *Presidenta de la Comisión de Energía de Coparmex.*

- **Para muestra un botón: tan sólo 18 comercios e industrias que desean conectarse al gas natural y no pueden, han dejado de percibir ahorros por 78 millones de pesos anuales.**
- **Esta situación les resta competitividad y causa pérdida de empleos.**

Una de las explicaciones es la burocratización a la que se tiene que someter la expansión del servicio: a grandes rasgos, el camino burocrático entre la empresa proveedora de gas natural y el cliente final, comienza con el permiso de distribución que otorga la Comisión Reguladora de Energía a la empresa, que le permite brindar el servicio a los hogares, comercios e industrias, pero ese es apenas el primer paso.

Una vez obtenida la anuencia del ámbito federal, se tienen que tramitar varios permisos con el Gobierno del Distrito Federal y acto seguido, se debe presentar en cada Delegación Política una solicitud para obtener un permiso especial de construcción y esperar a que las autoridades se pronuncien al respecto.

Nada de lo anterior sería extraño si el resultado fuera la obtención del permiso, pero no siempre es así. Mientras que en algunas delegaciones obtener los permisos y el servicio es muy rápido, en otras, como Iztapalapa, Gustavo A. Madero, Tlalpan o Xochimilco, nos encontraremos con un callejón sin salida, ya que es facultad de cada demarcación otorgarlos o negarlos. Esto se debe a que en toda la Ciudad se aplica el mismo reglamento, pero los procesos de gestión son diferentes en cada Delegación.

Llama la atención que no existe una explicación pública y fundamentada por parte de las autoridades sobre la negativa del otorgamiento de permisos en dichas demarcaciones, a pesar de que la Asamblea de Representantes ha citado a cuentas de manera formal a los funcionarios responsables para que informen sobre este tema, sin resultado.

La reflexión en este sentido es que en la medida en que las autoridades delegacionales no actúan con rapidez para agilizar la llegada de insumos energéticos de calidad y a precios competitivos, no sólo detienen la llegada de un combustible que mejora la rentabilidad y es detonante en la generación de empleos e impuestos, sino por el contrario, se convierte en un factor visible de la pérdida de competitividad y van en contra del mandato con el que los distinguió la ciudadanía. En la Ciudad de México existe un energético, el gas natural, que es una opción real para fomentar la competitividad, el progreso y al mismo tiempo es parte de la solución a problemas de economía, seguridad y medioambiente; y se encuentra tan sólo detrás de un permiso delegacional... es decir tan cerca y tan lejos a la vez.

*Informe sobre Competitividad de los Estados Mexicanos 2012, Sistema Tecnológico de Monterrey (Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey).
**Instituto Mexicano para la Competitividad (IMCO), Índice de competitividad estatal 2012.

- **En la medida en que las Delegaciones retrasan la llegada del gas natural, estancan el desarrollo de la ciudad...**

Ley de ingresos sobre hidrocarburos

Se contempla una migración gradual a un nuevo régimen fiscal para Pemex.

Guillermo Pineda y Jorge Pedroza*

A la luz de la Reforma Energética, y de sus distintas iniciativas de reforma, el pasado domingo 8 de septiembre, se entregó al Congreso de la Unión el paquete de reformas hacendarias por el Presidente Enrique Peña Nieto.

Cada año se le da el tratamiento de reforma fiscal a las iniciativas que modifican la legislación en materia, aún y cuando los cambios no son de fondo. No obstante, en esta ocasión, en línea al Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, el paquete entregado por Peña Nieto propone de fondo un nuevo esquema fiscal para Pemex que permite ser contribuyente del Impuesto sobre la Renta, y al mismo tiempo, disminuirle su carga fiscal, considerando condiciones de mercado y de la industria.

Es por ello que se propone la creación de esta ley, cuya vigencia iniciaría a partir de 2015, en el caso de ser aprobada. Lo anterior, considerando una migración gradual al nuevo régimen, siendo aplicable a todos los nuevos desarrollos y existiendo la opción de migrar para los desarrollos existentes.

Algunas de las consideraciones contenidas en la iniciativa de ley, son las siguientes:

1. Se propone que Pemex sea contribuyente del ISR y cumpla con las obligaciones tributarias de cualquier empresa. De la misma forma, se establece la entrega por parte de Pemex de un dividendo estatal al Gobierno Federal, que será calculado por el Ejecutivo Federal, aprobado por el Congreso de la Unión con base en la información que prepare el Consejo de Administración (vía aprobación de la Ley de Ingresos) y erogado vía Presupuesto de Egresos del año que corresponda.
2. Establece la modalidad de exploración y producción mediante **asignaciones** otorgadas exclusivamente a Pemex, o mediante **contratos de utilidad compartida**. En el primer caso, Pemex continuará tributando como lo ha venido haciendo (pago de derechos sobre hidrocarburos) y el régimen fiscal de ISR sólo le será aplicable a los contratos de utilidad compartida.
3. Con respecto a los contratos de utilidad compartida, se prevé que Pemex pueda optar por migrar gradualmente las actividades que realiza mediante asignaciones (régimen de derechos actual) al nuevo régimen. Asimismo, establece las bases de los pagos que recibirá el gobierno como resultado de la ejecución de los contratos, y las contraprestaciones que se pagarán a Pemex por la extracción de los hidrocarburos:
   a. El gobierno recibirá de Pemex un pago mediante la aplicación de una cuota fija mensual por la parte del área contractual que no se encuentre en la fase de extracción de hidrocarburos, esto para acelerar el arranque de la fase de producción.
   b. En la fase productiva, el gobierno recibirá un porcentaje sobre el valor bruto de los hidrocarburos producidos.
   c. El gobierno recibirá un porcentaje de la **utilidad operativa** que en cada periodo se establezca en el propio contrato.

Adicional, se considera la creación de un fideicomiso como administrador y fuente de pago para garantizar la transparencia en las operaciones que se lleven a cabo.

Con lo anterior, se busca que Pemex recupere todos los gastos, costos e inversiones que se registren por contrato, por lo que habrá que dedicar especial cuidado a los gastos sujetos a reembolso por la paraestatal a los operadores que participen (inversiones de capital, costos de operación y mantenimiento asociados con el área contractual).

Hay que reconocer que hay voluntad del gobierno, consenso de los principales actores y las condiciones necesarias para hacer que las cosas sucedan. No obstante, queda un largo camino que recorrer, temas por debatir y mucho que definir.

Fuente: Decreto por el que se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de las leyes Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, General de Deuda Pública y de Petróleos Mexicanos.

Socio líder de la Industria de Energía (guillermo.pineda@mx.pwc.com) y gerente coordinador de la Industria de Energía, PwC México.

