

# energía a debate

Una revista escrita por expertos del sector energético

ISSN 2007-6096



72007

9

## La política de contenido nacional

Alejandro López Velarde Estrada, Eduardo Barrón y José Alberto Ortúzar

## Volver la mirada a la política industrial

Gerardo Bazán, Gilberto Ortíz y Jesús Cuevas



Carlos de Regules Ruiz-Funes, director de la ASEA

**Seguridad industrial y medio ambiente,  
prioridades de la Reforma Energética**

# Soluciones inteligentes en proyectos de automatización y control

Operatividad

Eficiencia

Reducción de riesgo

Confiabilidad

**SMART WIRELESS**  
VISIBILIDAD TOTAL  
de la planta

**MONITOREO  
REMOTO**  
CONFIABILIDAD  
de la información para  
toma de decisiones

**SISTEMAS DE  
CONTROL**  
DETECCIÓN OPORTUNA  
de variabilidad en el proceso

**EQUIPO ANALÍTICO**  
CUIDADO DEL MEDIO  
AMBIENTE  
y optimización del proceso

**SISTEMAS DE  
SEGURIDAD**  
REDUCCIÓN DE RIESGO  
de daño al personal y  
activos de su planta

**CONTROL FINAL**  
INCREMENTO EN  
LA CALIDAD  
del proceso

**MEDICIÓN**  
REDUCCIÓN DE COSTOS  
de mantenimiento

**ANÁLISIS DE VIBRACIONES**  
DISPONIBILIDAD  
de los equipos de proceso  
en todo momento

**GESTIÓN DE ACTIVOS**  
ALTO RENDIMIENTO  
en insumos de proceso

Ver la planta desde otra perspectiva  
y operar más exitosamente...  
como NUNCA SE HA HECHO ANTES



Follow us

Centro de Atención a Clientes  
Emerson Contigo  
01 800 2626-68446

 @Emerson\_MX

emersoncontigo@emerson.com

www.emersonprocess.com.mx

  
**EMERSON**  
Process Management

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.™

## México se está moviendo. Y nosotros sabemos hacia dónde.

Química Apollo cuenta con una sólida trayectoria en la industria energética mexicana, pues desde 1983 ofrece servicios para mejorar los procesos productivos de sus clientes, mitigando entre otros, su impacto ambiental. Las soluciones integran todo cuanto se requiere. Es por eso que, de haber comenzado atendiendo sólo a la industria de generación eléctrica, hoy presta servicios en la producción, refinación y distribución de hidrocarburos. Sobre ese camino, ya es también reconocida por sus proyectos en infraestructura para tratamiento de aguas.

¿Busca usted aprovechar la nueva apertura de la industria mexicana? Permita que Apollo colabore con su empresa para enfrentar juntos el cambio, la transformación, el reto...

[www.quimica-apollo.com.mx](http://www.quimica-apollo.com.mx)  
[info@quimica-apollo.com.mx](mailto:info@quimica-apollo.com.mx)  
+52 (722) 279 1400

Soluciones integrales  
que se aplican a lo largo  
de su cadena de valor



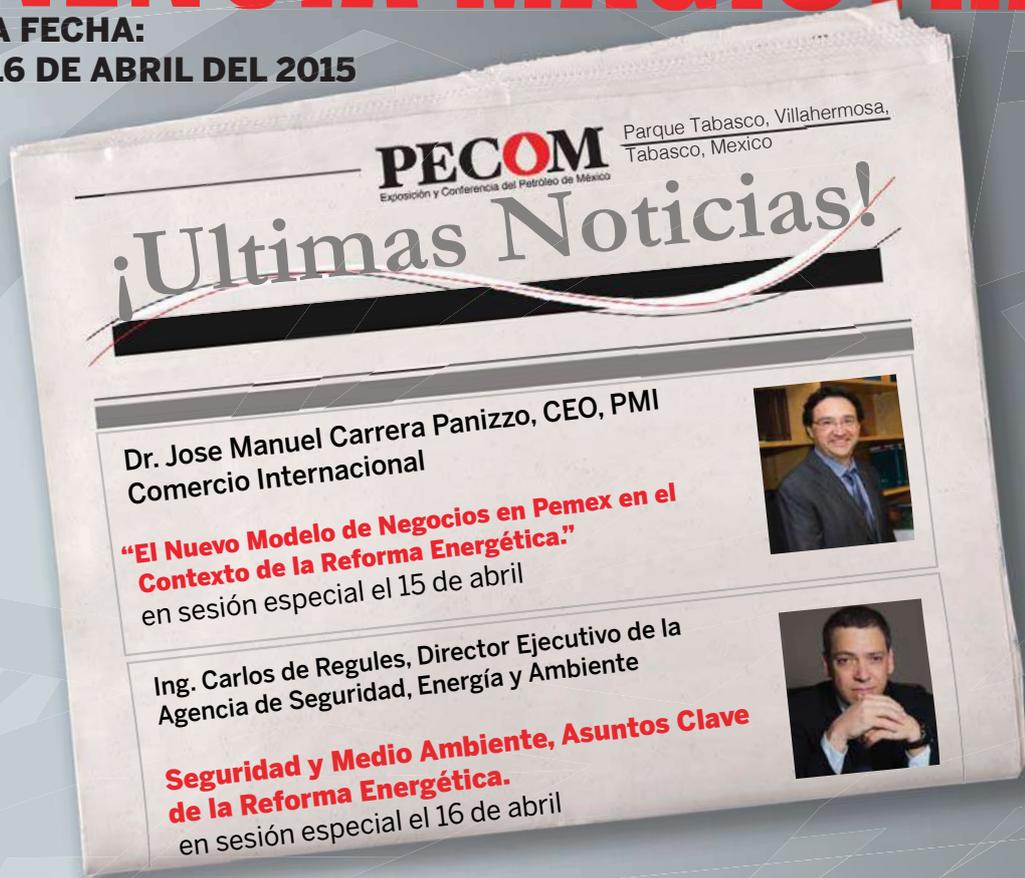
En sinergia con:



Ofreciendo Ideas y Tecnologías a México desde 1994

# SE ANUNCIA PONENCIA MAGISTRAL

GUARDE LA FECHA:  
DEL 14 AL 16 DE ABRIL DEL 2015



## Su conexión para hacer negocios en la industria transformada de petróleo y gas de México

PECOM provee la más reciente información sobre la reforma energética de México y las oportunidades de negocios asociadas con este cambio histórico. Adicionalmente, PECOM ofrece una variedad de sesiones técnicas enfocadas en perforación, producción, manejo de pozos en extensiones productivas en tierra y costafuera.

Para registro visite:  
[www.pecomexpo.com](http://www.pecomexpo.com)

Apoyado y Respaldo por:



Anfitrión:



Presentado por:



Para información sobre patrocinios y exposición:

Compañías: A-M

Hortensia "Tish" Barroso,  
Ventas  
tbarroso@atcomedia.com  
+1 713 285 5070



Compañías: N-Z

Gisset Capriles, Ventas  
gcapriles@atcomedia.com  
+1 713 874 2200  
+1 713 899 2073



Registro y Conferencias

Jennifer Granda,  
Gerente de Evento  
jgranda@atcomedia.com  
+1 713 874 2202  
+1 832 544 5891





Año 11 Edición No.67 marzo de 2015.  
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  
COORDINADOR DE PROYECTOS  
Ulises Juárez

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](http://www.energiaadebate.com)

INFORMACIÓN SOBRE  
PUBLICIDAD Y SUSCRIPCIONES AL  
CORREO ELECTRÓNICO:

[energia\\_adebate@yahoo.com.mx](mailto:energia_adebate@yahoo.com.mx)  
[mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx](mailto:mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx)

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

REVISTA ENERGÍA A DEBATE. Año 11 Edición Especial No. 67 marzo de 2015. 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](http://www.energiaadebate.com); [mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx](mailto:mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx). Editor responsable: José Mario Hernández López. Reservas de Derechos al Uso Exclusivo No. 04-2013-011710160400-102. ISSN 2007-6092. Licitud de Título 14315. Licitud de Contenido No. 11888, ambos otorgados por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación. Permiso SEPOMEX No. PP09-1629. Impresa por Talleres Lara, Lourdes No. 87 Col. Zacahuilzco Deleg. Benito Juárez C.P. 03550. Este número se terminó de imprimir el 28 de febrero, con un tiraje de 12,100 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

# Pega duro la crisis petrolera

**E**l desplome de los precios del petróleo ha cambiado las perspectivas para la industria petrolera y para la Reforma Energética en México. Las perspectivas han empeorado no sólo para Petróleos Mexicanos (Pemex), sino también para las empresas contratistas y de servicios de Pemex y para la Ronda Uno. El valor del negocio petrolero, junto con el del barril, ha caído a la mitad, pegando a todos.

Se ratifica la vulnerabilidad de Pemex y de las finanzas públicas ante ese fenómeno, sobre todo ahora que Pemex se ha ido convirtiendo en un productor con costos más altos en años recientes, invirtiendo más y produciendo menos por el agotamiento de sus yacimientos de petróleo fácil. Aun antes del colapso de los precios, la producción petrolera había caído en un tercio y las exportaciones de crudo, a la mitad, en una década. Todo indica que el valor de las exportaciones de crudo esta año será de menos de la mitad de su nivel de hace 4 años.

El golpe es durísimo para las finanzas y las inversiones de Pemex, primero por el aprovechamiento de 50 mil millones de pesos con el que Pemex apoyó a las arcas públicas en diciembre y ahora con el recorte presupuestal de 62 mil millones. Nos preguntamos: ¿Dónde quedó su autonomía y flexibilidad de "empresa productiva del Estado" frente a la Secretaría de Hacienda?

Justo cuando Pemex promovía nuevos y ambiciosos proyectos y necesitaba más dinero para perforación y mantenimiento, viene el recorte que retrasa todo. Muchos contratos tendrán que renegociarse, sobre todo en refinación, donde los proyectos prioritarios se frenarán casi por completo. Al mismo tiempo, hay noticias de que los contratistas y proveedores de Pemex en exploración y producción en el sureste ya dejaron sin trabajo a decenas de miles de empleados.

Obviamente, todo eso implica mayor riesgo de que sigan disminuyendo los niveles de producción de crudo y refinados. Para ser una empresa productiva, Pemex deberá transformarse radicalmente y darse cuenta de que sólo prosperarán –sólo sobrevivirán– las compañías petroleras que sepan ajustarse a la nueva realidad de los precios. En ese doloroso camino, también se esperan recortes en la nómina de sindicalizados y de empleados de confianza en Pemex, que no deberá seguir siendo la burocracia petrolera más abultada y menos eficiente del mundo occidental.

Para la Ronda Uno de nuevos contratos petroleros, surge la duda sobre cuáles de las áreas –si acaso algunas– serán atractivas por su rentabilidad en el nuevo escenario de precios. Eso lo tendrán que decidir las compañías interesadas, nacionales y extranjeras, al analizar sus opciones. Al parecer, ya una veintena de compañías ha pagado la cuota para tener acceso a los primeros cuartos de datos geocientíficos, pero será hasta el segundo semestre, con el primer fallo de la Ronda Uno, que sabremos si están sólo pagando por ver o si se atreven a asumir compromisos de largo plazo para desarrollar el petróleo mexicano en este escenario incierto.

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.



# MEXICAN ENERGY FORUM

May 11-13, 2015 - Mexico City, Mexico

***Be Part of Mexico's Changing Energy Landscape***

Presented By



The Mexican Energy Forum will provide unrivaled opportunity to:

- Engage with senior-level energy executives, regulators and government representatives for three days of dialogue, partnership and commercial access
- Create real dialogue between key parts of the energy sector
- Advance the Mexican Energy Reform implementation by uniting Mexican and international expertise to share best practice from around the world

Officially Endorsed By



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



COMISIÓN  
REGULADORA  
DE ENERGÍA

2015 Gold Sponsors



**Honeywell**

Presented as Part of the Energy Dialogues Americas Series:



NORTH AMERICAN  
GAS FORUM

For more information please visit our website: [www.energy-dialogues.com/mef](http://www.energy-dialogues.com/mef)

For delegate information, please contact Myrna Elguezabal: [m.elguezabal@energy-dialogues.com](mailto:m.elguezabal@energy-dialogues.com) (+1) 619 289 6726

For sponsorship and speaking opportunities, please contact Monika Simoes: [m.simoes@energy-dialogues.com](mailto:m.simoes@energy-dialogues.com) (+1) 858 847 5051

# Contenido

Entorno económico global y Ronda Uno.  
**EDGAR OCAMPO TÉLLEZ...** **08**

Impacto potencial de la caída de los precios en proyectos petroleros.  
**JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA...** **12**

¿Cómo se comercializará la electricidad en México?  
**RESPUESTAS DE LA SESIÓN DE ANÁLISIS DE LAS REFORMAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO...** **17**

Ante la caída del crudo, volver la mirada a la industria.  
**GERARDO BAZÁN NAVARRETE, GILBERTO ORTÍZ MUÑOZ Y JESÚS CUEVAS SALGADO...** **20**

Ser garante de la seguridad de las personas y del ambiente, nuestra misión.  
**ENTREVISTA A CARLOS DE REGULES RUIZ-FUNES...** **29**

PEMEX, en su viacrucis.  
**LUIS VIELMA LOBO...** **37**

¿La venta de crudo es negocio?  
**RAMSES PECH RAZO...** **41**

¿Por qué son más caros los petrolíferos en México?  
**LILIANA ESTRADA...** **43**



Aspectos económicos y legales de las nuevas reglas de contenido nacional en hidrocarburos.  
**ALEJANDRO LÓPEZ VELARDE ESTRADA, EDUARDO BARRÓN Y JOSÉ ALBERTO ORTÚZAR...** **47**

Los *shales* ante el colapso de los precios.  
**ÁLVARO RÍOS ROCA...** **58**

# Entorno económico global y Ronda Uno

*La caída de los petroprecios pone en duda la viabilidad de los proyectos que abrirán el petróleo mexicano al capital privado.*

EDGAR OCAMPO TÉLLEZ\*

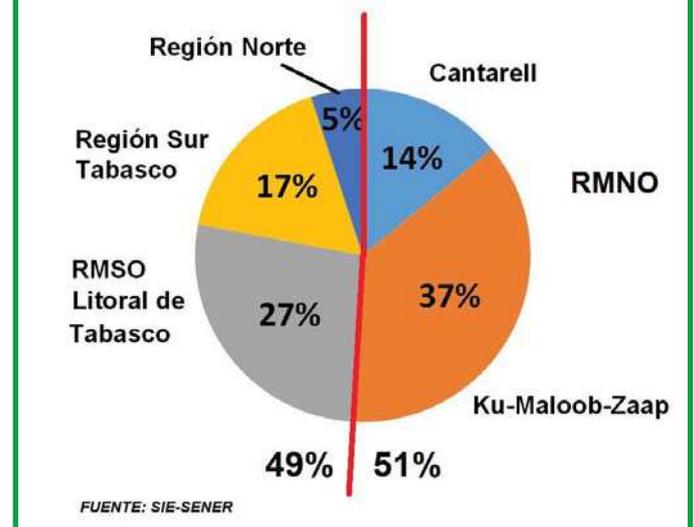
El entorno económico mundial, con una débil demanda de energía, y la sobreoferta de petróleo crudo, amenazan con restarle efectividad al proceso de licitación de la Ronda Uno. Para México, no pudo haber caído en peor momento esta espiral del abaratamiento del petróleo.

La incertidumbre sobre el rumbo que tomará la cotización del barril ha paralizado los ánimos en todas las regiones petroleras del mundo. Tiene aterrados a los responsables de las compañías que están involucradas en el desarrollo de proyectos de extracción de hidrocarburos que tienen costos de operación superiores a los 50 dólares el barril y a compañías altamente apalancadas. Tal es el caso de buena parte de la extracción de arenas bituminosas en Alberta, Canadá, de la explotación de yacimientos de lutitas –mejor conocido como *shale*– en Estados Unidos y de cualquier proyecto realizado en aguas profundas, ya sea en Angola, Brasil o el Golfo de México. Inclusive, algunas de las operaciones en el Mar del Norte tienen costos por encima del precio actual.