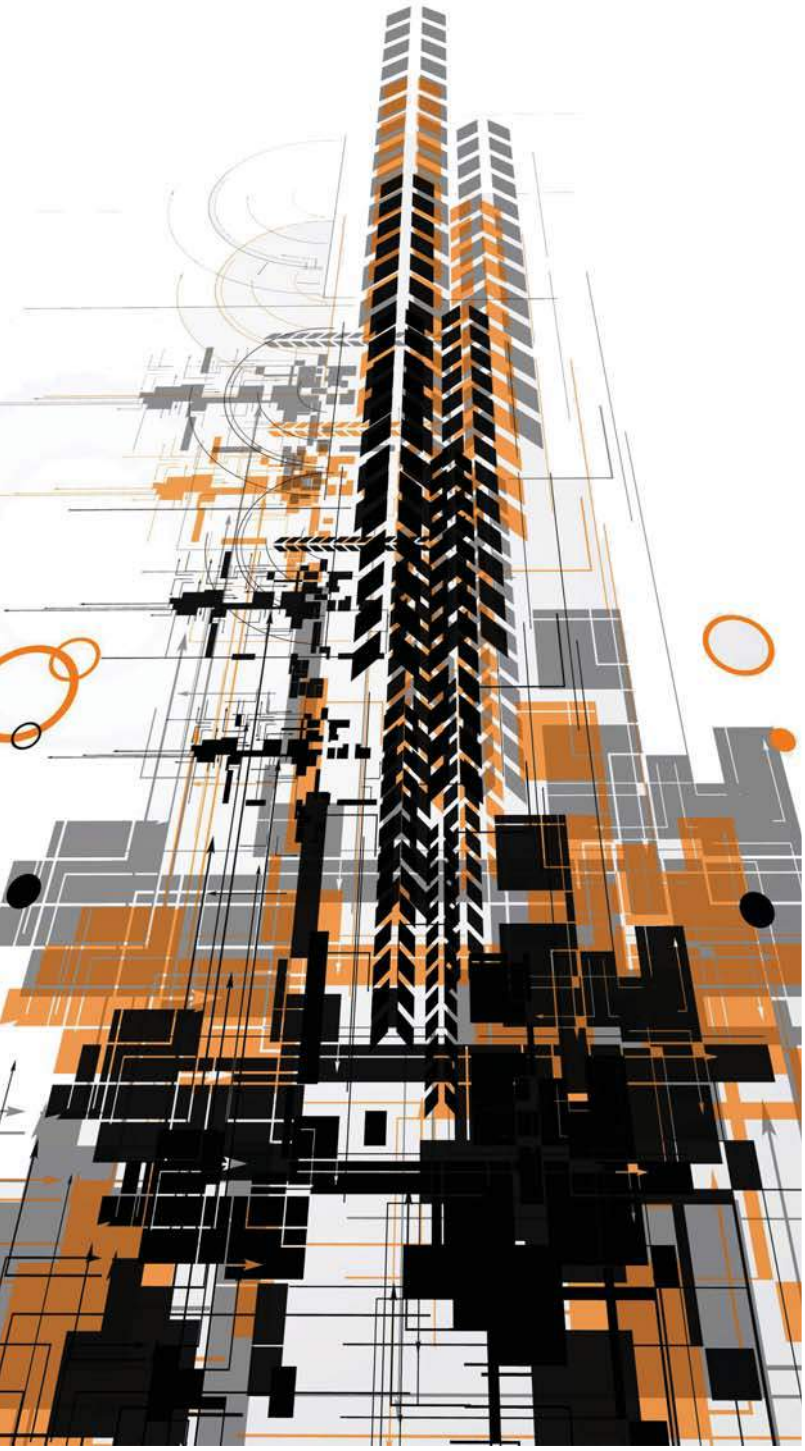
Trabajando juntos para enfrentar los retos del futuro.

Los análisis de BP sobre el panorama energético a futuro indican que en los próximos 20 años la demanda de energía aumentará hasta en un 40%. Dar respuesta a este acelerado crecimiento de la demanda es un enorme reto que requerirá grandes recursos, experiencia y habilidades. La tarea de proveer energía de manera segura, confiable, accesible y sustentable será un ejercicio colectivo para encontrar una solución a éste y otros problemas. Es por ello que valoramos nuestros vínculos con la sociedad y consideramos que trabajar de la mano con gobiernos, compañías nacionales de petróleo y otras entidades internacionales alrededor del mundo es un privilegio. Descubra más en bp.com

ESR EMPRESA SOCIALMENTE RESPONSABLE

bp

Reforma de Pemex y el cuidado de la renta petrolera



"Vamos a abordar una cuestión fiscal que es difícil. 400 o 500 diputados se encuentran en la sesión, de los cuales 30, 40 o 50 son especialistas. Yo les pido entonces a los otros colegas guardar el más grande silencio".

Jacques Chaban-Delmas,
Presidente Asamblea Nacional de Francia.
24 de octubre de 1959.

Sergio A. Ramírez Martínez*

Después de 33 años, Petróleos Mexicanos (PEMEX) sigue siendo sometido a un trato injusto por parte de los economistas de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Si fuera una empresa privada, ya hubiera obtenido, sin lugar a dudas, el amparo de la Justicia Federal, ya que su régimen fiscal es un régimen privativo, especial y falto de proporción y equidad violentando de manera palmaria el principio de Igualdad y de prohibición de leyes privativas contemplado en nuestro artículo 13 Constitucional, que señala que nadie puede ser juzgado por leyes privativas, como ha resultado ser desde 1960, el artículo correspondiente al contribuyente PEMEX en cada Ley de Ingresos de la Federación.

El tratadista Emilio Margain Manatou incluye este trato vergonzoso a una empresa del Estado Mexicano como ejemplo permanente desde la primera edición de su libro: "Introducción al Estudio del Derecho Tributario Mexicano":

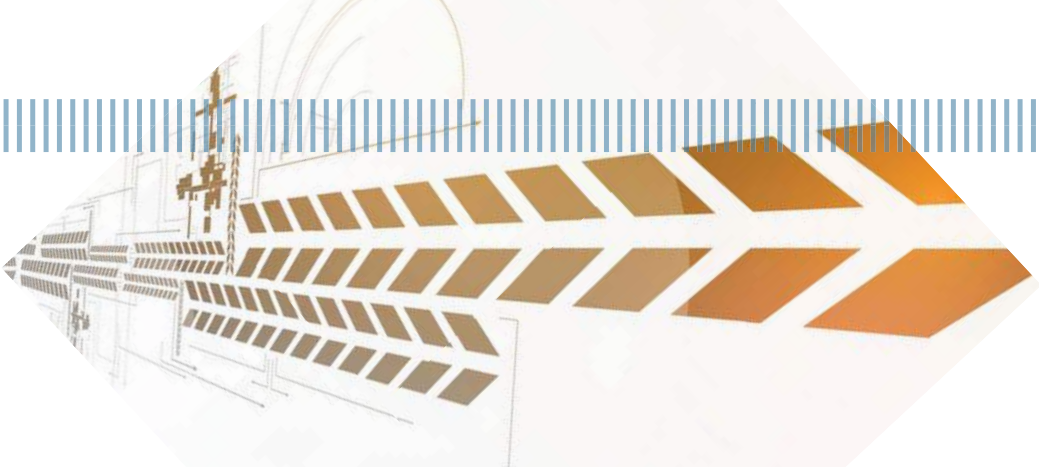
"Encontramos un claro ejemplo de ley privativa en lo dispuesto en el artículo 4°[1] (o 7°[2]) de la vigente Ley de Ingresos de la Federación, el cual se repite cada año al señalar a Petróleos Mexicanos, organismo descentralizado, como obligado a pagar varios tributos aplicables sólo a él". PEMEX ha consentido la violación al no impugnar lo dispuesto en la citada Ley de Ingresos desde 1960, o lo ordenado en el Capítulo XII de la Ley Federal de Derechos que desde 1981 ha venido gravando a voluntad de la SHCP y excesivamente a Petróleos Mexicanos y a PEMEX-Exploración y Producción.

Pero la más grave violación es la que se ha dado permanentemente a la garantía de proporcionalidad y equidad que protege el artículo 31 Constitucional, que establece que es obligación de los

[1] Margain Manatou, Emilio. Introducción al Estudio del Derecho Tributario Mexicano. Páginas 185 y 186. Editorial Porrúa. México 2000.

[2] Margain Manatou, Emilio. Introducción al Estudio del Derecho Tributario Mexicano. Páginas 200 y 201. Editorial Porrúa. México 2005.

*Ex Gerente Fiscal de Petróleos Mexicanos, Miembro de la Barra Mexicana de Abogados (taxandoil@prodigy.net.mx)



mexicanos contribuir a los gastos públicos de manera proporcional y equitativa. Es sobre todo a partir de la década de los ochenta que PEMEX ha sido sujeto a la exacción de sus ingresos, no permitiéndole contar con los recursos mínimos, ya no para un sano crecimiento como cualquier otra empresa petrolera del mundo, sino para el mantenimiento normal de sus operaciones, y resulta que ahora no produce suficientes gasolinas, petroquímicos, gas natural o gas LP, ni cuenta con ductos para transportar sus diversos hidrocarburos.

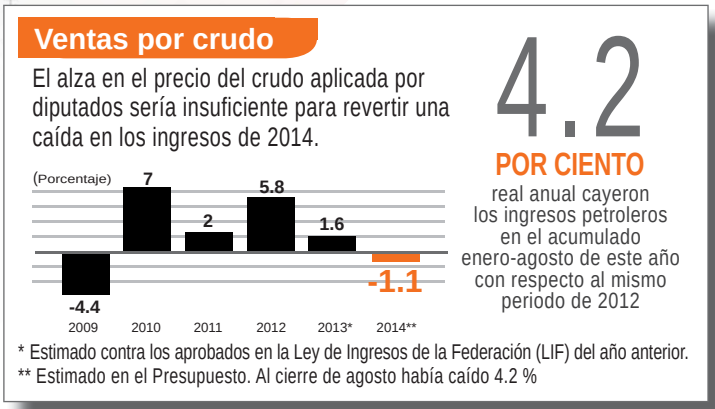
En un artículo muy bien documentado y soportado, comparando a Petróleos Mexicanos con empresas mundiales de capital privado y de capital mixto y gubernamental, un grupo especialistas fiscales, encabezado por el C. P. Ricardo Rendón, demuestra tomando como base los resultados financieros de 2011, que la carga tributaria de PEMEX es equivalente al 111.7% de su rendimiento operativo. "Esto es, que **PEMEX paga más impuestos que las utilidades que genera, lo cual se puede traducir en que requiere financiarse para pagar sus impuestos**."[3]

No se puede imaginar a la SHCP gravando en un futuro próximo de igual manera a Exxon Mobil, a Shell, a Statoil, a Petrobras, a Ecopetrol, etc. Y resulta sospechoso que, también desde 1980, la SHCP no ha podido o no ha querido aumentar la raquítica recaudación fiscal (10% del PIB), de las más bajas del mundo, pero además erogando de manera permanente y opaca, la renta que obtiene de la industria petrolera, y que pertenece por mandato constitucional a la Nación y no a un grupo de economistas, que deciden en qué debe gastar o no una industria que requiere desde hace décadas de tener autonomía de gestión, presupuestal, de inversión y una carga fiscal normal como cualquier otra empresa petrolera privada o nacional.

La miscelánea fiscal para 2014

Para 2014 se mantiene la muy peligrosa dependencia del petróleo, cuya aportación ha variado en los últimos años del 35 al 40% de los ingresos federales, y que representó el 95% de las utilidades de PEMEX en 2012. "Si se pretende desprender al fisco lentamente de la brutal dependencia actual de los ingresos petroleros, la reforma debió haber sido más ambiciosa. No lo es, 1.4% del PIB es un paliativo".[4]

Sin embargo, el presidente Nacional del PRI, César Camacho Quiroz, aseguró que la reforma fiscal de "gran calado" aprobada por el Congreso de la Unión "no se quedó corta", por el contrario, en opinión del dirigente político "se despetrolizaron las finanzas públicas".[5]



FUENTE: Iniciativas de LIF de 2009-2014 de la SHCP.

La supuesta disminución de la carga fiscal para PEMEX no aparece claramente en ninguna parte de la Reforma Hacendaria, aunque sí en declaraciones de funcionarios de la Secretaría de Energía y de la SHCP, así como de diputados y senadores. No existe soporte real de tal baja. En cambio, los legisladores suben proyección de 81 a 85 dólares el precio del barril para 2014 y de una vez el tipo de cambio, para tener más pesos, pasa de 12.60 a 12.90 pesos por dólar (si se devalúa más, mejor para ellos). El nuevo cálculo permitirá contar con 45 mil millones de pesos más para gastar. Un senador del PRI consideró prudente el ajuste "ya que en la última década la cotización se ha quedado debajo de lo que acontece en el mercado internacional". Un dirigente panista advierte: "Una caída del crudo puede echar abajo la previsión de los legisladores de ingresos petroleros para 2014, como ha ocurrido este año".[6]

Las calificadoras reconocen la bajísima recaudación fiscal[7] y la dependencia petrolera. Los ingresos petroleros han venido siendo indispensables desde 1980 para "completar pa'l gasto" (Standard