Nuestro país, a pesar de no tener costos de explotación tan altos, no escapa al efecto de esta situación de parálisis y de destrucción de valor, pues los directivos de las grandes corporaciones petroleras, que han mostrado interés por las zonas ofertadas en la Ronda Uno, deben de estar muy nerviosos ante ese panorama y difícilmente podrán tener la seguridad necesaria para tomar decisiones. Es probable que México sea postergado en el “*target*” de algunas de las *oil majors* –considerando que éstas están reduciendo sus inversiones globales– hasta en tanto no se despeje la incertidumbre en los mercados.

Sin embargo, la Secretaría de Energía no podrá darse el lujo de posponer el proceso de la Ronda Uno, pues los niveles de extracción de crudo en México amenazan con caer por debajo de la barrera de los 2 millones de barriles al día a partir el 2017, si no se actúa pronto. De no iniciarse a la brevedad el desarrollo de las nuevas áreas de oportunidad que se ofertan, nuestro país dejará de contar irremediabilmente, en el corto plazo, con el excedente de petróleo para exportar, que aún se considera necesario para las finanzas públicas. Al parecer, hay interés, o al menos las compañías están comprando el acceso a los cuartos de datos.

## Producción de petróleo por regiones y campos 2014

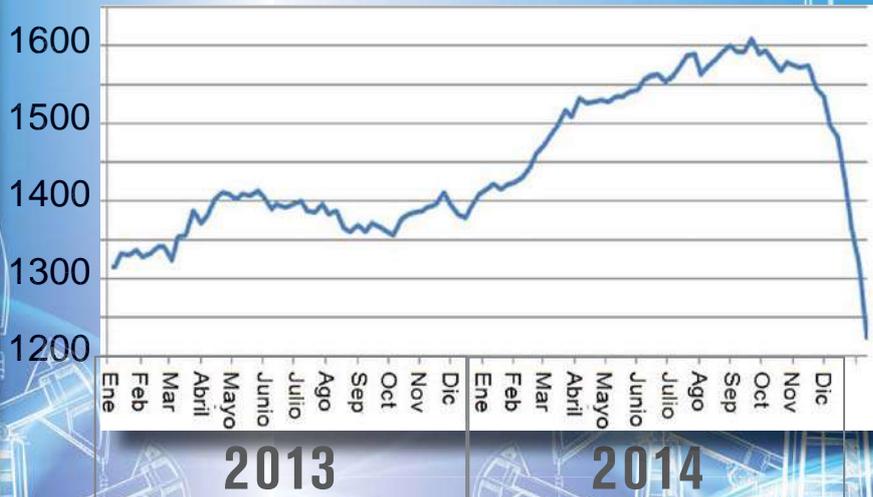


En este momento, la extracción mexicana depende totalmente de lo que ocurre en las cuencas del Sureste –ubicadas en Tabasco, su litoral y las aguas someras de Campeche– y así ha sido desde hace más de 30 años. El 95% del petróleo de México proviene de tan sólo esos dos Estados de la República, y el 51% lo aportan sólo dos yacimientos, Ku-Maloob-Zaap y Cantarell. La producción global de las cuencas del Sureste se encuentra en una alarmante declinación desde hace 8 años. La caída inició con el desplome de Cantarell en 2005, aunque fue ligeramente compensada con el aporte de Ku-Maloob-Zaap, cuya producción se detonó a partir de 2006. No obstante, este yacimiento se encuentra produciendo a tope y el inicio de su declinación tendrá un impacto severo sobre la producción total.

Hoy en día, la producción petrolera del país depende, precariamente, de lo que pasa en Tabasco y en aguas someras frente a Campeche. No obstante, México cuenta con otras tres áreas de oportunidad, que no han sido aprovechadas hasta el momento, por

\*Arquitecto y especialista en desarrollo de ingeniería de proyecto. Miembro de ASPO México, Asociación para el Estudio del Pico del Petróleo, y vocal de AEREN España, Asociación para el Estudio de los Recursos Energéticos (tellaco@yahoo.com)

### Equipos de perforación en actividad (rig count) dedicados al *shale* en Estados Unidos 2013-2014



su alta complejidad de explotación y por los elevados costos de operación. Estas áreas son (1) el yacimiento Chicontepec, en Veracruz, (2) las aguas profundas del Golfo de México y (3) los yacimientos de hidrocarburos de lutitas en el norte, noreste y sur del país.

Estas áreas tienen costos operativos que podrían estar cerca o por encima del precio actual del barril de petróleo, por lo que está en duda su viabilidad económica en estos momentos. México se encuentra en una coyuntura complicada si desea mantener su producción petrolera, por lo que es vital el inicio de los trabajos en todas las áreas que se está ofreciendo a la inversión privada en la Ronda Uno, pese al desincentivo que implica el precio actual del petróleo.

Esta situación no sólo desalienta nuevos proyectos, sino que además puede paralizar desarrollos petroleros que se encuentran en funcionamiento o por arrancar. Pone en riesgo la disponibilidad de volúmenes de crudo previstos para el futuro. No se descarta que pueda haber un proceso inverso de encarecimiento súbito del precio del petróleo en el mediano plazo, que tampoco sería saludable para la economía mundial.

Fatih Birol, el economista en jefe de la Agencia Internacional del Energía, advirtió el año pasado que “la idea de tener en estos momentos un mercado petrolero sobreabastecido, no debe ocultar los riesgos futuros”. Para el director de la AIE, la caída de los precios

del barril de petróleo “puede ser efímera y no durará más de dos años, pues a largo plazo la tendencia es a la alza”. Y advirtió que “las consecuencias de una falta temporal de inversión por la baja de los precios, podría ser desastrosa, tomando en cuenta el tiempo necesario para desarrollar nuevos proyectos”. Otros analistas prevén bajos precios por muchos años.

El precio del barril tiene al límite tanto a las grandes petroleras mundiales así como a los países productores que tienen costos de operación superiores a los 50 dólares. Las explotaciones del *shale oil* en Estados Unidos comenzaron a reflejar este impacto desde el año pasado. El *rig count* –el conteo de equipos de perforación en actividad en estos desarrollos– se desplomó a partir de octubre de 2014. Lo que están experimentando los norteamericanos en el *shale* es una clara advertencia de lo que puede sufrir el proceso de licitación de Ronda Uno.

El panorama económico tiene pocas posibilidades de mejorar en el corto plazo. El motor económico de China, que impulsaba la vigorosa demanda de petróleo, está dando muestras de detenerse desde hace ya varios años, debido a diferentes grados de recesión económica en Europa y Japón, incluso en menor medida en Estados Unidos. Por otra parte, la estrategia energética de Estados Unidos de impulsar al máximo el desarrollo de campos de *shale* puso en el mercado casi 4 millones de barriles de petróleo en menos de

5 años. Otros países productores no están dispuestos a ceder sus cuotas por ese auge del *shale*. El mercado mundial de hidrocarburos tiene un excedente de crudo que está provocando el desplome de la cotización del barril y la economía mundial no tiene tanto apetito por tanto petróleo en estos momentos.

Quizás suene alarmante, pero cabe suponer que la quiebra de una empresa petrolera internacional, de las grandes, significaría un desastre para el balance mundial de la producción y podría disparar a las nubes los precios, sumiendo en una nueva recesión planetaria a la economía mundial.

Ninguna zona petrolera puede adaptar o detener fácilmente su producción ante el repentino abaratamiento del petróleo, sin sufrir repercusiones graves, debido a la inercia y a los tiempos del proceso de desarrollo. Los proyectos de extracción de hidrocarburos toman muchos años en ponerse en marcha y son programados con base en el cumplimiento de metas estratégicas de largo plazo que las empresas persiguen. Las reservas probadas de petróleo que poseen, deben desarrollarse en el marco de planes globales cuyos objetivos económicos son vitales. Postergar cualquier desarrollo, o peor aún, comenzar a perder dinero en



los nuevos, son pruebas difíciles para cualquier compañía petrolera, sin importar su tamaño.

Varios comportamientos tendenciales se están presentando a nivel planetario en el aprovechamiento de los recursos fósiles. Entre otros, el aumento progresivo en la complejidad técnica para la explotación de los nuevos descubrimientos, el aumento en los riesgos geológicos, climáticos y geográficos de los nuevos yacimientos de petróleo convencional, la reducción del número de nuevos hallazgos y la disminución del tamaño de los mismos. Estas condiciones están

provocando un progresivo encarecimiento de los trabajos necesarios para la extracción de hidrocarburos. Pocas provincias petroleras en el mundo tienen aún costos de operación por debajo de los 50 dólares, y además, casi todos los nuevos proyectos en desarrollo tienen costos superiores a los 60 dólares. Por lo tanto, parece irracional que el precio del barril se haya desplomado hasta los 45 dólares.

México también está experimentando el mismo proceso debido a la avanzada madurez de sus campos petroleros que, después de décadas de explotación, se están agotando. El encaramiento ha sido progresivo por los trabajos de recuperación secundaria en los viejos yacimientos. Y los nuevos proyectos se están encareciendo paulatinamente. El caso extremo es el del nuevo yacimiento Ayatsil-Tekel que tiene costos de operación superiores a los 70 dólares. Este campo se encuentra en la lista de la Ronda Uno, pero de continuar el precio internacional del barril por debajo de los 60 dólares, es muy probable que no esté muy concurrida su licitación, en caso de que decidan concursarlo. ●

### Se mantiene interés en la Ronda Uno

A pesar de la caída de los petroprecios, se mantiene el interés de corporaciones internacionales en la Ronda Uno. Según fuentes oficiales. Al menos las siguientes empresas han pagado el acceso al cuarto de datos de la primera licitación:

*ExxonMobil Exploración y Producción de México, Chevron Energía de México, Ecopetrol, Pacific Rubiales Exploración y Producción México, BG Group México Exploration, Shell Exploración y Extracción de México, Hunt Overseas Oil Company, BHP Billiton Petróleo Operaciones México, Cobalt Energía de México, Sierra Oil and Gas, ONGC Videsh Ltd., Eni International, Diavaz Off-shore, Inpex Corporation, NBL Mexico.*

**Fuente:** Segunda sesión ordinaria de la CNH.



# ABS Group

SERVICIOS DE MEXICO S.A. DE C.V.

Servicios de Administración de  
Integridad y Calidad.

La misión de **ABS Group of Companies** es ser un Proveedor mundial líder de servicios técnicos que permitan a nuestros clientes operar de manera **segura, confiable, eficiente, y en cumplimiento con los reglamentos y normas** aplicables. Estamos enfocados en añadir valor a las **industrias** a las que **servimos y estratégicamente** desarrollar sinergias con **ABS**. Ofrecemos una amplia gama de soluciones técnicas para apoyar en operación segura, confiable y de alto rendimiento de sus activos.

**INSPECCIÓN Y CERTIFICACION DE GRÚAS**, inspeccionando todos los componentes de las grúas de acuerdo a las normas ASME, OSHA, NMX y requerimientos particulares del cliente para prevenir o minimizar daños a los activos, equipos e instalaciones; con personal capacitado por Crane Inspection & Certification Bureau (CICB).

"**ABS Group Services de México**, provee inspección independiente de ingeniería y verificación en todas las fases del proyecto, desde el diseño conceptual hasta su desincorporación."

### **Inspección y Verificación Seguridad, Riesgo y Cumplimiento**

- Administración de la Seguridad
- Administración de Riesgos
- Gestión de la Integridad y Cumplimiento



### **Optimización del Desempeño de activos**

- Confiabilidad de Activos
- Sistemas y Tecnología
- Estrategia y Proceso
- Ingeniería avanzada
- *Servicios en Energía Renovable.*
- Dotación de personal y outsourcing
- Software e Información estratégica



#### **MEXICO OFFICE.**

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, cgonzalez@eagle.org, agonzalez@eagle.org

absconsulting.com

**CD CARMEN**  
jtorga@eagle.org

**VERACRUZ**  
jrosa@eagle.org

**REYNOSA**  
agonzalez@eagle.org

**TAMPICO**  
cmartinez@eagle.org

# Impacto potencial de la caída de los precios en proyectos petroleros

*El desarrollo de yacimientos de shale serían los más afectados en las carteras de proyectos de exploración y producción.*

JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA\*

Durante 2014 cuando los hidrocarburos aún registraban elevados niveles de precios, el Gobierno Federal presentó la llamada Ronda Uno que abre el sector a la participación directa de la iniciativa privada.

Si bien el gobierno presentó un ambicioso plan de licitación en la Ronda Uno, con la finalidad de incrementar lo antes posible la producción de hidrocarburos, el entorno internacional en materia de precios podría afectar sensiblemente la viabilidad de los proyectos de campos no convencionales. La pronunciada caída en

los mismos en los meses recientes ha generado una serie de análisis y especulaciones acerca de si estos niveles son temporales o si son una nueva realidad de la industria. Las estimaciones de los diversos analistas sugieren que estamos ante un entorno de bajos precios para los siguientes años.

La Ronda Uno anunciada considera un alto porcentaje (65%) de bloques de recursos no convencionales (entiéndase *shale*, Chicontepec y aguas profundas). El desarrollo de este tipo de recursos es altamente sensible al precio y los niveles actuales observados

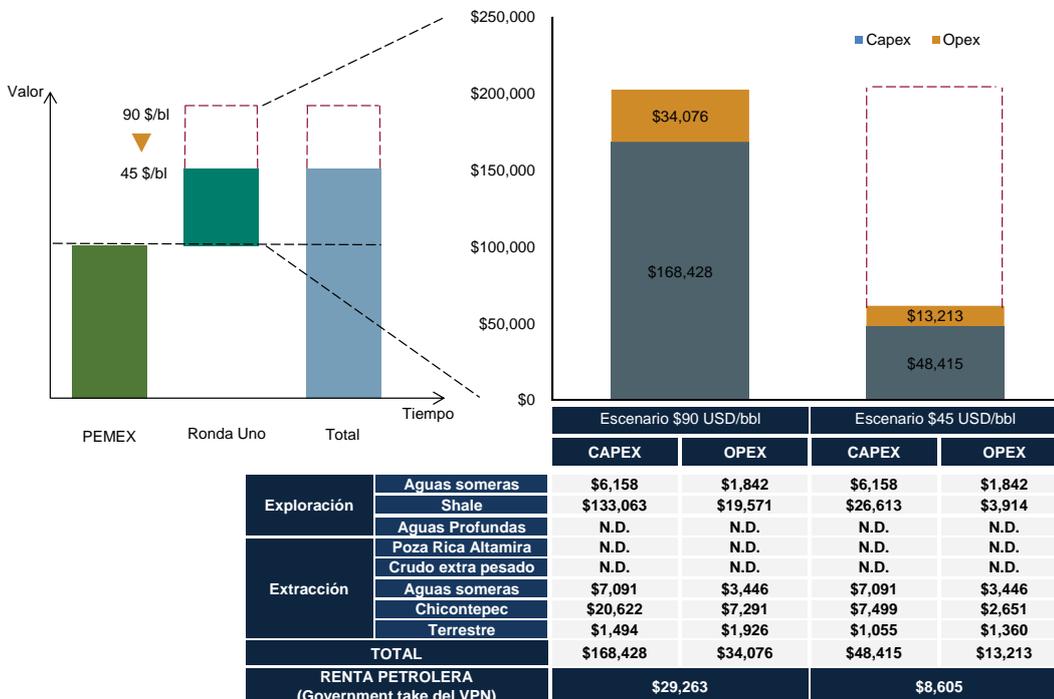
no asegurarían el desarrollo comercial del *shale* y de los varios bloques exploratorios de Chicontepec. De hecho, la Secretaría de Energía ha declarado acerca de que se encuentra analizando el diferir o no la ronda de campos no convencionales de *shale*, así como los bloques exploratorios de Chicontepec.

Si bien en los últimos años se ha convertido en un tema recurrente el hablar de la “revolución energética” derivada de la explotación de las formaciones de *shale*, a últimas fechas es más frecuente encontrar cuestionamientos a la viabilidad económica de dichos yacimientos.