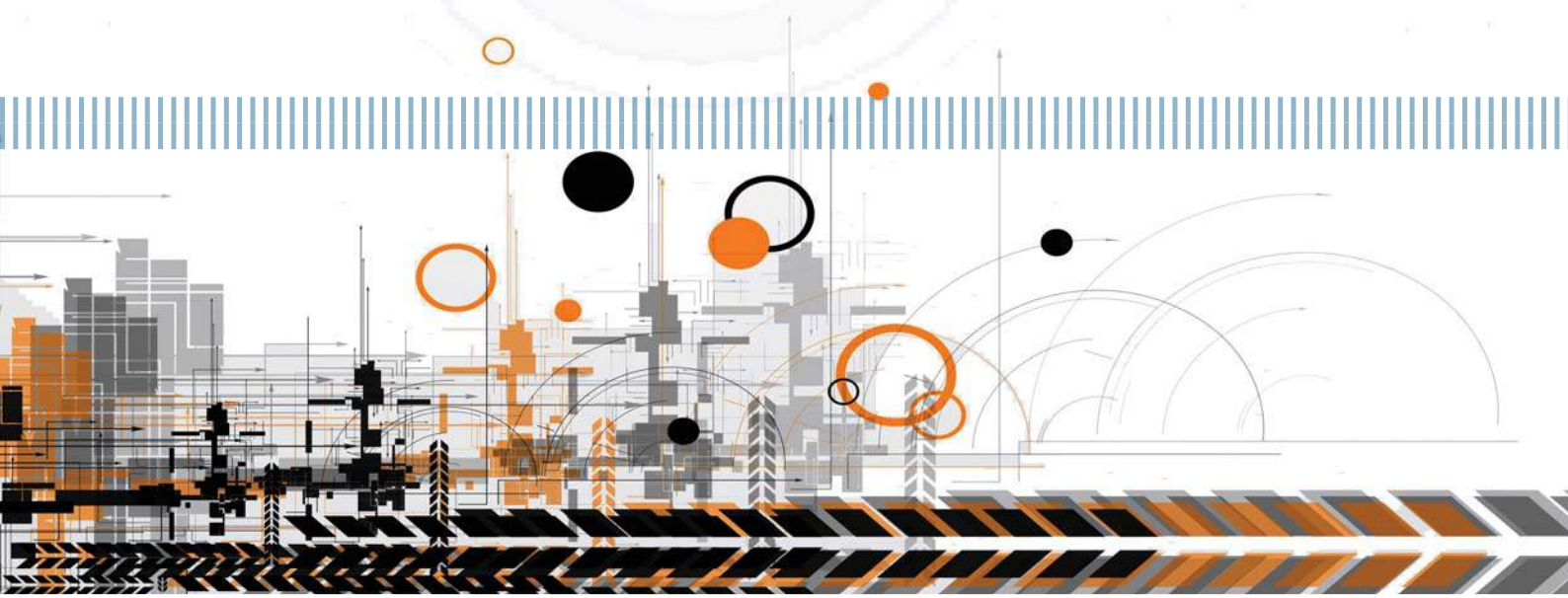
[3] Rendón, Ricardo, Uehara, Yoshio y Corral, Desirée. Pemex: ¿Falta de competitividad o excesiva carga tributaria? Artículos selectos de la revista Energía a Debate. Abril de 2013.

[4] Reyes Heroles, Federico. Desfiguros, la propuesta fiscal del gobierno es el primer descalabro de la gestión. Excélsior. 8 de octubre de 2013.

[5] Con reforma fiscal se despetrolizaron finanzas públicas: César Camacho. Excélsior 19 de octubre de 2013.

[6] Los diputados aprueban la Ley de Ingresos. Excélsior. Sábado 19 de octubre, páginas primera y sexta. Sección Nacional.

[7] "Sabemos que nuestro sistema fiscal recauda poco, es injusto y además ineficiente. Recae en una baja capacidad tributaria y una dependencia de los ingresos petroleros. México recauda el 10% del PIB en impuestos". Enrique Peña Nieto. México, la gran esperanza, página 164. Editorial Grijalbo 2011.



& Poor´s les llama los *tax-bumpers*[8]). Alberto Jones Tamayo, director general de Moody´s, en entrevista reciente, dijo que solo la corrección de las vulnerabilidades fiscales de México llevaría a Moody's a cambiar la calificación soberana del país. "Aunque el país se encuentre fuerte económicamente, en relación a muchas otras naciones, el hecho es que esa condición lo hace vulnerable, y eso es lo que se tiene que corregir", argumentó.[9]

La carga fiscal de PEMEX no incluye el "impuesto de seguridad social" que la compañía tiene que pagar porque su dueño no está dispuesto a enfrentar las consecuencias políticas de permitirle depurar su plantilla laboral. El impacto negativo de este tributo sobre los costos totales ha contribuido al hecho de que PEMEX venga reportando pérdidas en sus operaciones globales desde 1998. La reestructura administrativa deberá hacer de PEMEX una más eficiente empresa.

El investigador del Centro de Investigación y Docencia Económicas, A. C. (CIDE). Giles Serra, señalaba hace dos años (noviembre de 2011), en un estudio profético[10] y que resulta indispensable leer para tratar de entender la política mexicana, los objetivos fundamentales de una Reforma a Petróleos Mexicanos: (1) la inversión privada en la industria petrolera, (2) la transparencia y rendición de cuentas en PEMEX, en especial de su sindicato, y (3) su autonomía fiscal.

La recaudación de la renta petrolera

Se debe tener cuidado con los efectos de la participación de la iniciativa privada en la recaudación de la renta petrolera. "La piedra de toque de cualquier política de apertura en un país tiene que ser la estructura impositiva, ya que ni la propiedad de los recursos del subsuelo ni la soberanía sobre los mismos valen para nada si no están bien apuntaladas fiscalmente", señala el analista Juan Carlos Boué[11].

El valor de una compañía estatal para un país exportador de petróleo estará dado por la diferencia entre los impuestos a la producción que paga dicha compañía, por un lado, y los que pagarían, en igualdad de circunstancias, las empresas petroleras privadas. *"Por espacio de casi tres décadas México logró recaudar, proporcionalmente, los gravámenes a la producción petrolera más elevados del mundo. Con toda seguridad éste no habría sido el caso si el gobierno federal hubiera tenido que cobrarle estos impuestos a empresas privadas, en lugar de a Pemex."*

El hecho de que México tenga la tasa de impuestos más baja de todos los países miembros de la OCDE hasta cierto punto se explica por la efectividad de Pemex como instrumento de recaudación fiscal.

El mensaje aperturista ignora también el hecho de que para los gobiernos de los países petroleros, no todas las formas de ingreso son iguales. La regalía es siempre lo primero que se eroga y se tiene que pagar por cada barril extraído, independientemente de si el operador que lo extrajo obtuvo una ganancia (porque el dueño del recurso natural siempre puede exigirla en especie). La naturaleza no contingente de los derechos sobre la producción o regalías los hace sumamente atractivos para los gobiernos de países petroleros (lo mismo vale, desde luego, para los rancheros texanos). En cambio, si no hay ganancias, no hay pago de impuesto sobre la renta.

Una pregunta clave sería: ¿Cómo cambiaría la situación financiera del gobierno mexicano en caso de que la tasa de imposición efectiva aplicable a las actividades de exploración y producción en México fuera similar a las que las multinacionales pagan en aquellos países donde existen concesiones petroleras, contratos de riesgo compartido y demás?[12]

La segunda pregunta a hacerse sería: ¿Cómo afectaría a las finanzas nacionales la comprobada inhabilidad del gobierno federal para cobrar impuestos a contribuyentes no cautivos, como las

[8] El 14 de diciembre de 2009, el rating crediticio de México fue rebajado por Standard & Poor's después de que la producción petrolera (que es un "parachoques" fiscal) había caído y no se veía que el país pudiera ampliar su base fiscal. Además, el Gobierno de Felipe Calderón había incluido en el Presupuesto de 2010, el más grande déficit en las dos últimas décadas. Mexico's Credit Rating Downgraded One Level by S&P (Update3). Bloomberg. 14 de diciembre de 2009.

[9] Moody's cambiaría nota de México si corrige vulnerabilidad fiscal. El Financiero. 13 de octubre de 2013.

[10] Serra, Giles. How could Pemex be reformed? An analytical Framework Based on Congressional Politics. CIDE. Noviembre de 2011.

[11] Boué, Juan Carlos. ¿Eficiencia o ingreso fiscal? El verdadero desafío para las grandes empresas petroleras estatales. Senior Research Fellow. Oxford Institute for Energy Studies. Oxford. Reino Unido.

[12] Idem.

RENGEN

ENERGY SOLUTIONS

SUMINISTRO LLAVE EN MANO DE
PLANTAS DE COGENERACION

ESTUDIOS DE
AHORRO DE ENERGÍA

REPARACIÓN DE TURBINAS
DE GAS AERODERIVADAS E INDUSTRIALES

LIMPIEZA DE CALDERAS : EQUIPOS DE LIMPIEZA DE CALDERAS CON SOPLADORES DE HOLLÍN INTELIGENTES Y SISTEMAS HYDROJET

ENERGY SOLUTIONS

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

compañías petroleras, cuyo personal más talentoso a menudo está cargo de los aspectos fiscales del negocio?

Esquemas de contratación

Cada país adopta un sistema o sistemas diferentes que tienen características específicas, según las necesidades y peculiaridades de cada nación. Hay tres sistemas principales que se utilizan para la exploración y producción: concesión, contratos de producción compartida y contratos de servicios.

1. La característica principal del sistema de concesión es que las actividades de exploración y producción se llevan a cabo por cuenta y riesgo del concesionario (operador), cumpliendo la normatividad vigente y sin interferencia por parte de la concesionaria (el Estado). Si un descubrimiento es hecho y desarrollado por el operador, el petróleo y el gas natural, una vez extraídos, pertenecerán a los concesionarios:

Normalmente pagarán regalías y el impuesto sobre la renta. Otros pagos al gobierno pueden ser aplicables, tales como bonos (de firma de descubrimiento, de productividad, de formación, social, de castigo por no producir), rentas, impuestos especiales sobre petróleo, impuestos sobre ganancias inesperadas *(windfall)*.

2. El sistema de contratos de producción compartida generalmente es utilizado por los países que tienen reservas abundantes y bajo riesgo exploratorio. En estos acuerdos, la empresa o consorcio que desarrolla las actividades lleva sobre todo el riesgo exploratorio. Si tiene éxito, sus inversiones y gastos les son reembolsados con la venta del producto *("cost oil")*. La utilidad será obtenida a partir de deducir las inversiones y los costos de producción sobre los ingresos totales, provenientes de venta de los hidrocarburos. Esta cantidad se denomina *"profit oil"*, la cual será ya luego compartida entre la empresa (o consorcio) y el gobierno, en porcentajes variables.

3. En el sistema de contratos de servicios, una empresa es contratada para llevar a cabo las actividades de exploración y producción y sus servicios son pagados en base a metodologías contractuales predefinidas. Bajo este modelo, toda la producción suele pertenecer al Estado.

4. Las asociaciones estratégicas *(joint ventures)* tienen entre sus objetivos principales mejorar los niveles de eficiencia, disminuir los costos operacionales, distribuir los riesgos implícitos, disminuir los niveles de inversión y permitir que la empresa contratante pueda concentrarse en aquellos aspectos de su negocio que son "intransferibles" o principales, es decir, aquellos que dan sentido a la existencia fundamental de la empresa. Un ejemplo sería el *joint venture* entre Pemex y Shell en la refinería de Deer Park, Texas.

5.- La Reforma Energética promovida por el Presidente Enrique Peña Nieto permitiría al Gobierno de la República celebrar contratos de utilidad compartida tanto asociado con empresas particulares que quieran participar en el sector, como con PEMEX, alegándose que mantendrán el petróleo y el gas en control del Estado, compartiendo un porcentaje de la utilidad con los inversionistas, más no el producto.

Los contratos de utilidad compartida[13] son una variante de la familia de los contratos de producción compartida. Lo que los diferencia es el momento en el que el título de propiedad sobre los hidrocarburos pasa a manos privadas. En el caso de los de producción compartida, el título de propiedad se transfiere una vez extraídos, jamás en el subsuelo.

En cambio, la propuesta gubernamental (la iniciativa Ley de Ingresos sobre los Hidrocarburos) establece una empresa comercializadora estatal, que no sería propiedad de Pemex, que vendería los hidrocarburos. El producto de la venta sería entregado a un fideicomiso público que garantizaría y liquidaría en efectivo los costos y las utilidades de la exploración, desarrollo y producción al contratista. Estos pasos intermedios agregan complejidad a la estructura contractual, y han generado críticas profundas a cargo de empresas internacionales privadas petroleras.

Hasta ahora el Gobierno sólo ha anunciado la eliminación de restricciones constitucionales a la participación privada en esta industria, mediante la reforma a los Artículos 27 y 28 constitucionales, así como su intención de suscribir contratos de utilidad compartida individuales con particulares, así como obligar a PEMEX a migrar a ellos, en 2015, a partir del nuevo régimen fiscal para la SHCP plasmado en la iniciativa de Ley de Ingresos sobre los Hidrocarburos.

"La experiencia histórica con estas estructuras contractuales es una de conflicto, juicios multimillonarios de arbitraje internacional, renegociaciones y restructuraciones, rezagos significativos de ejecución y sobrecostos sustanciales. Los casos paradigmáticos se dieron en Kazakstán, en Venezuela[14] con los contratos operativos durante la fallida apertura y en Sajalín," según el ex director general de Pemex, Adrián Lajous.[15]

Habrá que esperar a conocer las características de estos con-

[13] Lajous, Adrián. Los contratos de utilidad compartida. La Jornada. 22 de septiembre de 2013.

[14] Ver: La Desnacionalización del Petróleo venezolano en los años noventa. Ministerio de Energía y Petróleo. República Bolivariana de Venezuela.

[15] Lajous, Adrián. Los contratos de utilidad compartida. La Jornada. 22 de septiembre de 2013.