En la actualidad, la viabilidad del desarrollo de estos proyectos se ve afectada principalmente por la declinación hiperbólica de la producción

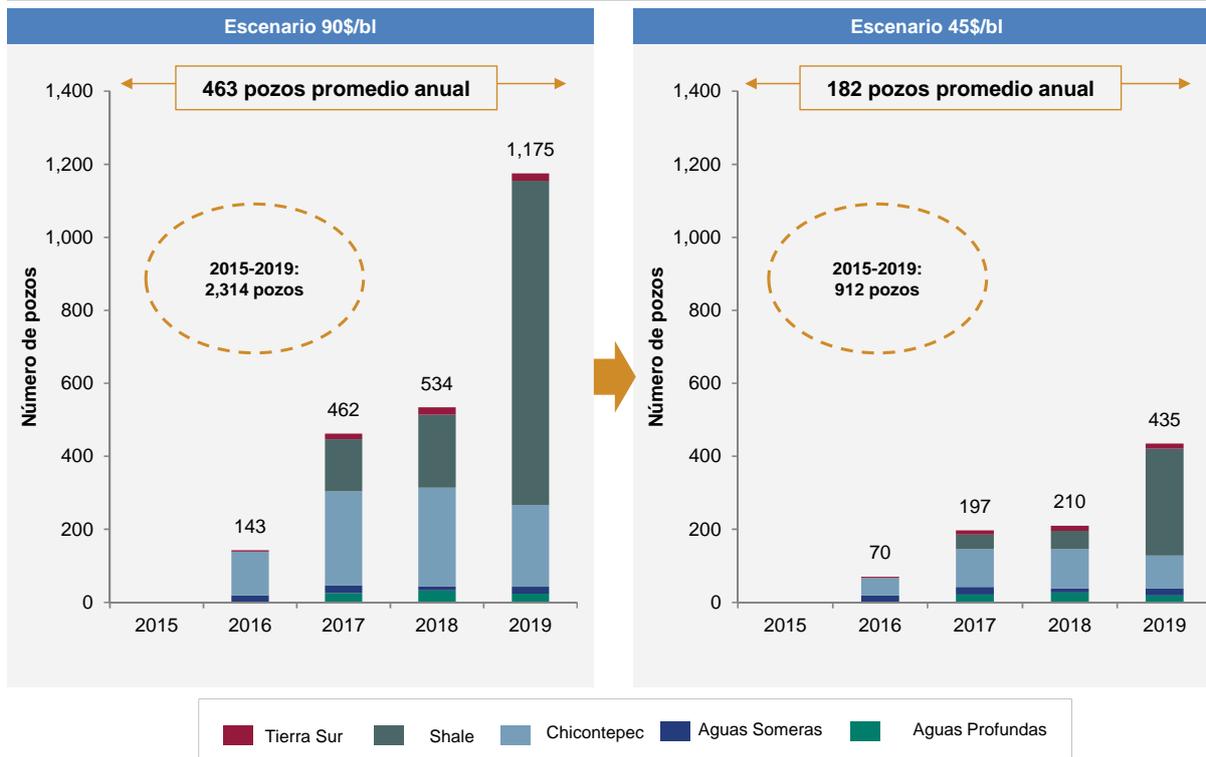
## Estimado de inversiones y renta petrolera para el período 2015-2040

(cifras en millones de dólares)



\* Maestro en Negocios por Rochester y cuenta con diversos estudios especializados en materia contractual y fiscal en la industria petrolera. Es Director General de Ainda Consultores, firma especializada en estrategias de negocio, fiscales y contractuales, principalmente en el área energética y que recientemente fue reconocida como “Empresa Mexicana 2014” por el Latin American Quality Institute.

## Estimado de número de pozos perforados como resultado de la Ronda Uno, 2015-2019.



por pozo y por los bajos precios de hidrocarburos. De acuerdo a un análisis desarrollado por Ed Morse de Barclays acerca de los precios requeridos para producir petróleo dependiendo el tipo de yacimiento, se observa que a un precio menor a \$80 dólares por barril, varios proyectos de *shale* no serían rentables.

Por ello, se analizó el impacto del nivel de precios sobre la viabilidad de los proyectos de E&P en el país. Si bien la Ronda Uno permitirá incrementar significativamente las inversiones en E&P y la renta petrolera, los niveles internacionales de precios afectarán en gran medida a la gran mayoría de los proyectos de campos no convencionales. Las inversiones para los próximos 25 años derivadas de la Ronda Uno serían de entre 61.6 y 202.5 mil millones de dólares nominales y la renta petrolera entre \$8.6 y \$29.2 mil millones de dólares de valor presente neto asumiendo un precio de \$45 y \$90 dólares por barril, respectivamente (Véase estimado de inversiones, en la página anterior). (**Nota:** Estos estimados se centran en proyectos de petróleo crudo y no consideran aguas profundas y crudos pesados, ya que no se cuenta con información pública suficiente).

Finalmente, es importante hacer notar que bajo los actuales precios de petróleo los proyectos de exploración de yacimientos no convencionales de *shale* serían los más afectados. Lo anterior es de gran importancia, ya que este tipo de proyectos son los que implican una mayor perforación de pozos, la cual representa alrededor del 60% del Capex de cualquier empresa operadora petrolera.

**La Ronda Uno anunciada considera un alto porcentaje (65%) de bloques de recursos no convencionales (entiéndase *shale*, Chicontepec y aguas profundas). El desarrollo de este tipo de recursos es altamente sensible al precio y los niveles actuales observados no asegurarían el desarrollo comercial del *shale* y de los varios bloques exploratorios de Chicontepec.**

En este sentido, sería conveniente analizar si el uso de licencias en vez de contratos de producción compartida para la explotación de proyectos no convencionales aumentaría el interés de los inversionistas potenciales. Cabe recordar que a nivel internacional se privilegia el uso de licencias para yacimientos con alto requerimiento de exploración o de perforación, mientras que los contratos de producción compartida se emplean en mayor medida cuando existe bajo riesgo geológico o un menor requerimiento de perforación de pozos.

**Nota final:** Este artículo se basó en gran medida en un estudio con el que autor está contribuyendo a un proyecto editorial para el Instituto de Investigaciones Jurídicas y el Instituto para el Desarrollo Industrial y el Crecimiento Económico de la Universidad Nacional Autónoma de México. ●





# Con el Convenio CFE-PROFECO-FIDE ¡No te quedará duda!

Trabajando en conjunto para que estés seguro  
de que pagas sólo lo que consumes.

Infórmate:

Tels. 01-800-468 8722 / 55688722  
[www.atodosnosconviene.gob.mx](http://www.atodosnosconviene.gob.mx)

SAVE  
THE DATE



# RESIDUOS EXPO

REDUCE / RECICLA / RECUPERA / REMEDIA / REUSA

Noviembre 4-6, 2015 en Expo Guadalajara, Guadalajara, México



## EXPOSICIÓN INTERNACIONAL DE MAQUINARIA, TECNOLOGÍA Y SOLUCIONES PARA EL MANEJO DE RESIDUOS

• EXPOSICIÓN  
• ENCUENTRO DE NEGOCIOS

• CONFERENCIAS  
• VISITA A EMPRESAS

• MÁS DE 10 MIL VISITANTES CALIFICADOS  
• ¡Y MÁS!

Eventos  
simultáneos:

EXPO  
PLÁSTICOS  
2015

EXPO  
AUTOMATIZACIÓN  
MÉXICO

electrónica  
Tecnología electrónica expo

MATERIAL  
HANDLING  
MÉXICO  
2015

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

f ResiduosExpo  
t residuosexpo

# ¿Cómo se comercializará la electricidad en México?

*La Secretaría de Energía contesta 10 preguntas sobre cómo se venderá la energía eléctrica dentro del nuevo mercado eléctrico mayorista a partir del año 2016.*

En el mes de noviembre pasado, **Energía a Debate**, junto con la Asociación Mexicana de la Energía (AME) –organización que reúne a los principales desarrolladores de infraestructura eléctrica en México– llevamos a cabo la “Sesión de Análisis de las Reformas en el Sector Eléctrico”. En dicho foro, las autoridades del sector explicaron los propósitos y los alcances de las transformaciones que se derivan de la Reforma Constitucional y de las leyes y reglamentos que norman ésta. Las ponencias y la información del foro se pueden consultar en la edición de enero 2015 de nuestra revista y también en el sitio [www.energiaadebate.com](http://www.energiaadebate.com)

Sin embargo, el foro no pudo abarcar a fondo todos los aspectos de la Reforma ni aclarar todas las dudas del público asistente. En particular, varios asistentes consideraron que faltó profundizar más en el tema de la comercialización de la electricidad. En consecuencia, **Energía a Debate** solicitó a la Subsecretaría de Electricidad de la Secretaría de Energía que tuviera a bien contestar algunas preguntas sobre comercialización que quedaron sobre la mesa en nuestro foro. He aquí las respuestas de la autoridad:

## **1. ¿Cómo se pretende proteger a los usuarios de incumplimientos de los comercializadores de electricidad, en particular, respecto a no contar con el suministro de energía?**

En primer lugar, es necesario precisar que no todos los comercializadores pueden vender energía a los usuarios finales. La Ley de la Industria Eléctrica denomina como “suministrador” a aquellos comercializadores que pueden vender a los usuarios finales, ya sean calificados o de servicio básico.

La ley prevé reglas de actuación especiales para este tipo de comercializadores. Primero, se requerirá permiso de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para ser suministrador, condición que no aplica a los comercializadores que no vendan a usuarios finales. Al otorgar el permiso, la CRE verificará la capacidad técnica, financiera y legal de la empresa que pretende ofrecer el servicio. Otro de los mecanismos mediante los cuales se protegerá a los usuarios de incumplimientos de suministradores es que éstos deberán celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica por un monto mínimo que será establecido por la CRE. Esto los obliga a contratar por adelantado una proporción del suministro que prestarán a los usuarios finales. En el caso específico de los Suministradores de Servicios Básicos, éstos deberán celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica a través de subastas que llevará a cabo el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE).

Adicionalmente, como todos los participantes de mercado, estos suministradores deben exhibir garantías ejecutables para amparar sus transacciones ante el CENACE.

Adicionalmente, el artículo 55 de la Ley de la Industria Eléctrica prevé que en caso de que un Suministrador de Servicios Básicos incumpla con sus obligaciones de pago o de garantía frente al CENACE, éste será intervenido por la Secretaría de Energía, y que otras Empresas Productivas del Estado y sus empresas subsidiarias y filiales que sean suministradores garantizarán la prestación del suministro eléctrico

a los usuarios finales del Suministrador de Servicios Básicos en cuestión.

Asimismo, se prevé que en caso de que un Suministrador de Servicios Calificados deje de prestar servicios a un Usuario Calificado, el Suministrador de Último Recurso correspondiente (habrá uno en cada zona geográfica) prestará el Suministro de Último Recurso a los Usuarios Calificados, hasta en tanto éstos puedan contratar el Suministro Eléctrico. En caso de que no exista un permisionario para proveer Suministro de Último Recurso en una zona geográfica, los Suministradores de Servicios Básicos estarán obligados a ofrecer dicho suministro.

### **2. ¿Se pretende imponer un tamaño mínimo de capacidad a un comercializador?**

Con respecto a los comercializadores que no pretenden ofrecer el suministro, no aplicarán requisitos mínimos respecto al tamaño de la empresa. Sin embargo, para celebrar un contrato de participante de mercado con el CENACE, se requerirá la presentación de instrumentos de crédito que cubren las actividades del comercializadores en el mercado. El volumen de transacciones permitidas será función del monto de crédito presentado.

No todos los comercializadores venderán capacidad de generación, llamada potencia en el mercado eléctrico, y puede haber comercializadores especializados en un solo tipo de producto, como podría ser energía o certificados de energías limpias. Por ello, no sería necesario establecer un tamaño mínimo de capacidad de generación instalada para celebrar un contrato de participante de mercado en modalidad de comercializador no suministrador.

### **3. ¿De qué talla pretendería el CENACE solicitar las garantías a un comercializador?**

Los montos específicos serán definidos en las Reglas del Mercado. El CENACE solicitará garantías a un comercializador por cantidades suficientes para cubrir el costo de las diversas obligaciones que contraiga para la operación en el Mercado. Algunos ejemplos de estas obligaciones pueden ser compra de energía, servicios conexos, Derechos Financieros de Transmisión, Certificados de Energías Limpias y pagos de Potencia.

### **4. ¿Cuándo pretende el Gobierno que arranque la operación del Mercado Eléctrico?**

El Ejecutivo Federal se ha fijado como meta que el Mercado Eléctrico Mayorista inicie operaciones el último día de diciembre del 2015.

### **5. ¿Qué participantes y con qué perfil se ven ya como probables comercializadores?**

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, para prestar el Suministro Eléctrico o representar a los Generadores Exentos se requiere permiso de la CRE en modalidad de Suministrador, y para el suministro básico y de último recurso este órgano regulador podrá imponer condiciones adicionales. Por lo tanto, cualquier empresa interesada en brindar los servicios de comercialización podrá hacerlo, siempre que cumpla con lo señalado por la CRE. En México, antes de la Reforma, han operado empresas eléctricas en diversas modalidades de permisos que podrían contar con la experiencia necesaria para ofrecer este servicio.

Por su parte, los comercializadores no suministradores deben registrarse con la CRE, sin que sea necesaria la obtención de un permiso.

**6. ¿Cómo pretende la Comisión Federal de Electricidad (CFE) vender la energía al Mercado Mayorista? ¿La va a comercializar necesariamente la CFE o estaría en posición la CFE**

### ***de venderla a un comercializador?***

CFE contará con dos tipos de generación. Aquella que fue incluida en el Presupuesto de Egresos de la Federación bajo el amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, y que pasará en su mayor parte a ser entregada al costo, por mandato de ley, a los usuarios de suministro básico, a través de contratos de cobertura de energía. La generación que no se designada para formar parte de estos contratos y la nueva generación de CFE podrá ser vendida al mejor postor mediante contratos de largo plazo, o bien, en el mercado spot. CFE competirá en igualdad de condiciones con los demás participantes del mercado para colocar la producción de estas centrales eléctricas.

### ***7. ¿Cómo espera el gobierno que se haga el cálculo de los precios del mercado? ¿Se seguirá aplicando el concepto de nodos de generación?***

Efectivamente, los precios del mercado eléctrico mayorista se calcularán por cada nodo. Dichos precios estarán integrados por un componente de energía, un componente de congestiónamiento y un componente de pérdidas. Reflejarán los costos marginales de energía en cada nodo, basados en un despacho de mínimo costo.

El cálculo de los precios marginales locales será realizado por el CENACE con base en las ofertas que reciba en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional para un periodo definido, y dicho cálculo deberá realizarse de conformidad con las Reglas del Mercado.

### ***8. ¿Qué tipo de garantías van a ser requeridas para retirar energía del mercado de energía?***

Se requerirán las garantías suficientes para asegurar que el participante del mercado en cuestión cumpla con sus obligaciones. Los requerimientos específicos se establecerán en las Reglas del Mercado.

### ***9. ¿Qué significa la componente de congestiónamiento dentro del precio de inyección local?***

El componente de congestiónamiento es la parte del precio derivada de las restricciones de capacidad de transmisión entre dos puntos en un momento dado en el tiempo. Por ejemplo, si existiera una fuente de generación eléctrica barata en un punto, pero sin que exista la capacidad necesaria para transmitirla a otro punto donde la fuente de generación marginal fuera más cara, esta diferencia en precios sería el componente de congestión.

### ***10. ¿Cuál es la estructura funcional de las subsidiarias y filiales de la CFE, que la Secretaría de Energía (SENER) ha definido, sobre todo en el proceso de generación que ya no forma parte del servicio público y por ello requerirá que la o las empresas de generación puedan dar resultados casi inmediatos que aseguren su participación rentable en el mercado eléctrico? Para el caso de las subsidiarias, cuáles son los criterios adoptados para definir su número y relación operativa con el corporativo de la CFE?***

Este es un aspecto que aún no se ha definido y sobre el cual deben realizarse diversos análisis. Uno de ellos, es minimizar la posibilidad de que la parte encargada de la transmisión y de la distribución de CFE pueda tener incentivos a favorecer a sus empresas de generación. Otra es que las empresas de generación no puedan ejercer poder de mercado. Por otro lado, se buscará no sacrificar la eficiencia de operación o la solvencia de cada subsidiaria. ●



# Ante la caída del crudo, volver la mirada a la industria

*Hay que revisar las perspectivas de la Reforma Energética y, en ese contexto, definir cómo se lograrán los objetivos y las metas de crecimiento en la política económica.*

GERARDO BAZÁN NAVARRETE, GILBERTO ORTÍZ MUÑOZ Y JESÚS CUEVAS SALGADO\*

La reciente caída de precios del crudo desdibujó una parte sustantiva del gran entusiasmo que aderezó a la Reforma Energética como instrumento estratégico para revitalizar el crecimiento económico del país.