PECOM

desde 1994

Exposición y Conferencia del Petróleo de México

Del 8 al 10 de abril del 2014

Convocatoria de Ponencias

Parque Tabasco, Villahermosa, Tabasco, México

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

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

Apoyo 2013

PEMEX Exploración y Producción · IMP Instituto Mexicano del Petróleo · Tabasco cambia contigo · Centro motor del cambio · SENER · CNH Comisión Nacional de Hidrocarburos · OCV Tabasco

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

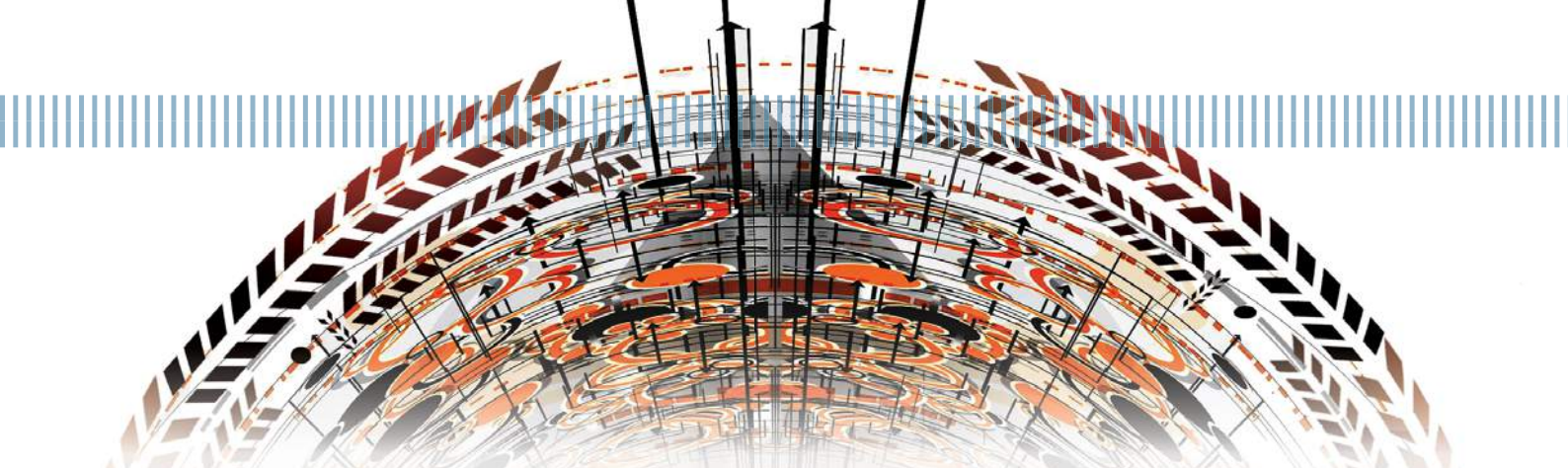
Ponencias y Sesiones
Jennifer Granda
Gerente de Eventos
713.874.2202
jgranda@atcomedia.com

Presentado por:

OE

www.pecomexpo.com

OEADV-37-REVD



tratos de utilidad compartida, en las propuestas de leyes reglamentarias y secundarias, aunque en principio muchos de los expertos y participantes de la industria petrolera no los recomiendan.

Un caso en Brasil

Brasil tuvo la primera licitación de los yacimientos pre-sal, utilizando contratos de producción compartida con el prometedor campo *offshore* (costa afuera) denominado Libra, teniendo como operador único a la estatal Petrobras con el 100%[16], o con una participación del 30% mínimo.

El campo Libra es un supergigante, conteniendo un estimado de 8 mil a 12 mil barriles de petróleo y costará por lo menos 174 mil millones de dólares su desarrollo. Y puede haber otros campos lucrativos en el "Polígono Presal" descubierto en 2007, que incluye 12 campos con reservas probadas de unos 18 mil millones de barriles equivalentes. La meta es alcanzar, en el año 2017, una producción diaria por encima de 1 millón de barriles de petróleo en las áreas pre-sal.

La producción total de crudo de Brasil se ha estancado o ha sido ligeramente decreciente en los últimos años, lo que los analistas atribuyen a leyes fiscales complicadas, los términos de los contratos de producción compartida y reglas de contenido local, que las empresas extranjeras encuentran onerosas.

El caso del TLCAN

No sin razón, el Tratado de Libre Comercio en América del Norte ha sido llamado el esquema legal más amplio sobre protección a la inversión en derecho internacional, gracias a que su décimo primer capítulo incluye una definición de inversión tan extensa que protege prácticamente cualquier recurso humano o material que un inversionista de una Parte destine al desarrollo de una actividad económica en el territorio de la otra Parte".

Como es bien sabido, la industria petrolera mexicana quedó al margen de ese tratado en el así llamado Anexo III, el cual señala las actividades económicas reservadas expresamente para alguno de los estados signatarios (México es el único de los tres países con sectores incluidos en el Anexo III). Sin embargo, si un futuro gobierno mexicano optara por abrir el sector petrolero a la inversión privada, no constituye una exageración decir que los términos y condiciones fiscales definidos *ab initio* se tornarían inmutables en la práctica de allí en adelante (principalmente por el carácter profundamente asimétrico de los lazos económicos y políticos entre México y los Estados Unidos). Dicha asimetría frustraría cualquier tentativa ulterior de cambiar condiciones fiscales aplicables solamente a la industria petrolera, entre otras cosas porque se le podría impugnar tanto por ir en contra del principio de no discriminación contra inversionistas que constituye la columna vertebral del tratado como de violentar aquellas disposiciones del tratado que señalan que "ninguna de las Partes podrá nacionalizar ni expropiar, directa o indirectamente ... ni adoptar ninguna medida equivalente a la expropiación o nacionalización de esa inversión".

Mi propuesta personal de cambio constitucional y legal

La propuesta original del Presidente Enrique Peña Nieto propone reformar el Art. 27 Constitucional en materia de concesiones y contratos, para que quede así: *"Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrogeno sólidos, líquidos o gaseosos no se expedirán concesiones y la Ley Reglamentaria respectiva determinará la forma en que la Nación llevará a cabo las explotaciones de esos productos"* y reformar el Art. 28 Constitucional, en materia de áreas estratégicas, para que quede así: *"Tratándose de electricidad, petróleo y demás hidrocarburos, se estará a lo dispuesto por el Articulo 27 párrafo sexto de esta Constitución".*

Al parecer, se podría lograr un consenso de los tres partidos políticos (PRI, PAN y PRD) si no hubiera modificación al Art. 28 y si la Reforma al Art. 27 dijera lo siguiente: *Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, se permitirán los contratos y las alianzas estratégicas, que sean necesarios para la optimización, captura y mejor aplicación de la renta petrolera en beneficio de las generaciones de mexicanos presentes y futuras, en los términos que señale el Artículo 134 Constitucional y su ley reglamentaria".*

Ello, suponiendo una Reforma al Art. 134 Constitucional en materia de contratación pública, que planteara *"aprobar y promulgar la Ley de Empresas Públicas Productivas, Transparencia y Combate a la Corrupción, reglamentaria del Artículo 134 Constitucional"*, con dos apartados: (a) para el sector público y paraestatal y (b) para las Empresas Públicas Productivas.