Por un lado, el país dejará de recibir ingresos por la exportación de crudo, pero, por otra, se verá beneficiado porque comprará gasolinas—casi la mitad del consumo nacional es importada— a un precio muy reducido. El menor precio de los combustibles tendrá un beneficio para los transportistas.

Ahora toca diseñar caminos que permitan compensar el detrimento a las finanzas públicas y en el PIB por el crudo más barato. En este sentido nos referiremos a algunas declaraciones periódicas nacionales e internacionales que están abordando el tema.

Una de ellas<sup>(1)</sup> menciona que la caída en los precios del petróleo “tendrá un efecto limitado en la calificación crediticia del país ...y que un peso más débil debería favorecer la competitividad internacional de México, al impulsar las exportaciones manufactureras. En consecuencia, se compensaría el menor ingreso por exportación de petróleo. Además, las manufacturas se verán beneficiadas por las perspectivas de crecimiento económico en Estados Unidos”

La misma fuente refiere que el Fondo Monetario Internacional asegura que “los bajos precios impulsarán el consumo”.

Como se puede apreciar, esta declaración destaca el potencial que tiene la industria, particularmente la de manufacturas, para amortiguar el impacto de la baja en el petróleo.

Desafortunadamente para nuestro país, el sector industrial, a pesar de que juega un papel clave en la actividad económica—pues representa el 85% de las exportaciones no petroleras de México y los industriales agremiados representan el 30% del PIB— muestra un panorama con marcados claroscuros. Esto debido a que los gobiernos de los últimos cuarenta años han estado omitiendo gradualmente su participación activa en la política industrial del país.

En este sentido, vale la pena hacer un recuento de las estrategias

industriales asumidas por los gobiernos en turno y su correlación con el PIB. En el diagrama siguiente se indican 5 estrategias:

- La primera, de referencia, proactiva, de fomento industrial, participativa, explícita y proteccionista, denominada “El Milagro Mexicano”, por sus resultados positivos.
- Siguió una reactiva, de transición, donde se establecieron programas sectoriales específicos, que resultaron inoperantes.
- De esto se derivó el concepto de que “la mejor política industrial (en México) es la que no existe”.
- Una más donde el término “empresa” sustituyó al de “industria”.
- La actual, conformada por medidas transversales, orientadas—se menciona— a promover la competitividad de los diferentes estratos de la industria nacional. Cabe señalar que la Reforma Energética contiene diversas medidas en ese sentido.

Como se puede apreciar, el gobierno federal se ha apartado consistente y sistemáticamente, no sólo de participar directamente en las actividades industriales, sino que ha dejado básicamente a las fuerzas del mercado y a la ventajosa ubicación geográfica del país, la tarea de impulsar el sector industrial.

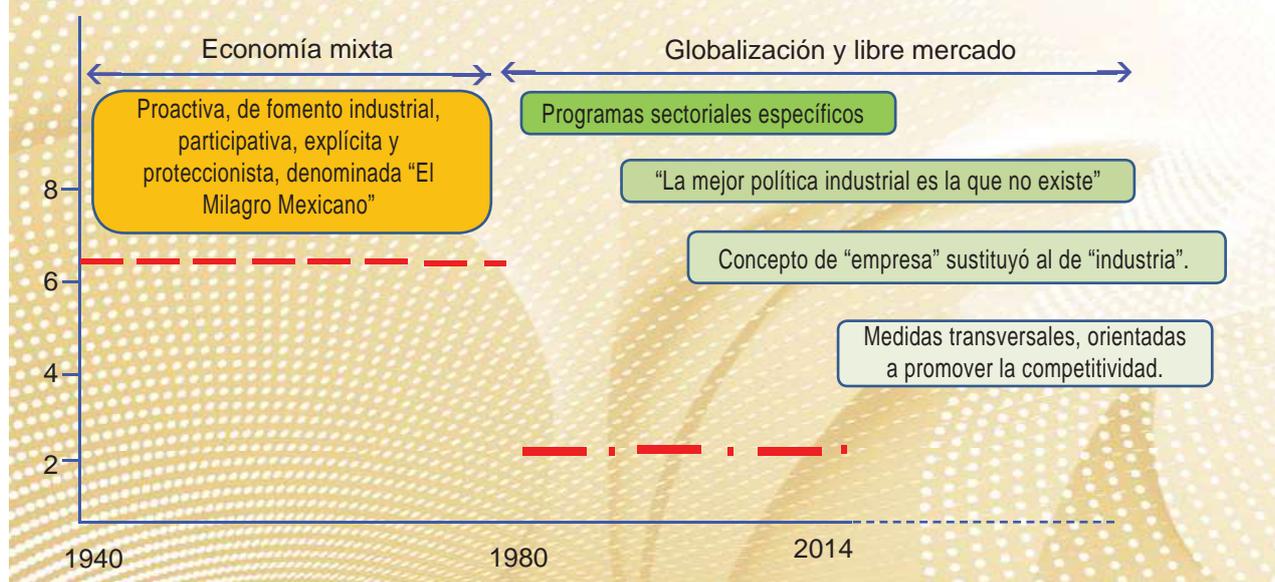
En las mega y grandes empresas observamos una dicotomía. Por un lado, vemos empresas transnacionales que adquieren industrias nacionales o instalan nuevas fábricas. Por otro, observamos la internacionalización de un número significativo de empresas originarias del país. Sin embargo, al mismo tiempo contamos con un gran número de pequeñas y medianas empresas (PYMES) que no logran insertarse exitosamente en las cadenas productivas de exportación, ni en las del mercado interno.

Como lo manifiestan especialistas<sup>(2)</sup>, “las asimetrías de México con respecto a Estados Unidos y Canadá no se han equilibrado a 20 años de vigencia del TLCAN”. Aunque “el modelo productivo actual está orientado a las exportaciones, éstas se encuentran concentradas en unas cuantas ramas y en el mercado de Estados Unidos”; por lo que “este patrón ha resultado muy vulnerable ante

\*Gerardo Bazán es Miembro del Centro de Información del Programa Universitario de la UNAM (geradorbn@yahoo.com). Gilberto Ortiz es Miembro del Consejo Químico y del Comité de Energéticos de Canacimtra (gortizyasoc@gmail.com). Jesús Cuevas es Consultor independiente en temas de energía (jcuevasmx@hotmail.com).

## PROMEDIO $\Delta$ PIB POR PERIODO

### Políticas económicas industriales



los ciclos económicos de los Estados Unidos".<sup>(3)</sup>

En este contexto, se menciona <sup>(4)</sup> que la productividad ha crecido en empresas grandes 5.8%, pero ha caído 6.5% en las empresas tradicionales. En México operan dos tipos de empresas: unas integradas a la alta tecnología y otras sumidas en la informalidad.

De acuerdo al World Economic Forum (WEF)<sup>(5)</sup>, nuestro país ahora ocupa el lugar 61 de 144 países en relación al índice Global de Competitividad 2014-2015, En 2012 ocupaba el nivel 58, es decir, cayó 3 posiciones. El mismo estudio señala la posición de nuestro país en diversos factores que influyen en la productividad.

FACTORES DE COMPETITIVIDAD	Peso del Factor	Posición/144 países
Requerimientos básicos	35.9%	69
Potenciadores de eficiencia	50.0%	60
Factores de innovación y sofisticación	14.1%	59

Adicionalmente, el WEF señala que los 6 factores más problemáticos para hacer negocios en México, son:

FACTORES	OPINIONES %
Corrupción	18.6
Regulación fiscal	14.5
Burocracia gubernamental ineficiente	13.3
Delincuencia	12.9
Acceso al crédito	9.8
Tarifas impositivas	8.1

Esto, de acuerdo a una encuesta de opinión entre ejecutivos de alto nivel en México.

Ahora bien, dentro de la propia industria energética nacional vemos que, a pesar de que la refinación del petróleo y la petroquímica son generadoras de valor agregado, México dejó de invertir en ambas industrias y de producir insumos para la industria nacional y productos de exportación.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) no invirtió en petroquímica, pero tampoco se permitió que lo hiciera la iniciativa privada. Diversos industriales de esta rama dejaron de producir para convertirse en importadores y comercializadores de productos terminados.

Cabe señalar que actualmente el parque de refinación de PEMEX opera al 70-80% de su capacidad instalada, debido a que el petróleo disponible actualmente para las refineras es diferente al crudo para el que se diseñaron. De ahí, en parte, se explica el alto volumen de importación de gasolinas. En contraste, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) tiene un gran excedente de capacidad de generación, derivado de un persistente sobredimensionamiento del crecimiento de la demanda.

Ahora bien, como se mencionó previamente, con las medidas instrumentadas en la Reforma Energética, el gobierno federal esperaba que la tasa de crecimiento de la economía para 2018 se incrementaría en 1% adicional del PIB, y 2% más para el 2025. La caída del precio del petróleo provocará indudablemente la revisión de esas cifras a la baja.

Tratando de encontrar un balance, consideramos de utilidad abordar diversas medidas de apoyo a la industria, incluidas en la Reforma Energética.

1.- Disponibilidad de energéticos requeridos para las actividades

industriales, básicamente gas natural, combustóleo y electricidad y, en menor medida, el carbón.

- 2.- Precios competitivos de los energéticos industriales.
- 3.- Un umbral de contenido nacional en el suministro de materiales y equipos requeridos para el desarrollo de la infraestructura petrolera, gasera, eléctrica y petroquímica. (Cabe señalar que los porcentajes de contenido nacional no aplicarán en proyectos de aguas profundas).
- 4.- El desarrollo de corredores industriales.
- 5.- Un Fideicomiso Público para Promover el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales de la Industria Energética será creado en una institución de la banca de desarrollo.
- 6.- La creación del Consejo Consultivo del Sector Energético encabezado por la Secretaría de Energía y con la representación de los sectores académico y empresarial, a fin de apoyar en la definición de políticas, criterios y metodologías para el diagnóstico de la oferta de productos, bienes y servicios, la promoción de la industria nacional; la formación de cadenas productivas regionales y nacionales, y el desarrollo del talento de los recursos humanos, la innovación y la tecnología.

## CONCLUSIONES

- 1.- La caída del precio internacional del petróleo provoca beneficios a los países importadores de crudo y sus derivados y pérdida de ingresos a los exportadores.
- 2.- En México, el resultado es mixto. Como exportador de crudo disminuirán sus ingresos, y como importador de derivados pagará menos. Si bien se dice que los ingresos por exportación no serán afectados durante 2015, existe incertidumbre sobre lo que puede pasar a partir del 2016. En este sentido ya se observan señales que muestran que la resultante neta será deficitaria para las finanzas públicas.
- 3.- Un aspecto muy desafortunado es que la caída de los precios del petróleo se dio en el momento del despegue de la Reforma Energética, principal instrumento económico de las reformas estructurales, que pretendía revertir la declinante producción de crudo para exportación, entre otros beneficios económicos.
- 4.- Si bien la Reforma Energética instrumentó políticas transversales para mejorar la competitividad industrial del país, ésta, en las actuales condiciones de la industria nacional, no puede compensar de inmediato la reducción de ingresos para las arcas públicas, ni retomar el liderazgo del desarrollo económico.

**”... las asimetrías de México con respecto a Estados Unidos y Canadá no se han equilibrado a 20 años de vigencia del TLCAN”. Aunque “el modelo productivo actual está orientado a las exportaciones, éstas se encuentran concentradas en unas cuantas ramas y en el mercado de Estados Unidos”; por lo que “este patrón ha resultado muy vulnerable ante los ciclos económicos de los Estados Unidos”.**

## RECOMENDACIONES

- 1.- Se debe reflexionar sobre la conveniencia de la adopción ortodoxa de las reglas del libre mercado como instrumento de desarrollo económico.
- 2.- Resulta ineludible volver la vista a nuestro sector industrial y potenciar su capacidad para impulsar el desarrollo económico.
- 3.- Se requiere instrumentar políticas públicas para reivindicar el papel de la industria como principal impulsor de ese desarrollo.
- 4.- Ante posibles escenarios de duración de bajos precios del petróleo, sería conveniente que el gobierno publicara sus apreciaciones sobre las perspectivas de la Reforma Energética y la evolución económica del país a corto y mediano plazo. En otras palabras, habría que dar a conocer cómo se lograrán los objetivos y las metas revisadas de la política económica.
- 5.- Al respecto, es necesario conocer las medidas supletorias que deben instrumentarse para obtener el incremento del PIB previsto por la Reforma Energética, antes de la caída de los precios del crudo. ●

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) “Moody’s: crudo barato no afectará a México”, Milenio, martes 27 de enero de 2015.
- (2) Mauricio de María y Campos et al. “El desarrollo de la industria mexicana en su encrucijada. Entorno macroeconómico, desafíos estructurales y política industrial”. Universidad Nacional Autónoma de México y Universidad Iberoamericana. 2 de abril de 2013.
- (3) Revista Industria. Concamin. Número 1.
- (4) “A tale of two Mexicos: Growth and prosperity in a two-speed economy”, McKinsey Global Institute. March 2014.
- (5) “The Global Competitiveness Report 2014–2015”, World Economic Forum.

# Creamos química que hace que los sabores contenidos amen inundar los sentidos

Al abrir un envase, a menudo la comida pierde todo el frescor y el aroma que la hacen tan apetitosa. En un mundo que desperdicia una tercera parte de sus alimentos, es muy importante aprovechar al máximo todos los recursos que tenemos a nuestro alcance. Por suerte, la química puede marcar la diferencia.

Hemos desarrollado una gama de sistemas de envasado, selladores y estabilizadores de luz para proteger los alimentos. Además de aumentar su ciclo de vida, conservan el frescor para que la comida siga estando perfecta mucho después de que se haya abierto el envase.

Si se desperdician menos alimentos, es porque en BASF creamos química.

Para compartir nuestra visión, visite  
[www.wecreatechemistry.com/packaging](http://www.wecreatechemistry.com/packaging)

 **BASF**

We create chemistry



# Empresas mexicanas buscan mejorar su gestión del desempeño

Por Marco Smolen  
y Evert Hullemann\*

Los reportes de las  
compañías deben ayudar a  
tomar mejores decisiones y  
maximizar valor.

\* Marco Smolen, Gerente de Business Consulting y Líder de la Práctica EPM en PwC México. Evert Hullemann, Socio Líder de Business Consulting en PwC México.

Según la Primera Encuesta Nacional de Gestión del Desempeño Empresarial 2014 "Navegar con Confianza", una gran mayoría de las compañías mexicanas está consciente de los retos financieros futuros, por lo que identifican una necesidad de mejora en todas las actividades financieras. 214 empresas participaron en esta encuesta, de las cuales 15 pertenecen al sector Energía.

Todas las empresas encuestadas del sector Energía contestan que la mejora de las actividades de planeación, presupuestos y proyecciones, soporte a la toma de decisiones y gestión de riesgos se vuelven más prioritarias en los próximos años. A través de todos los sectores, el 92% de los encuestados afirma que la gestión de costos es la actividad financiera que tiene más oportunidades de mejora –eso no es sorprendente en las condiciones del mercado actual– y 89% subraya que las actividades de planeación, presupuestos y proyecciones, así como el reporte interno deberán mejorarse.

Hoy, más que nunca, los consumidores esperan de las compañías un gran valor agregado en los productos y servicios que comercializan, lo que se traduce como la óptima

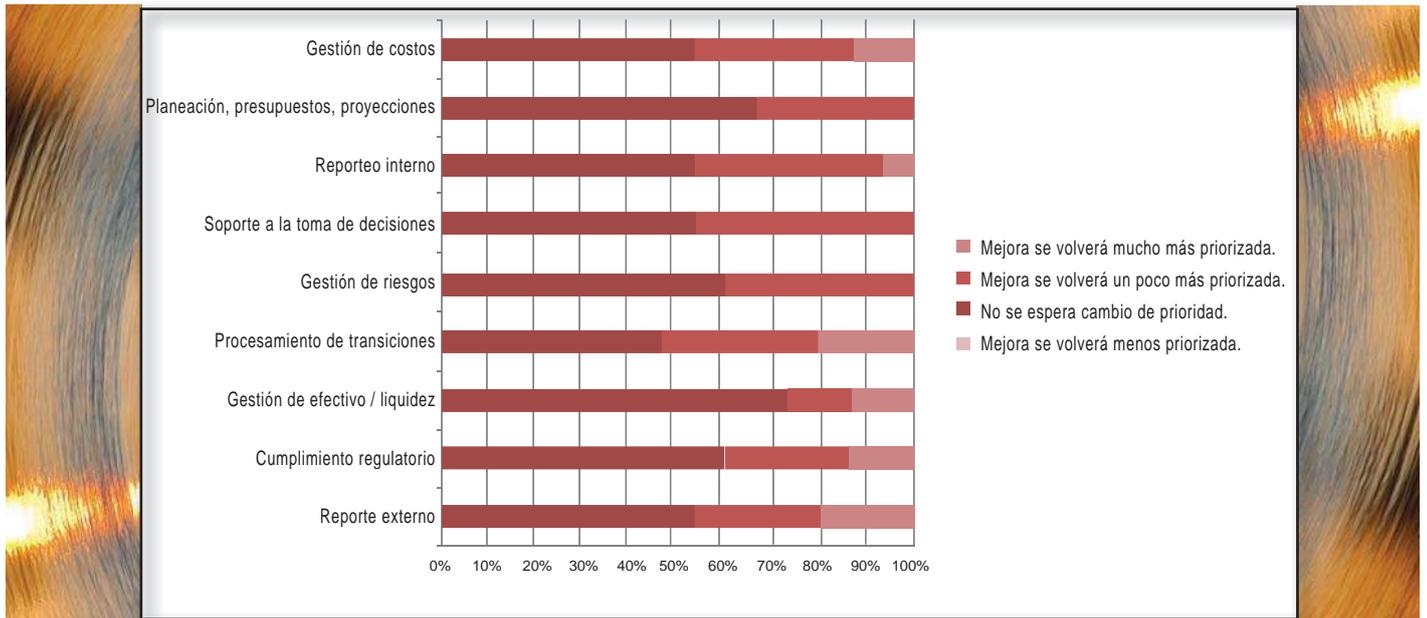
combinación de precio, calidad y servicio. Alcanzar la satisfacción de los consumidores no es sólo responsabilidad de las áreas de negocio, sino también de la administración. Con la incorporación de un marco óptimo de gestión de desempeño empresarial se podrá monitorear, gestionar e impulsar a toda la organización en su conjunto.

Saber en dónde invertirlos recursos se ha vuelto vital para mejorar de manera sostenible el margen operativo, por lo que las organizaciones buscan una transformación duradera de su base de costos. Sin embargo, antes de ejecutar dicha transformación es primordial entender que una gestión óptima de los costos no se debe dirigir a disminuirlos, sino a mejorar el desempeño. El punto clave es identificar los costos buenos y malos para, posteriormente, tomar las decisiones adecuadas.

## Las tendencias

El concepto de la gestión del desempeño empresarial (*Enterprise Performance Management o EPM*) incluye los procesos utilizados para administrar el rendimiento empresarial, las metodologías y herramientas que apoyan

**Gráfica 1: Importancia de mejorar actividades financieras para empresas del sector Energía**



estos procesos, así como las métricas para calificar el desempeño contra los objetivos estratégicos y operativos. En pocas palabras, EPM trata de planear y proyectar el desempeño y reportar sobre él.

La encuesta pone en relieve que sólo 42% (40% en el sector Energía) percibe la toma de decisiones estratégicas como un propósito de EPM. La mayoría de los encuestados (64% total, 80% sector Energía) afirma que el propósito principal es la evaluación del desempeño y 59% (73% sector Energía) considera que es la planeación estratégica. Este resultado es sorprendente, ya que la toma de decisiones debería realizarse con base en la información obtenida de la evaluación del desempeño, comparada contra los planes estratégicos.

Sin embargo, 88% de las compañías (100% en sector Energía) perciben que su EPM está siendo efectivo para mejorar el rendimiento de la compañía, y 83% (100% en sector Energía) opina que está alineado con los objetivos estratégicos.

Las compañías utilizan diferentes instrumentos y métodos para gestionar el desempeño. La encuesta sugiere que el *Balanced Scorecard* es el método más popular, ya que el 51% de las empresas lo utiliza. Con un 87%, las empresas del sector Energía reportaron el nivel más alto de utilización del *Balanced Scorecard*, comparado a empresas de otros sectores. Los planes de acción están utilizados por un 49% (53% sector Energía) y el *Rolling Forecast* (proyección recurrente) por un 42% (sólo el 13% de empresas del sector Energía).

La integración de estos instrumentos y métodos es fundamental, ya que incluye la definición de estrategias de tratamiento de la información, la integración de modelos de datos y soluciones de software. Esto apoya a tener información valiosa en los reportes sobre el desempeño. Los encuestados utilizan los instrumentos y métodos principalmente para el análisis y gestión de rentabilidad (71% total, 67% sector Energía) y el análisis y gestión de costos (53% total y sector Energía);

sin embargo, las empresas perciben que dichos instrumentos no ayudan a la toma de decisiones (3% total, 7% sector Energía), lo que es un resultado contradictorio, ya que el principal objetivo de estos sistemas es apoyar la toma de decisiones estratégicas de la compañía.

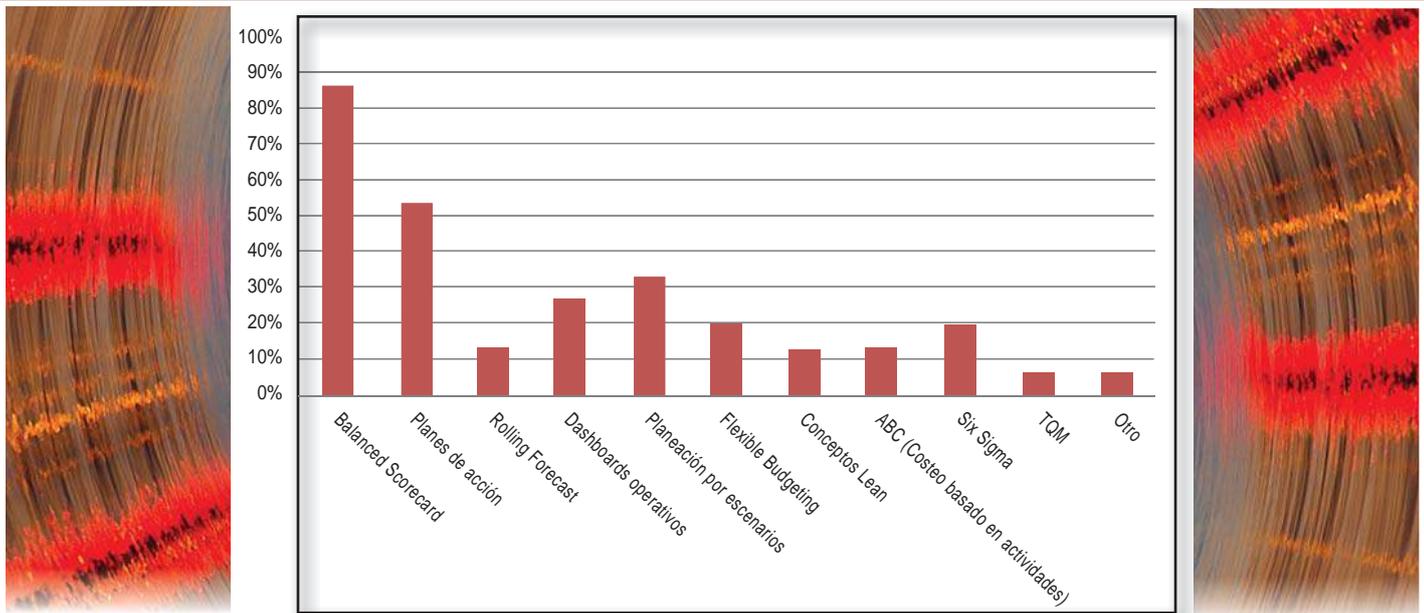
Las empresas del sector Energía eliminaron por mayor parte el uso de hojas de cálculo (sólo el 7% los utiliza), en comparación a un 34% del total de los encuestados. El 33% de las compañías encuestadas (40% del sector Energía) cuenta con un sistema de ERP (*Enterprise Resource Planning*) que puede ser utilizado para cuestiones de gestión del desempeño empresarial con ciertas limitaciones. Solo 7% de los encuestados cuenta con un software o módulo específicamente dirigido a EPM, pero en el sector Energía es un 33%, siendo el sector con mayor uso de software/módulos de EPM.

Es importante que una organización logre traducir su estrategia en un desempeño sostenible. EPM debe ayudar a los ejecutivos a contestar las preguntas fundamentales de: ¿cómo estamos?, ¿por qué? y ¿qué debemos hacer? El primer paso que generalmente realizamos con nuestros clientes para la identificación de las áreas de oportunidades es un análisis del status quo en las dimensiones estrategia, procesos, organización, gente y tecnología lo que permite entender por qué la empresa está teniendo problemas en contestar con confianza las preguntas mencionadas anteriormente".

### Planeación y presupuestos

Para las compañías, es muy importante conseguir que los planes y presupuestos reflejen el futuro comportamiento de la empresa de forma real, motivando a la dirección y áreas de negocio a tomar oportunidades y riesgos adecuados. Hoy en día, debido a las dinámicas del mercado, las empresas necesitan responder a cambios externos de manera rápida y ágil.

Gráfica 2: Instrumentos y métodos de evaluación de desempeño utilizados por empresas del sector Energía



Frente a este reto se está observando una creciente insatisfacción con el presupuesto anual. La actividad presupuestal ya existe desde el inicio de este siglo de la misma forma y se realiza en casi todas las organizaciones. Sin embargo, demasiadas empresas están confrontando problemas y deficiencias en su aplicación. La mayoría (53%) no está satisfecha con su proceso presupuestal de los últimos cinco años, y afirma que los métodos utilizados en la elaboración del presupuesto no están cumpliendo las necesidades actuales (sector Energía 47%). Las compañías están buscando mejoras continuas para alcanzar los resultados esperados. Analizando las deficiencias específicas, 58% (60% sector Energía) declara que el vínculo entre el presupuesto y la estrategia de la empresa debe mejorarse, ya que permite dirigir los recursos económicos a los temas y proyectos prioritarios. Incrementar la precisión del presupuesto es una área de mejora prioritaria para 43% de todos los encuestados, mientras en el sector Energía son la reducción de barreras estructurales y del tiempo dedicado a la recolección de datos (ambos 33%).

Dado que 53% de los encuestados (60% sector Energía) tarda de dos a cuatro meses para generar el presupuesto, se está invirtiendo una gran cantidad de recursos. Si no se están realizando los beneficios deseados con el presupuesto, el proceso presupuestal presenta una gran área de oportunidad en la gestión del desempeño en las organizaciones mexicanas.

En nuestra opinión, tratar de unificar en el presupuesto tres propósitos: meta, proyección y asignación de recursos consistentemente causa conflictos de interés y, en general, una insatisfacción en toda la organización. Se recomienda analizar por separado cada uno de estos aspectos y buscar su mejora continua. Definir metas relativas, proyectar utilizando un *Rolling Forecast* y asignar recursos de una manera más dinámica pueden ser iniciativas útiles para una organización que busca más agilidad y flexibilidad.

## Proyecciones

Las proyecciones en empresas mexicanas tienden ser conservadoras (56% total, 67% sector Energía), lo cual puede ser problemático, ya que puede llevar a las compañías a no tomar riesgos ni oportunidades adecuadas. A menudo esta tendencia es el resultado de que los objetivos presupuestales coinciden con los incentivos y bonos que se otorgan a los puestos de alto nivel, quienes tratan de bajar sus metas para poder recibir mayores incentivos y bonos. Para evitar esta tendencia, las compañías deberían acordar los factores e indicadores que se proyectan (en vez de los resultados de la proyección), ligándolos con los objetivos estratégicos de la organización. Es importante que toda la organización esté consciente que las proyecciones indican lo que probablemente ocurrirá, mientras los planes y presupuestos indican lo que se espera que pase.

Se preguntó cuáles son los factores que generan diferencias entre las proyecciones y el desempeño real de las compañías: 68% (67% sector Energía) dice que las diferencias provienen de la incertidumbre en el entorno exterior y 46% (53% sector Energía) opina que están ocasionadas por la dificultad de evaluar los riesgos en las proyecciones.

Para mitigar las variaciones debido a la incertidumbre en el entorno exterior, PwC propone elaborar las proyecciones con una periodicidad que coincida con el ritmo del negocio; cuando es mayor la incertidumbre, más frecuentemente debería proyectarse. En México, 59% de las empresas (67% sector Energía) realiza sus proyecciones con una frecuencia trimestral o semestral.

El análisis de PwC revela que las actividades de planeación financiera son complejas, repetitivas y consumen mucho tiempo para las compañías: 38% de los encuestados (47% sector Energía) tarda más de seis días hábiles en la preparación de una proyección de su desempeño.

Las proyecciones ofrecen una vista sobre posibles oportunidades,

obstáculos y tendencias del futuro. PwC recomienda que se busque el modelo predictivo adecuado para la empresa y se defina el horizonte y frecuencia de las proyecciones, considerando los ritmos y ciclos particulares de cada negocio. El objetivo de ese ejercicio es llegar de una proyección impulsada por el calendario hacia una proyección impulsada por el negocio.

### Reporte de desempeño

La periodicidad de los reportes de desempeño de las compañías tiene que ser adecuada, con información precisa y confiable. La falta de inversión de recursos a la automatización y elaboración efectiva de reportes puede implicar la toma de decisiones con base en información imprecisa. Eso puede impactar el precio de los productos, estándares de calidad y el servicio al cliente.

El 36% de los encuestados (27% sector Energía) recibe reportes con demasiada o con insuficiente información. Si es el primer caso, se están invirtiendo recursos en generar y documentar información que nadie necesita. Además, se vuelve complicado para los receptores de estos tipos de reportes enfocarse en la información importante y relevante. El segundo caso implica que los receptores no pueden tomar decisiones basadas en información requerida o tengan que solicitar la información ad hoc, causando esfuerzos adicionales y no planeados.

Los reportes deben ser lo más transparente posible para presentar las métricas más relevantes, ofreciendo a los tomadores de decisiones claridad sobre el pasado, presente y futuro para tomar mejores decisiones más rápidamente, maximizando el desempeño y valor de la compañía.



Be part of the exclusive group who will have a competitive advantage with our strategic knowledge of the Mexican E&P market



## Mexican E&P Market: Facts & Figures

Secure in your investment through these unique studies

### Suppliers

Who is who?



[www.cbmex.com.mx](http://www.cbmex.com.mx)

Demand Forecast



[contacto@aindaconsultores.com](mailto:contacto@aindaconsultores.com)

### Oil field business potential

Preliminary Assessment of referential areas



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

In-depth block analysis





# 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.

### Cursos de Certificación:

- Soldadura de polietileno.
- Jefe de obra.
- Instalaciones de aprovechamiento de gas natural.

Catálogo de cursos

### Prontuario Regulatorio y Directorio de la AMGN 2014-2015

#### Gas Natural Prontuario Regulatorio

2014-2015



- Contenido:
- Marco regulatorio de la industria de hidrocarburos y particularmente del gas natural en México.
  - Normas Oficiales Mexicanas sobre gas natural.
  - Estadística de la industria.

Costo \$350.00 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.

Costo: \$200.00 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](http://www.amgn.org.mx)

[jsandoval@amgn.org.mx](mailto:jsandoval@amgn.org.mx) Tels/fax: (55) 5276 2711 y 5276 2100

# Ser garante de la seguridad de las personas y del ambiente, nuestra misión

Con base en el Artículo 17 Transitorio de la Reforma Constitucional del 2013 en materia de energía, se ha creado la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) para regular a toda la industria de los hidrocarburos en materia de seguridad industrial y ambiental, como parte del nuevo modelo energético del país. El director de la ASEA, **Carlos de Regules Ruiz-Funes**, habló con **Ulises Juárez de Energía a Debate** sobre los retos que implica administrar los riesgos en dicha industria en esta nueva era.