En este escenario de consenso, que pretende darles gusto a todos los partidos y un mejor régimen fiscal a Pemex, el Art. 27 Constitucional podría quedar como sigue: *"Tratándose del*

[16] A través del sistema del derecho oneroso de transferencia, se prevé que el Estado podrá conceder a Petrobras el derecho a emprender actividades de exploración y producción por su propia cuenta y riesgo, en áreas del pre-sal, sin una licitación y en un límite de hasta 5,000 millones de barriles de petróleo y gas natural dado.

petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos ~~no se expedirán concesiones ni contratos ni subsistirán los que, en su caso, se hayan otorgado y~~ el artículo 134 Constitucional y su Ley Reglamentaria, determinarán el esquema de contratación en que la Nación llevará a cabo la exploración y la explotación de esos productos, regulando a las Empresas Publicas Productivas Petroleras, dotándolas de Autonomía de Gestión, Operación y Presupuestal. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público no tendrá intervención en ningún aspecto de estas empresas, debiendo de ser gravadas de la manera más equitativa y proporcional como indica el artículo 31 de esta Constitución."

Así, PEMEX como una Empresa Pública Productiva Petrolera (EPPP), deberá:

- Tener autonomía técnica, financiera y fiscal.
- Poder compartir riesgos con las grandes compañías petroleras, en los proyectos que lo ameriten.
- Participar en asociaciones con compañías petroleras internacionales y nacionales.
- Recapitalizarse de su pesada carga de endeudamiento y reserva laboral.
- Poseer una estructura administrativa fuerte, pero reducida, la cual será evaluada cada año en cuanto a su productividad.
- Contar con un régimen fiscal similar en cuanto a su carga fiscal y a sus obligaciones sustantivas y adjetivas, a las demás empresas nacionales y privadas del mundo.
- En su consejo de administración no participarán consejeros que representen a la SHCP ni a su sindicato.
- Sus directores generales y sus funcionarios del siguiente nivel inmediato jerárquico al de los anteriores, serán designados por el Senado de la República a propuesta del Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía.

CBM
Ingeniería Exploración y Producción

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:

Moliere No. 128 int. 1A Col. Polanco C.P. 11560 México, D.F.
www.amgn.org.mx.capacitacion@amgn.org.mx Tels/fax: (55) 5276 2711 y 5276 2100

¿Contratos o concesiones?

Se ha abierto una discusión intelectual sobre las modalidades que mejor pueden romper las inercias de la industria petrolera nacional.

ALEJANDRO GUZMÁN RODRÍGUEZ*

La discusión pública que ha propiciado la iniciativa de Reforma Energética presentada por el presidente Enrique Peña Nieto pone en el centro un dilema de corte técnico, operativo e ideológico: ¿Qué es mejor, otorgar contratos de utilidad compartida o permitir concesiones en la explotación de petróleo del subsuelo mexicano? En las semanas posteriores a la exposición de la iniciativa presidencial de Enrique Peña Nieto, y luego que los partidos de oposición, PAN y PRD, plantearon sus respectivas propuestas, analistas, políticos y ex directores de Petróleos Mexicanos (Pemex) vierten sus argumentos en papel, los defienden ante sus interlocutores en foros, o los manifiestan para que sean recogidos por los medios de comunicación.

En apariencia, resultó sorpresivo que el planteamiento del gobierno de Enrique Peña Nieto se remitiera a los contratos decretados por el general Lázaro Cárdenas en 1940 para la extracción de petróleo por parte de empresas privadas, cuando el preámbulo a la iniciativa había dado señales de un cambio crucial y modernizador a nivel constitucional.

¿Cómo interpretar este debate? En el Artículo 27 de la Constitución se precisa –desde hace medio siglo– que "no se otorgarán concesiones ni contratos" en materia de hidrocarburos y que "la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva". A su vez, el Artículo 6 de dicha ley ha planteado que en ningún caso se concederá propiedad sobre los hidrocarburos, ni se suscribirán contratos de producción compartida ni contratos que comprometan porcentajes de la producción, del valor de las ventas, de sus derivados o de las utilidades del contratante.

LA REFORMA PLANTEADA POR EPN

La iniciativa del Presidente Enrique Peña Nieto ha propuesto eliminar de la Constitución la prohibición al Estado para que celebre contratos para la explotación de hidrocarburos, pero manteniendo la prohibición al otorgamiento de concesiones que confieran derechos a particulares sobre los recursos energéticos.

El objetivo de incorporar los contratos, de acuerdo con el texto, es expandir y hacer más eficientes las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, y los argumentos de la propuesta se basan en los contenidos y modificaciones históricas del Artículo 27 constitucional. A su vez, ensalza y busca retomar palabra por palabra la Reforma cardenista publicada en el Diario Oficial de la Federación en 1940 y en la que se suprime del Artículo 27 el régimen de concesiones para que el Estado tome la rectoría de la industria petrolera.

En cambio, la propuesta del Partido Acción Nacional plantea otorgar concesiones a la inversión privada, nacional o extranjera, en la exploración y producción de petróleo crudo, en las que las compañías pagarían sus impuestos –el Impuesto sobre la Renta–, como cualquier otra empresa, y un impuesto fijo adicional, que se destinaría a un Fondo Mexicano del Petróleo, cuyo fin es garantizar a futuras generaciones recursos para la construcción de obras de infraestructura, para programas de

*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)

salud, o inclusive para el pago de pensiones.

LAS POSTURAS

Las posiciones en esta discusión pueden dividirse en tres: quienes están a favor de una o varias modalidades de contratos, en concordancia con la propuesta del presidente Peña; quienes consideran que más bien son las concesiones las que dinamizarían al sector petrolero porque se abrirían las puertas a la competencia de manera más eficiente y transparente; y quienes están en contra de ambos esquemas y argumentan que no debe modificarse la Constitución, pero sí las leyes reglamentarias.

En una mesa de análisis denominada "Propuestas hacia una Reforma integral del sector. ¿Adiós a Pemex? ¿Qué hacer?", dos ex directores de Pemex, Adrián Lajous Vargas y Luis Ramírez Corzo, y el analista Federico Reyes Heroles coincidieron en que la opción más práctica y viable son las concesiones, mientras que Cuauhtémoc Cárdenas, líder fundador del PRD, estuvo en desacuerdo con un cambio constitucional o algún aval a contratos y concesiones que no sean los de las leyes reglamentarias.