**Carlos de Regules Ruiz-Funes**, director de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA)

**PREGUNTA (P).**- *¿Por qué México necesita una agencia como la ASEA?*

**CARLOS DE REGULES (CR).**- México está entrando en un nuevo paradigma energético que se va a traducir en inversiones muy cuantiosas y en nueva infraestructura. Por ejemplo, esperaríamos en los próximos 10 años miles de nuevos pozos en *shale* (lutitas), suponiendo que los precios logran dejar de caer; centenas de nuevos pozos en aguas profundas; miles de kilómetros de ductos nuevos; decenas de terminales de almacenamiento y reparto. Toda esta infraestructura debe tener una adecuada gestión ambiental y una adecuada gestión de la seguridad. Dada la importancia del sector y dado el cambio de paradigma, el Congreso propuso la creación de este regulador especializado en materia de hidrocarburos y en seguridad industrial y protección ambiental. La Agencia no era parte del paquete de reformas del Ejecutivo.

Creo que es una decisión de política pública acertada el hecho de dar este fuerte impulso a este sector al mismo tiempo que lo acompañas con un regulador que haga que este nuevo desarrollo sea limpio y seguro.

**P.**- *¿Cómo era antes de la creación de la ASEA, quiénes se encargaban de esas tareas?*

**CR.**- México no es la excepción ni la novedad. En muchas partes del mundo existen agencias especializadas en seguridad y/o medio ambiente para el sector hidrocarburos, La diferencia en México es el alcance de la Agencia: nosotros somos el regulador de toda la cadena de valor de hidrocarburos, desde la exploración –pasando por la perforación, la producción, el acondicionamiento de crudo y gas, transporte, almacenamiento, transformación industrial, comercialización– hasta los puntos de venta de gasolinas, gas natural y de gas LP. Es toda la cadena.



La autoridad en Estados Unidos está muy enfocada a seguridad y medio ambiente sólo en *offshore*; la autoridad en el Reino Unido sólo en seguridad *offshore*; en Australia es para seguridad y medio ambiente, pero en tierra para lutas. Cada país ha diseñado un regulador especializado a la medida de sus necesidades.

Antes en nuestro país no era el modelo idóneo. Había un único jugador que en gran medida se autorregulaba en materia de seguridad industrial, salud ocupacional, sistemas de gestión de seguridad, etc. En la parte ambiental, en México existía desde antes mucha mayor institucionalidad. Desde la publicación de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente, en nuestro país ha existido un marco normativo bastante sólido que cubría a todas las actividades económicas. Cuando se amplía el mercado de los hidrocarburos a más actores, las capacidades como de Profepa se quedan muy cortas.

**P.- ¿Cómo podemos garantizar que la Agencia va a cumplir con su misión de manera eficiente y eficaz, y no se pierda en este mar de responsabilidades? ¿Tiene la capacidad para hacerlo?**

**CR.-** Nuestra misión es doble: ser el garante de la seguridad de las personas, y de la integridad del medio ambiente, pero eso no puede hacerse a cualquier costo, se tiene que hacer dándoles a los agentes regulados certeza jurídica, certeza procedimental y de costos. De otra manera se puede tener una regulación exacerbada, terriblemente restrictiva, como cuidando la seguridad a costa de inhibir los proyectos, y no se trata de eso. Se trata de ser el eje habilitador de la reforma energética en los temas técnicos de seguridad y medio ambiente. ¿Cómo vamos a cumplir esa misión? Se

cumple no sólo con personas, sino con varios otros elementos:

- 1.- Procesos. Si tú tienes una operación en procesos donde sabes que el resultado del proceso de planeación alimenta al proceso de regulación y éste a su vez al de gestión y al de supervisión, entonces tienes una operación más efectiva y eficiente, porque necesitas menos recursos para lograr el objetivo y lo haces de manera más rápida que si fuera en un sistema en donde cada quien se hace responsable sólo de una parte y no se compromete con nadie.
- 2.- Sistemas. Está asociado con el anterior. Se trata de tener herramientas e instrumentos que permitan llevar a cabo los procesos de manera más eficiente y oportuna, y con ello determinar, por ejemplo, si un proyecto es viable en forma más rápida y segura, con el consiguiente ahorro de recursos. La operación, por tanto, es también más eficiente y más predecible, eliminando la subjetividad a la toma de decisiones.
- 3.- Regulación orientada a resultados. Se contrapone a la regulación prescriptiva que sólo indica especificaciones técnicas en vez de garantizar un nivel de riesgo aceptable. En los casos en que se requieran especificaciones, la Agencia determinará con mucha solidez técnica algunas especificaciones, pero no será el objetivo de la regulación. Esto permite tener los incentivos para la innovación. De otra forma, al exigir a la industria que utilice determinados elementos técnicos, se inhibe la innovación, por tanto no existen los incentivos para mejorar, disminuir los costos y cumplir con la regulación. Si a la industria, en cambio, se le instruye a que cumpla con cierto nivel de seguridad como la industria pueda hacerlo, esto se convierte en un elemento de competencia entre empresas, por tanto hay innovación y desarrollo.
- 4.- Plataforma de inspección multinivel. La inspección de todo el sector se asegura con cuatro niveles. El primero de ellos son los Inspectores internos de cada compañía. El propio operador, asociado con su permiso, debe instrumentar a estos inspectores, quienes representan el primero filtro al asegurarse de que la operación se está llevando a cabo en condiciones razonables de riesgo. Van ligados a los Sistemas de Gestión de la Seguridad, los resultados de la inspección interna se comparten con la Agencia.  
El segundo nivel es la industria del reaseguro internacional. Un operador tiene que tener una póliza de responsabilidad civil para hacerse cargo de los daños que pueda hacer a la integridad y/o al patrimonio de las personas. La póliza deberá estar cubierta

por algún agente del mercado del reaseguro internacional. Las reaseguradoras, que son los responsables últimos de pagar los daños que puedan ocurrir, son las principales interesadas en que no haya daños, por lo que periódicamente mandan a sus inspectores a las instalaciones para que atestigüen que es un buen negocio para ellos asegurar dichas instalaciones. De encontrar algo que no considere que esté bien, el inspector levanta una observación. Si hay un accidente derivado o relacionado con aquello que había señalado y no fue atendido, el seguro sencillamente no paga, o en todo caso, se le retira la póliza. Esto hace que esta segunda capa de inspección sea robusta, ya que se utiliza toda esta capacidad de inspección internacional al servicio de la Agencia.

El tercer nivel se refiere al desarrollo de un mercado de unidades de verificación especializadas en temas de hidrocarburos para hacer la labor de inspección. Para ser una unidad, es indispensable cubrir tres requisitos. El primero es la Entidad Mexicana de Acreditamiento (EMA, organismo sectorizado de la Secretaría de Economía) que validará que se cuenta con el perfil que la propia Agencia defina. El segundo es que la Agencia hará una evaluación más profunda de los candidatos y otorgará la autorización para ejercer como unidad de verificación. Y el tercero, la Agencia supervisará la calidad del trabajo de las unidades de verificación.

Por último, se encuentran los inspectores de la propia Agencia, quienes se centrarán en las prioridades llamadas 80/20 de los riesgos; es decir, el 20% de las operaciones petroleras que representan 80% de los riesgos. Los inspectores de la Agencia serán suficientes, competentes y bien remunerados.

**P.- ¿Hay otros organismos con los que se apoye la Agencia para garantizar su función?**

CR.- Son los organismos con los que nos coordinamos para hacer nuestro trabajo. La idea es tener procesos que estén vinculados entre sí. La Comisión Nacional de Hidrocarburos es la responsable de hacer el proceso para tener un contrato con un operador. Por ejemplo, el modelo de contrato para la Ronda Uno tiene en todas sus cláusulas requisitos de seguridad y de medio ambiente en cada una de las etapas del proyecto, desde el diseño, pasando por el desarrollo, hasta el abandono. Esto permite tener un modelo de procesos coordinados, no aislados. Esto, además, evita que el operador tenga que acudir a diversas ventanillas para obtener los permisos correspondientes. Asimismo, esta coordinación se ha realizado con la Comisión Reguladora de Energía y con la Secretaría de Energía que son los reguladores económicos



**Carlos de Regules Ruiz-Funes, director de la ASEA y David Shields, director de la Revista Energía a Debate.**

del sector.

De ese trabajo en conjunto, surgieron los modelos de contratos que ya salieron con todos los requisitos de seguridad, medio ambiente y todos los demás que aplican a la industria. Es un contrato novedoso, pero aún puede ser pronto para conocer la apreciación del mercado. Hay confianza en que los operadores lo verán con buenos ojos.

**P.- ¿Cuándo se emitirían las normas de carácter general de los Sistemas de Administración de la Seguridad y el Medio Ambiente que menciona la Ley, y cuántas serían?**

CR.- El objetivo operativo que persigue la Agencia son las actividades petroleras que operan bajo niveles de riesgo aceptables. Esto se consigue mediante los Sistemas de Administración de la Seguridad y los Sistemas de la Protección Ambiental, que en otros términos son sistemas de administración del riesgo. La norma de referencia para los primeros es la OHSAS-18000 (la expresión mexicana es la NOM-STP-028 de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social) y la ISO-14000, respectivamente. Los sistemas de administración introducen a la empresa que los adopta a un proceso de mejora continua de su administración de riesgos a la seguridad o al medio ambiente.

Los sistemas están integrados por varios elementos, entre ellos: 1.- Identificación del marco normativo, como leyes, reglamentos, normas, disposiciones, etc. 2.- Aspectos significativos para

el cumplimiento del marco normativo, que se refieren a las necesidades o debilidades que presenta la empresa para cumplir con las leyes o disposiciones que la rigen. 3.- Planeación y programación de las acciones para poder cumplir con el marco normativo. 4.- Ejecución. 5.- Evaluación. Si se administra el riesgo adecuadamente, se cumple el objetivo de tener actividades que operan en niveles de riesgo aceptables.

Los Sistemas de Administración son herramientas muy poderosas para que las propias organizaciones operen bajo una forma disciplinada. La Agencia espera emitir un único lineamiento, o NOM, de Sistemas de Administración de la Seguridad y Medio Ambiente, en donde se conjuntarán los mejores estándares internacionales en su versión 2018. Los organismos de estandarización internacionales hacen revisiones periódicas de sus estándares. Ya se está trabajando en la versión 2018 de la ISO-14000, por lo que la Agencia está conociendo la tendencia hacia dónde va e incluirla en la NOM que se está construyendo para que recoja las mejores prácticas.

**P.- ¿No es meter mucho en una sola Norma?**

CR.- Realmente no porque a lo que se refiere la Norma es a la estructura del sistema. Ese sistema puede servir para administrar aspectos ambientales significativos, de seguridad significativos. El punto es el sistema, cómo opera y cómo se engrana una cosa con otra, además de cómo el sistema te va llevando de la mano para que administres al final. Seguridad y medio ambiente son dos disciplinas que van de la mano. Si tú controlas los riesgos de seguridad, prácticamente tienes controlados los riesgos ambientales.

**P.- ¿En la Ley está contemplado que una empresa, al finalizar sus operaciones y al dismantelar instalaciones, restituya el entorno ecológico a como estaba?**

CR.- Está regulado y supervisado el abandono de las instalaciones. El ciclo de vida de un proyecto petrolero es desde su conceptualización, su diseño, su construcción, su operación y finalmente al término de su vida útil, su abandono.

En abandono están previstos dos factores. El primero se refiere a que las instalaciones que se van a quedar sean fierros seguros. En el caso de un ducto, por ejemplo, la práctica internacional es "inertizar", es decir, hacerle una corrida de gases inertes, como nitrógeno o el CO<sub>2</sub>, que garantice que se elimina todo rastro de hidrocarburo que pudiera generar algún ambiente explosivo. El

segundo es la remediación del medio ambiente, particularmente suelo y cuerpos de agua, que pudieran estar contaminados. La remediación ambiental en México se da de acuerdo con la Norma de Remediación de Suelos, la cual indica que si el suelo va a tener un uso agrícola, habitacional.

Otra forma es a través de la remediación por riesgo ambiental, que es una técnica mucho más sofisticada, mediante un análisis de riesgo por sitio específico. En el abandono de instalaciones se va a regular y supervisar: que se haga de manera segura y con remediación también segura.

**P.- ¿Cómo tiene pensado la Agencia atender los derrames en el mar o cuerpos de agua?**

CR.- Es importante entender qué hace y qué no hace la Agencia. El mandato de la Agencia no es operar la emergencia, sino diseñar la atención de la emergencia. Esto significa que, en conjunto con otras dependencias, estas contingencias deben atenderse conforme a un protocolo. Esto no cambia, lo que cambia es que, en materia de hidrocarburos, la Agencia se va a coordinar con las demás autoridades para definir y mejorar los protocolos para la atención de contingencias. Entonces, el rol de la Agencia es de diseño, en tanto que la operación para atender la emergencia es trabajo de Protección Civil, las Secretarías de Gobernación, Marina y Defensa Nacional, bomberos, etc.

La Agencia también interviene para sancionar y fijar las medidas necesarias para hacer la remediación ambiental. En una emergencia la prioridad número uno es la salud de las personas. Por eso es que se deben seguir protocolos muy estrictos.

**P.- ¿Cuál es la diferencia entre el ámbito de acción de la Agencia, la Profepa y la PGR, esta última en cuanto a que es competencia federal los delitos ambientales?**

CR.- La acción de la Agencia llega hasta los petroquímicos producto del primero procesamiento del petróleo y del gas. De ahí en adelante es competencia de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. La diferencia entre la Procuraduría General de la República y la Agencia es que la primera analiza si existe un delito penal qué perseguir. La Agencia ve si existe una infracción a la normatividad que le toca regular a la propia ASEA.

**P.- ¿Las penas son severas y restituibles?**

CR.- Depende de la actividad petrolera de la que se esté hablando. La pena máxima que la Ley estipula, en el caso de re-



SUMINISTRO DE  
**PLANTAS DE COGENERACION**

ESTUDIO DE  
**AHORRO DE ENERGIA**

**REPARACIÓN DE TURBINAS DE GAS**  
AERODERIVADAS E INDUSTRIALES

**PROYECTOS LLAVE EN MANO EPC**  
SOLUCIONES ENERGÉTICAS DE ALTA CALIDAD  
PARA LA INDUSTRIA EN GENERAL

**ENERGY  
SOLUTIONS**

Río Tíber No. 110, 4to. Piso, Col. Cuauhtémoc, C.P. 06500, México D.F. Tel. (55) 52 07 70 74

[WWW.RENGEN.COM.MX](http://WWW.RENGEN.COM.MX)



incidencia, incumplimientos graves, llega hasta los mil millones de pesos. Para un proyecto de diez mil millones de dólares no es necesariamente grave. Pero esa cantidad para una refinería, por ejemplo, ya duele, así como a otras instalaciones como terminales de almacenamiento, etc. La ventaja es que no es nuestro único instrumento coercitivo. El instrumento más importante es retirar temporal o totalmente el permiso para operar.

Las penas y las multas deben ser utilizadas en la medida en que se configure el incumplimiento de la Ley. Su función es más disuasiva que resarcitoria. Adicional a esto, está la Ley de Responsabilidad Ambiental que es un instrumento que pueden usar los actores de la sociedad para exigir la restitución del daño. La Agencia eventualmente podría usar también esta Ley, sin embargo, las multas previstas en ella no son tan significativas. La Agencia definitivamente debe ser muy seria en la aplicación disuasiva, en las multas y en obligar a la remediación ambiental.

Un instrumento muy poderoso para lograr la buena conducta de las empresas reguladas es exigir que tengan la póliza de seguro vigente como requisito para operar. Si la empresa de reaseguro retiró la póliza o una parte de ella, el operador se queda automáticamente sin permiso para operar temporalmente o de manera permanente.

***P.- ¿Qué facultades tiene la Agencia para clausurar instalaciones?***

**CR.-** Además de lo señalado anteriormente, se clausura en casos de riesgo crítico. Si los inspectores de la Agencia, por cualquier medio, se enteran de la existencia de un riesgo, van a constatarlo y, si es crítico, tienen la facultad de cerrar la operación en ese momento.

El riesgo es una combinación de dos factores: la probabilidad de ocurrencia de un evento y la gravedad de las consecuencias, que se mide en términos cualitativos: alto, medio y bajo. Se expresa en una matriz, en donde el eje de la Y son las consecuencias del evento, mientras que el eje de la X corresponde a la probabilidad de ocurrencia. Los modelos de evaluación de los riesgos están basados en metodología internacional y son específicos para cada actividad de la industria.

***P.- ¿Cuáles son las obligaciones de transparencia y de reportar la actividad de la Agencia?***

**CR.-** La Ley estipula que tendremos que presentar ante el Consejo Técnico—el órgano de gobierno de la Agencia— el programa anual y el informe de resultados anual, entre otras cosas. La obligación de rendición de cuentas se encuentra en estos informes.

La misión de la Agencia estipula que ésta es el garante de la seguridad de las personas y de la integridad del medio ambiente, brindando certidumbre jurídica al sector hidrocarburos. Cumplir esa misión implica la rendición de cuentas.

La publicación de los resultados de desempeño del sector es un instrumento muy poderoso para inducir competencia en el propio sector. Además, tenemos una serie de principios que guían nuestra actuación. Son cuatro: 1.- Profesionalismo. Trabajamos con ética, conocimiento y experiencia. No hay lugar para la improvisación. 2.- Transparencia. Todas nuestras decisiones y nuestros procesos son públicos y accesibles para los públicos que se interesan en esto. Esto quiere decir que no basta con poner las cosas en internet, ya que hay personas que no tienen acceso al él, sino que es llevar la información al público interesado por el medio que sea y que se necesite. 3.- Imparcialidad. Nuestras decisiones están sustentadas en criterios objetivos. 4.- Oportunidad. Nuestra actuación es en tiempo. De nada sirve conducir una investigación si no se llega a conclusiones de manera rápida y no se implementan las sanciones y las medidas necesarias para que no se reproduzca el mal comportamiento.

Está en nuestro ADN en el nacimiento de la Agencia la trans-

# OPORTUNIDADES ENERGÉTICAS MEXICANAS

## PETRÓLEO • GAS • ENERGÍA ELÉCTRICA

el 28 al 30 de abril, 2015 | Sheraton Maria Isabel Hotel & Towers  
Ciudad de México, México

EVENTO PARA EL  
DESARROLLO DE NEGOCIOS

# ¡APROVECHE LAS EXTENSAS OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN EL NUEVO MERCADO ENERGÉTICO MEXICANO!

### SESIÓN PLENARIA



Cesar Emiliano Hernandez, Ph.D.,  
Undersecretary of Electricity,  
MINISTRY OF  
ENERGY (SENER)\*



Francisco Jose Barnes de Castro, Ph.D.,  
Commissioner,  
ENERGY REGULATORY COMMISSION (CRE)



David Madero Suárez, Ph.D.,  
General Director,  
CENTRO NACIONAL DE CONTROL  
DEL GAS NATURAL (CENAGAS)

### ACTORES CLAVE IMPLEMENTANDO LA SIGUIENTE FASE DE LA REFORMA



Edgar Rangel German, Ph.D.,  
Commissioner,  
CNH



James Delano,  
CEO,  
ATCO MEXICO



Arindam Bhattacharya,  
President of Mexico  
& Central America,  
SCHLUMBERGER



James P. Welch,  
Global Business  
Development Manager-  
Water Solutions,  
HALLIBURTON

- Prepárese para la primera Ronda de licitación de bloques en México
- Escuche las lecciones aprendidas y las mejores prácticas en operaciones internacionales de producción
- Presentando:
  - Estudio de caso sobre la primera empresa de EYP independiente en México
  - Estudio de caso sobre el primer proyecto de gasoductos tras la reforma

### LÍDERES CLAVE DISCURSAN SOBRE EL NUEVO MERCADO ELÉCTRICO



Carlos Jaime V.,  
General Director, Electric  
Markets, ENERGY  
REGULATORY COMMISSION  
(CRE)



Miguel Angel Alonso Rubio,  
Country Manager,  
ACCIONA ENERGÍA MÉXICO



Malaquías Encarnación,  
Director,  
AES MÉXICO



Federico Carranza,  
Director of Energy  
Management,  
IBERDROLA GENERACIÓN  
MÉXICO

- Aprenda cómo será el primer mercado mexicano de energía eléctrica
- Identifique las nuevas oportunidades de generación, transmisión, distribución, e inversiones en el nuevo mercado eléctrico
- Obtenga la información más actualizada del establecimiento de CENACE
- Exploré como los usuarios/consumidores podrán adquirir energía eléctrica más accesible en el nuevo régimen

No se pierda el Taller Pre-Conferencia 28 de abril, 2015

**HACER NEGOCIOS EN MÉXICO: GUÍA PARA  
EMPRESAS INTERNACIONALES**



¡Establezca más contactos de lo que nunca antes pensó! Acelere su interacción con los participantes clave de la industria tanto internacional como nacional durante esta recepción de networking.

[www.infocastinc.com/mexican-energy](http://www.infocastinc.com/mexican-energy)

parencia y la rendición de cuentas, más allá del mandato de informar al Consejo Técnico.

**P.- ¿Tienen personal suficiente para los ámbitos de acción que tendrá la Agencia?**

**CR.-** El hecho de concebir a la Agencia desde cero da muchas ventajas, ente ellas, diseñar los procesos y los sistemas y, con ello, eficientar la operación del agente regulador. Por ello, los procesos que estamos diseñando y los sistemas que los van a soportar hacen que podamos tener una organización bastante esbelta, es decir, no es necesaria mucha gente, pero tengo a los mejores.

**P.- Hay mucho temor por el daño ambiental que pudieran causar las actividades de los yacimientos no convencionales. ¿La Agencia tiene facultades específicas para ellos?**

**CR.-** Cada actividad del sector petrolero tiene riesgos específicos. La Agencia tiene que entenderlos, regularlos y supervisarlos. Los riesgos específicos de la actividad en lutitas tienen que ver con la técnica de fracturación de la roca y con el volumen de la actividad, esto es, el número de pozos. En relación con el fracturamiento hidráulico, lo que preocupa son el uso intensivo de agua y el de aditivos químicos para facilitar y mantener la fractura.

De acuerdo con los análisis mundiales que se han hecho donde se realizan estas actividades, el riesgo de contaminación de mantos acuíferos de uso humano es menor porque la fractura se hace en promedio a una profundidad de 2 mil metros, mientras que los mantos se encuentran en promedio a profundidades de 300 a 700 metros máximo, de manera que entre la fractura y el manto acuífero más profundo hay por lo menos mil 300 metros. La fractura no mide más de cien metros. Entonces, la probabilidad de que, por la fractura, llegue el agente químico es muy cercana a cero.

Este conocimiento permite que, al momento de hacer la regulación en la materia, tú puedes hacer una norma que diga que la perforación tendrá que llevarse a cuando menos a mil 300 o mil 200 metros debajo del último acuífero de uso humano. Así, si entiendes el riesgo lo puedes regular.

Respecto al uso masivo de agua, hay una regla muy sencilla



que dice: si hay disponibilidad legítima de agua, puede haber fractura hidráulica. Lo que más preocupa es la actividad en shale en regiones con estrés hídrico, esto es, que existe poca agua. En esas regiones, hay tenedores de títulos de concesiones de agua. Ese título es un instrumento económico, el cual se puede usar o vender. Eso significa la disponibilidad de agua legítima. Si el dueño del título decide venderlo o traspasarlo a una empresa petrolera, el volumen de agua que está legítimamente disponible para esa actividad. La limitante es si esa agua es suficiente o no para la actividad petrolera.

La Agencia, la Conagua y la Secretaría de Medio Ambiente han entendido esto perfectamente. Habrá fracturamiento hidráulico en la medida en que haya disponibilidad de agua. En resumen, si entendemos los riesgos, podemos regular y, por tanto, podemos

mitigar ese riesgo.

En materia de shale ya hay suficiente experiencia internacional y estudios para poder tener una explotación segura y limpia, estoy seguro de ello, Vamos a tener la regulación de shale específica. Aún no se ha determinado qué tipo de regulación será, pero será el instrumento regulatorio necesario para que la operación shale sea conducida con responsabilidad.

La regulación va a estar a tiempo para cuando salga el paquete de no convencionales de la Ronda Uno. También se va a sacar una regulación específica para aguas profundas. La Agencia tiene con la Sener un programa calendarizado de regulación que, conforme a los tiempos de Ronda Uno, es la regulación con la que tendremos que estar trabajando.

**P.- ¿Cuántas regulaciones de este tipo calculan que habrá?**

**CR.-** Específica hasta el momento serían shale y aguas profundas. Si las demás actividades, por los riesgos que representan, requieren regulación específica, la tendremos. Hoy en día esas son las dos prioritarias. ●

# PEMEX, en su viacrucis

*La empresa es afectada brutalmente por los recortes, que le restan capacidad de ejecución para que pueda mantener su producción.*

LUIS VIELMA LOBO\*

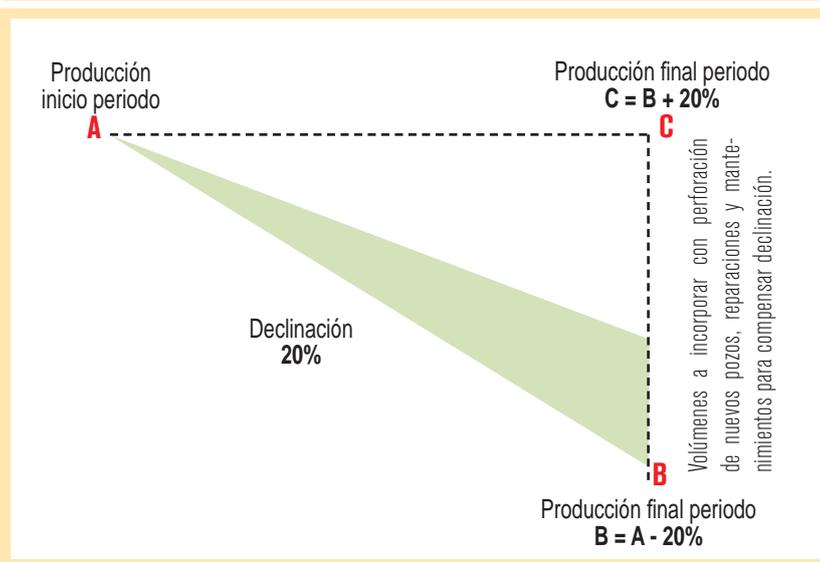
El mercado petrolero inició en este 2015 como una encrucijada interesante: baja en la demanda y sobreoferta de petróleo. También trajo un nuevo invitado, un nuevo “kid on the block” –Estados Unidos– que no solo logró satisfacer su demanda interna e incrementar sus reservas estratégicas de manera importante, sino que alivió las restricciones existentes para la exportación y abrió las válvulas que permiten la colocación de producción excedente en el mercado internacional, ocasionando el desmoronamiento de los precios del petróleo.

Las implicaciones que este hecho en particular ha tenido para México apenas empieza a vislumbrarse. De inicio, ha impactado los niveles de ingresos considerados por la exportación de aproximadamente el 50 % de la producción de PEMEX –1.2 millones de barriles por día–, mismo que se refleja en las finanzas públicas y que en las primeras declaraciones oficiales, fueron consideradas como un efecto transitorio que no afectaría el presupuesto federal aprobado para este año, con precios de 76 dólares por barril.

Aun cuando se han contratado coberturas para cubrir una parte de las exportaciones de crudo, las autoridades hacendarias han reconocido la necesidad de realizar recortes en algunas partidas del presupuesto federal. Esa decisión lució bastante acertada en un principio, buscando equilibrar las finanzas del año. No obstante, la realidad ha sido que el recorte de presupuesto ha impactado muy directamente a PEMEX.

Llama la atención esta decisión, porque el recorte hecho a PEMEX afecta principalmente su capacidad de ejecución para realizar aquellas actividades que permiten compensar la fuerte caída de producción que viene enfrentando la empresa estatal desde hace ya varios años. PEMEX realiza un enorme esfuerzo técnico y operativo día a día para compensar una declinación

Un ejemplo del impacto de la declinación en la producción de PEMEX se muestra ilustrativamente. Al iniciar el año hay un volumen de producción **A**, si no se realiza ninguna actividad para compensar esta declinación al final del año se tiene una producción base **B**. Si se realizan actividades de perforación de pozos, reparaciones, mantenimientos, entonces se empieza a recuperar cada mes la producción perdida por esta declinación de los yacimientos, y al final del periodo se tiene una producción total **C**.



que en oportunidades supera el 20% de su producción base; esto en números sencillos significa que si el volumen de producción fuera de un millón de barriles por día, PEMEX debe programar actividades de perforación y mantenimiento de pozos y de recuperación secundaria que le permitan recuperar más de 200,000 barriles diarios al final del año. Sin embargo, el impacto en realidad es mucho mayor, pues como sabemos la producción diaria de PEMEX está sobre los 2 millones de barriles por día, esto le obliga a recuperar más de 400,000 barriles diarios para reponer su cifra de capacidad de producción.

Esta crítica situación que está viviendo PEMEX actualmente

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



podría ser la peor crisis que ha enfrentado en sus casi 77 años de historia como empresa estatal monopólica, ya que desde el descubrimiento de Cantarell –en la década de los 70– PEMEX inició un periodo de crecimiento importante, que le permitió implementar sus prácticas internas en el desarrollo de campos, incluyendo perforación y producción, mismas que le permitieron convertirse en referencia para Latinoamérica en aguas someras, sin olvidar que su proyecto de mantenimiento de presión –utilizando nitrógeno en reemplazo del gas en esos yacimientos– se convirtió en su momento en una tecnología de punta para la industria petrolera internacional.

El año 2004 marcó el final de ese crecimiento extraordinario de la producción de PEMEX y Cantarell, y en su totalidad el éxito del mismo se le atribuye a la acertada administración técnica de los yacimientos que contribuyeron con la producción de ese campo gigante, en especial el yacimiento Akal. Pero, ¿cómo explicar ese cambio de tendencia en la explotación del campo y el inicio de la declinación imparable desde entonces?

Una lectura general de lo sucedido en esos días del año 2004 permite considerar, que fueron decisiones externas, decisiones políticas asociadas con la demanda insaciable de recursos por parte del gobierno de turno, lo que generó las pautas, que convertidas en instrucciones por parte de la Dirección de PEMEX,

---

*PEMEX ha hecho un esfuerzo significativo para mitigar la acelerada declinación –misma que supera el 20% de su producción base anualmente– lo cual le ha permitido que aún se mantenga su producción cercana las 2.4 millones de barriles diarios, a pesar de haber perforado el año pasado un 25% menos de pozos con respecto al año anterior.*

---

obligó a sus administradores y técnicos a forzar el modelo de equilibrio energético de los yacimientos, tratando de incrementar aún más la producción, rompiendo el equilibrio de masas y ocasionando la intrusión desmedida del agua inicialmente, y del gas –contaminado con el nitrógeno que se inyectaba con el propósito de mantener la energía de los yacimientos– posteriormente, detonando una declinación energética acelerada del mismo, que se pudo controlar 7 años después, cuando el campo producía alrededor del 15% de lo que fue su producción en ese fatídico año 2004.

Hoy, 10 años después de ese terrible momento para PEMEX, a empresa nacional se encuentra en una situación similar: una demanda adicional de recursos por parte del gobierno para compensar la caída en sus ingresos, consecuencia de la drástica caída en los precios internacionales del petróleo, y unos volúmenes de exportación por debajo de los que tenía hace un año. La diferencia ahora es que PEMEX ya no tiene un gigante como Cantarell que le permita atender este tipo de demandas, aun a expensas de romper sus mejores prácticas de administración de yacimientos.

PEMEX ha hecho un esfuerzo significativo para mitigar la acelerada declinación –misma que supera el 20% de su producción base anualmente– lo cual le ha permitido que aún se mantenga su producción cercana las 2.4 millones de barriles diarios, a pesar de haber perforado el año pasado un 25% menos de pozos con respecto al año anterior. Pero no tiene la posibilidad inmediata de incrementar su producción como lo hizo en el año 2004.