Lajous Vargas, quien dirigió Pemex en el sexenio de Ernesto Zedillo, sostuvo que ya es momento de iniciar un cambio que implique la legislación, las regulaciones y las "reglas del juego" implícitas y explícitas con las que opera el sector porque el régimen petrolero mexicano está agotado. Sin embargo, advirtió que eso conllevará un proceso de por lo menos 10 años. Asimismo, se pronunció por un régimen de "licencias" –un nombre más moderno para referirse a las concesiones, según él– para la industria petrolera mexicana, porque las asocia con los países desarrollados. Ejemplificó que mientras éstas operan en países como Estados Unidos, Canadá, Noruega, Inglaterra, Holanda, Australia y Dinamarca, los contratos de utilidad compartida y producción compartida prevalecen en naciones subdesarrolladas.

Ramírez Corzo, titular de Pemex durante el sexenio de Vicente Fox, dijo que la Reforma Energética debe ser inteligente, analítica y objetiva, con una definición consciente y nacionalista. Se inclinó por una gama de contratos que incluya las concesiones, mediante modificaciones a la Constitución, para propiciar un mercado abierto porque considera que a diferencia de las concesiones de la época de la Colonia, hoy ya no se transfiere la propiedad o el dominio de recursos a las empresas privadas con este esquema, sino que se otorgan derechos a través de la rectoría del Estado. Asimismo, vio problemático que los contratos de utilidad compartida impliquen que el petróleo se deba comercializar a través de organismo estatal antes del

Contratos y concesiones: definiciones

Contrato incentivado. Es una relación de prestación de servicios por los que un contratista realiza obras y servicios requeridos por Pemex y cuyo pago en efectivo se determina en función del cumplimiento de indicadores utilizados en la industria petrolera internacional.

Contrato de utilidad compartida (CUC). En esta modalidad el gobierno y la empresa contratada comparten los excedentes netos resultantes de los ingresos brutos obtenidos por la venta de hidrocarburos extraídos, que previamente se usaron para pagar regalías para el gobierno y los costos recuperables de la empresa contratada.

Contrato de producción compartida (CPC). En este caso, los costos de la extracción de hidrocarburos que asumen el gobierno y la empresa contratista son remunerados a ésta con recursos de producción que provienen de la misma explotación, hasta cubrir los montos que erogó. Después, el volumen de producción restante se divide entre el gobierno y la compañía conforme a porcentajes establecidos.

Contrato riesgo. Se trata de un contrato de servicios con cláusula de riesgo en el que una empresa privada se encarga de la exploración de un área y de la evaluación de los descubrimientos. Si los hay, esta empresa se encarga de extraer los recursos y de los trabajos de desarrollo. Si hay producción comercial, la empresa recibe el reembolso de su inversión y un pago en efectivo –a diferencia de los CPC– por sus servicios, de acuerdo con un precio por barril pactado en el contrato.

Concesión (o licencia). Es el otorgamiento por parte del Estado de derechos a un concesionario (empresa) para disponer de los recursos que obtenga en un área determinada. Ésta paga una regalía o impuesto sobre su aprovechamiento. El concesionario tiene el derecho exclusivo de explorar y de explotar el hidrocarburo a su propio costo y riesgo. Al ser propietario de la totalidad de la producción, puede disponer libremente de ella, con las limitaciones respectivas del Estado sobre la demanda nacional.

reparto de las utilidades.

Federico Reyes Heroles fue enfático al señalar que con el sistema de concesiones queda más claro que el Estado "siempre" es el dueño original de los recursos energéticos, en comparación con los contratos de utilidad compartida, porque éstos no comparten el riesgo. Afirmó que su interpretación es que la Reforma Energética propuesta por el Presidente busca tener todo el abanico de contratos.

Acorde con la propuesta de Reforma del PRD, Cuauhtémoc Cárdenas dijo que para fortalecer la industria petrolera es suficiente con reformar 12 leyes secundarias, entre ellas la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley Reglamentaria del Artículo 27 en Materia de Petróleo, pero no los artículos 27 y 28 de la Constitución, como lo propone la iniciativa presidencial. "No hace falta una reforma constitucional para cambiar la condición de Petróleos Mexicanos, para que pueda abrirse la posibilidad a impulsar la transición energética, para abrir la posibilidad de utilizar otras vías de fuentes de energía no convencionales de manera más intensa", explicó. También defendió el estado actual de los contratos de obras y servicios, vigentes en la ley reglamentaria del 27, porque aseguró que con ellos pueden lograrse condiciones para el manejo de cualquier campo o tipo de producción.

Las apreciaciones de dos especialistas del sector energético y de otro ex director de Pemex vertidas en artículos de análisis en el número de octubre de la revista Este País, muestran una postura común: el llamado a atender una previsible emergencia energética nacional, y la reflexión sobre la viabilidad de la propuesta del PAN por la posibilidad de romper la inercia de la industria petrolera y dar paso a la competencia.

Miriam Grunstein, profesora e investigadora del Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE) y autora del libro *"De la Caverna al Mercado. Una vuelta al mundo de las negociaciones petroleras"*, afirma que, tras la presentación de su iniciativa de Reforma, el presidente Peña agudizó el desaliento de los mercados al anunciar que el esquema lanzado por el Gobierno Federal sería el de los "extintos" contratos de utilidades compartidas, que no dan acceso a las empresas a un porcentaje de la producción obtenida. Por ello, asegura que si la Reforma se limita a esta modalidad contractual, no tendría sentido abrir la refinación y el resto de la cadena de valor. Se manifiesta de acuerdo con la idea de las concesiones, "un esquema vivo en muchas latitudes", porque estima que si "jala" a la del gobierno hacia un esquema que permita compartir la producción, con incentivos y reglas necesarias, es posible romper con

la inercia del sector. Sin embargo, advierte que es vital la presencia y actuación de un Estado regulador más fuerte que las empresas petroleras.

Jesús Reyes Heroles, ex secretario de Energía y ex director de Pemex, plantea que es paradójico que mientras la explotación de hidrocarburos está reservada a Petróleos Mexicanos según el Artículo 27 Constitucional la empresa estatal sí puede asociarse con particulares fuera del país. Sobre los contratos de servicios aprobados en la Reforma petrolera de 2008, asegura que alcanzaron su etapa madura y se agotó su potencial. Aunque destaca las ventajas de los contratos de utilidad compartida, señala que lo ideal para la Reforma sería la adopción de las mejores modalidades contractuales, entre tres opciones: los contratos de utilidad, los de producción compartida –que dan producción o ingresos a las contratistas– y las concesiones. Aclara que estas últimas otorgan derechos y no propiedad sobre los recursos.

El sociólogo y director general del Centro de Análisis Macroeconómico (Camacro), Ricardo Peltier San Pedro, califica de moderada la iniciativa gubernamental por mantener la prohibición a las concesiones a particulares. Sostiene que la propuesta panista es la que tiene mayor potencial, si se considera también la del PRD, porque incluye el esquema de concesiones, del cual destaca la tasa