No obstante, la voracidad de gastos gubernamentales es insaciable y no le quedó otra opción que recortar el presupuesto asignado a PEMEX originalmente para este año 2015 en unos 62 mil millones de pesos, lo que representa alrededor del 20% del



Congreso Mexicano del Petróleo

10-13 de junio. Guadalajara, 2015



“CONOCIMIENTO, TECNOLOGÍA Y EXPERIENCIA:  
CLAVES PARA LA COMPETITIVIDAD”

Inscripciones y Reservas: [www.congresomexicanodelpetroleo.com.mx](http://www.congresomexicanodelpetroleo.com.mx)

## Actividades Congreso Mexicano del Petróleo, 2015

Cursos Precongreso

Exposición Industrial

Más de 200 Empresas

Nacionales e Internacionales

Programa de Conferencias

Conferencias Plenarias

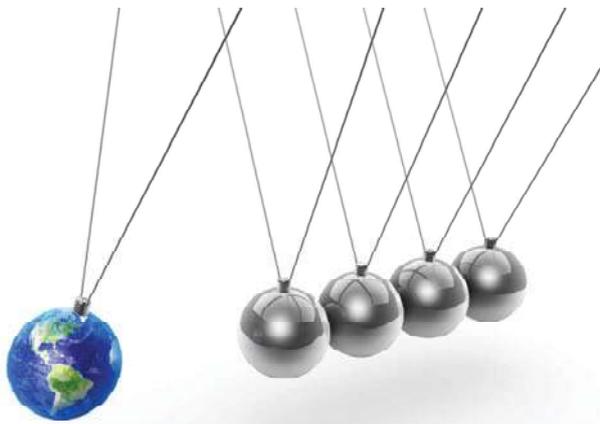
Comidas Conferencia

Conferencias Técnicas

Sesiones Póster

Eventos Sociales,

Culturales y Deportivos



ese presupuesto. Lo importante a señalar es que esta cantidad impacta en su totalidad los gastos de operación (OPEX) requeridos para mantener la producción, o mejor dicho recuperar parte de esa producción base perdida, consecuencia de la acelerada declinación. Por lo visto, no hay manera que la nómina de PEMEX sustancialmente incrementada en los dos últimos años y que supera ya los 150 mil “trabajadores” pueda ser reducida; de hecho, sigue siendo aumentada a nivel corporativo con la justificación de una reorganización necesaria, para “incrementar la creación de valor de la empresa”. ¿Cómo?

Ese recorte obliga a PEMEX a perforar menos pozos y reparar menos pozos, lo cual ya sabemos lo que eso significa en términos de ingresos para la empresa nacional y por ende para el Estado, así que la dirección del negocio más importante de PEMEX tendrá que ser muy creativa, para compensar esta situación y buscar algunas ventanas a esa nueva ley que le permitan apoyarse en empresas de servicios y también en esas empresas—socias— que operan junto a ella en campos maduros, proponiéndoles esquemas de trabajo de autofinanciamiento operativo, muy bien atados a esquemas de incentivos en la producción o en la misma eficiencia de los trabajos realizados, que les despierten el interés de invertir con un menor riesgo, y que aun con precios de 40 dólares el barril sean atractivos para PEMEX y los contratistas o socios, y que sean también seductores para los representantes de las finanzas del ejecutivo nacional.

Así que en todo el ciclo de crisis que vive el país, PEMEX está siendo afectada brutalmente, restándole esa capacidad de ejecución que tanto necesita para que pueda mantener su producción a lo largo del año. ¿Podemos reflexionar primero y actuar después para apoyar a la empresa estatal en sus necesidades

---

*Lo importante a señalar es que esta cantidad impacta en su totalidad los gastos de operación (OPEX) requeridos para mantener la producción, o mejor dicho recuperar parte de esa producción base perdida, consecuencia de la acelerada declinación. Por lo visto, no hay manera que la nómina de PEMEX sustancialmente incrementada en los dos últimos años y que supera ya los 150 mil “trabajadores” pueda ser reducida; de hecho, sigue siendo aumentada a nivel corporativo con la justificación de una reorganización necesaria, para “incrementar la creación de valor de la empresa”. ¿Cómo?*

---

reales de capacidad y así facilitarle el cumplimiento de sus metas? Lo que estamos viendo hasta ahora, en los funcionarios expertos en las finanzas del país, es darle prioridad a lo urgente sobre lo trascendente, sólo que éste representa el futuro, y que ya está a la vuelta de la esquina.

Por cierto, cabe preguntarse a esta altura del avance de la Reforma Energética: ¿cuál es el valor agregado esperado de esta nueva reorganización que está en pleno desarrollo en PEMEX? y cuyo objetivo es “aprovechar mejor los recursos para crear valor económico e incrementar así los ingresos de la Nación”. Una revisión en la historia de reorganizaciones de empresas nacionales en el mundo y que van como un péndulo de reloj de centralizar a descentralizar -dependiendo de los ciclos del mercado- nos permite afirmar que no existe una que haya medido claramente los beneficios por este tipo de acciones; se observan más como el *scorecard* personal del ejecutivo en comando para diferenciarse de su predecesor, que de un verdadero análisis consciente, ingenieril, de gente, procesos, tecnología y financiero, que le permita comprometer con el Estado un monto de ahorros, producto de la eliminación de ineficiencias o de valor agregado, consecuencia de la implementación de prácticas que realmente logren mejoras importantes al final de un ciclo e inicio del otro. Sin embargo, lo que siempre se ha visto como justificación, es “la necesidad de optimar el uso de los recursos y crear más valor para el Estado”: lo cual no necesariamente se cumple. Pero éste es un tema para otra ocasión. ●

# ¿La venta de crudo es negocio?

*Antes de impuestos y derechos, el precio de la mezcla mexicana es rentable; después de aplicarlos, ya no lo es.*

RAMSES PECH RAZO\*

El petróleo es de la Nación, es decir, es de los mexicanos y el que está en el subsuelo ha sido comercializado, hasta ahora, sólo por el Estado. Así, Petróleos Mexicanos (PEMEX) no es el responsable de las variables de los precios del mercado, ni define si son rentables o no las exportaciones de crudo que son un factor clave en la Ley de Ingresos. PEMEX ha sido el intermediario para ejercer el monopolio de la industria y así mantener y equilibrar las finanzas públicas de México por más de 75 años. Ahora, al cambiar las formas a una Empresa Productiva del Estado, PEMEX será una de varias empresas que ayudaran a la Nación a crear fuentes de ingresos para el Presupuesto de Egresos.

El problema radica en que, como PEMEX sigue siendo una empresa que se le asigna sus recursos de inversión por parte de su socio —que es la Nación— por medio de las asignaciones realizadas anualmente por las cámaras de Diputados y del Senado, continuará siendo objeto de un criterio político en cuanto a cómo hacer las cosas para beneficio de la Nación.

PEMEX requeriría dejar ser parte de “la Nación” —o sea, del gobierno— y tener una autonomía total para ejercer su inversión, bajo la condición de que cumpla con los derechos y obligaciones que aseguren una plataforma base de producción de crudo y gas. La Nación deberá ser representada por los entes reguladores de las entradas de dineros para la Ley de Ingresos sin considerar necesariamente la colocación de las ventas de exportación de crudo, que actualmente representan sólo el 6 a 8% del ingreso propuesto en la ley en forma total.

Podemos considerar que PEMEX deberá ser sacado del Presupuesto de Egresos y poder tener una autonomía financiera, la cual deberá basarse sólo en un valor financiero-económico, y no operacional como ha ocurrido desde hace 75 años. Esto conllevará a PEMEX a sanear sus finanzas y eliminar la corrupción y las malas percepciones de su manejo, permitiéndolo entrar a la Bolsa de Valores, donde la responsabilidad será de su propia administración y no de los administradores de la Nación, lo cual permitiría reducir riesgos también en la Ley de Ingresos y Presupuesto de Egresos.

Hagamos un análisis de si realmente es negocio la venta de crudo a los precios actuales, considerando ventas internas y externas. Para ese análisis, consideraremos lo siguiente:

- Los datos son del 2014 de enero a diciembre, según fuentes oficiales.
- El tipo de cambio a tomar es el oficial para transacciones para pagos, según el Banco de México.
- El precio de la mezcla de petróleo es el promedio anual y/o mensual, nunca el precio *spot* diario de colocación a treinta días.

## Datos a considerar de enero a diciembre 2014 de exportación y producción, extrapolados al 2015:

Volumen promedio de exportación:	1,143.18 millones de barriles diarios
Volumen promedio de consumo interno:	1,218.66 millones de barriles diarios
Volumen promedio de producción:	2,361.84 millones de barriles diarios
Precio promedio mensual 2014:	<b>87.63 dólares por barril</b>

Datos de enero de 2015, extrapolados para todo el año 2015

Precio promedio mensual enero: **39.43 dólares por barril**  
Costo de producción por barril: 23 dólares

Los impuestos y derechos de la Empresa Productiva del Estado representan alrededor del 65% después de costos de producción:

- Derecho de exploración de hidrocarburos.
- Derecho de extracción de hidrocarburos.
- Derecho por la utilidad compartida.
- ISR.
- Impuesto por la exploración y extracción de hidrocarburos.
- Dividendo estatal.

Costos administrativos de inversión, personal y activos, considerando del balance de PEMEX, podemos estimar en 25% y otros costos en 5%.

Con esta información hacemos un cálculo para determinar antes de impuestos si es rentable o no la venta de crudo.

- Consideremos el promedio total de las ventas internas más exportación diaria del 2014 al mes de diciembre.
- Proyectemos el promedio de la mezcla a diciembre para el 2014 y 2015 el promedio actual, considerando que no variará.

Observamos una caída fuerte de las ventas y las ganancias antes de impuestos, así como inviabilidad y sobrecostos después de considerar impuestos y costos administrativos, como resultado

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



# ¿Por qué son más caros los petrolíferos en México?

Ante las constantes fluctuaciones en los precios de los petrolíferos que se presentarán en un futuro, cabría preguntar: ¿los mexicanos estaremos preparados para pagar cada día diferentes precios? Y en el caso de que estén a la alza, ¿se recurrirá nuevamente a un subsidio por parte del gobierno?

LILIANA ESTRADA\*

En los últimos meses la noticia en el tema de energía ha sido la caída del precio del petróleo a nivel internacional, y con ello sus efectos en los precios de las gasolinas y diesel, ya que se pensaría que una baja en la materia prima (petróleo) significaría el descenso de sus derivados. No obstante, a pesar de conformar el petróleo la base de estos combustibles, la relación con los costos de los productos que se obtienen de

ella no es absoluta, pues su precio incluye los costos por la refinación, distribución, comercialización y los impuestos correspondientes, cuyo impacto es distinto para cada país. Por ejemplo, en Estados Unidos la tendencia a la baja en el precio del petróleo se refleja de manera visible en la disminución en el precio de las gasolinas; mientras el primero descendió en un 55%, las segundas lo hicieron en un 43% (EIA, 2015).

Ante este panorama, en México se esperaría que los precios de las gasolinas y diesel, al igual que en Estados Unidos, también tenderían a disminuir al hacerlo el del petróleo; sin embargo, no sucede así. Lo anterior se debe a que la definición de los precios de los petrolíferos es diferente en ambos países. Esto es, mientras en Estados Unidos el precio se determina a través de la competencia en el mercado; en México el precio es fijado y regulado por el Estado sin tomar en cuenta la variación en la oferta y la demanda internacional y nacional de los energéticos, ni los verdaderos costos de su producción y comercialización.

En Estados Unidos los elementos a considerar para determinar el precio de las gasolinas y diesel son variables y dependen en su mayoría de los costos del barril de petróleo comprado para la refinación. Esto quiere decir que en tanto los **precios del crudo** se calculan por el promedio mensual del combustible adquirido, los **costos de refinación** se obtienen a partir de la diferencia entre el promedio mensual del precio *spot* (venta futuras de la gasolina en las refinerías) y el promedio mensual del precio del petróleo. Por su parte, los **costos de comercialización y distribución** se miden a través de la mediana de los precios (el precio medio) al por menor de la gasolina, los cuales se establecen a través de

Imagen 1. Estructura de precios de los petrolíferos en Estados Unidos



Fuente: Energy Information Administration, 2015

una encuesta semanal que realiza la *Energy Information Administration* (EIA) y la suma de los costos del transporte. Finalmente, los **impuestos** son un promedio nacional de todos los impuestos federales y estatales en ese país (ver imagen 1).

Por su parte, en México los elementos que se incluyen en la determinación del precio son porcentajes y cantidades fijas establecidas por la propia autoridad difíciles de calcular y que han estado en continuo debate, ya que presentan enormes espacios de opacidad, lo cual dificulta poder entender el proceso en su conjunto. Dichas consideraciones son (ver imagen 2):

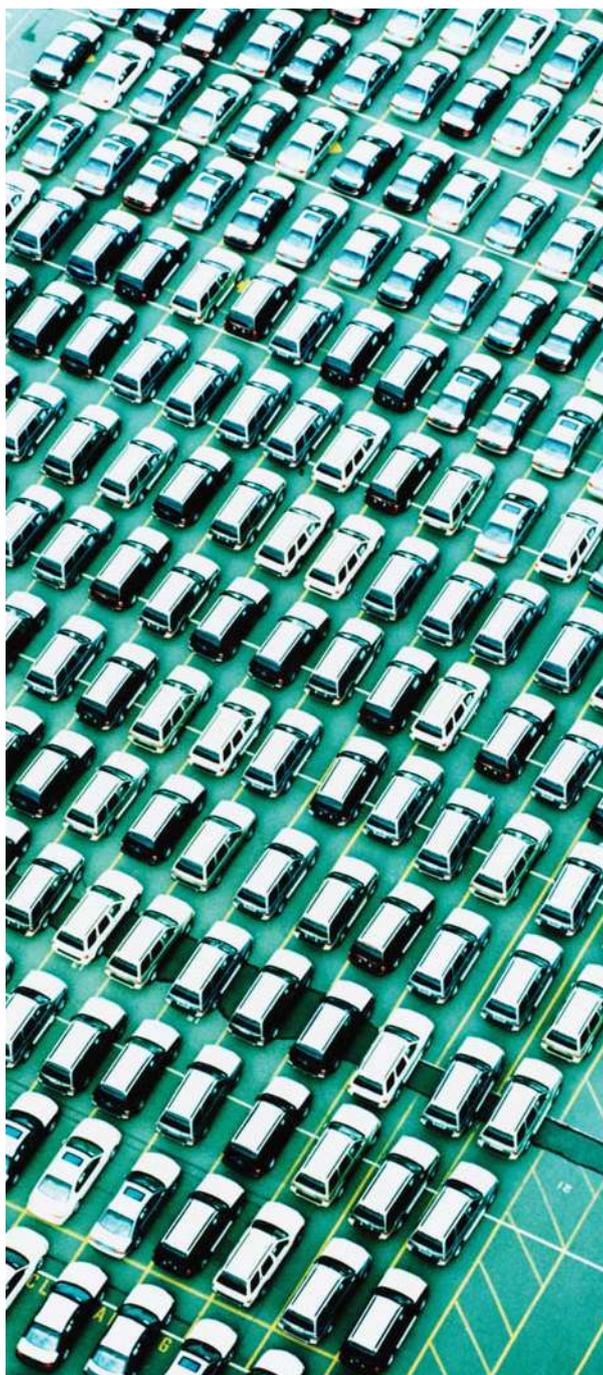
- **Precio ponderado (promedio) de ingreso a Petróleos Mexicanos (Pemex) como producción nacional:** costo de producción e importación del barril de petróleo y su refinación.
- **Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS Federal):** tasa variable calculada por la diferencia entre del precio anterior (precio de productor) y los precios de venta antes de llegar a las estaciones de servicio (gasolineras), cotizadas con base en los precios de los petrolíferos en la Costa del Golfo de Estados Unidos.
- **Margen comercial a clientes de Pemex:** se obtiene del promedio de los IEPS Federales reportados por cada Terminal de Almacenamiento y Reparto (TAR)<sup>[1]</sup> y el volumen de ventas en cada una de ellas.
- **Precios de transporte:** flete de las TAR a las estaciones de servicio.
- **IEPS Cuota a Combustibles Fósiles:** conocido como el impuesto al carbono que se estableció en el 2014 y quedó en 10 y 13 centavos para gasolinas y diesel, respectivamente.

\* Investigadora Ambiental en Inteligencia Pública.

Imagen 2. Estructura de precios de los petrolíferos en México



Fuente: SENER, Sistema de Información Energética, 2014.



• **IVA:** Impuesto al Valor Agregado.

- **Mermas del precio al público ponderado (promedio):** mecanismo que se aplica únicamente a las gasolinas, el cual se calcula multiplicando 0.005 por el valor total de las enajenaciones (venta) en la gasolineras y dividiendo el resultado entre los precios de los petrolíferos en la Costa del Golfo de Estados Unidos.
- **IEPS Cuota para Entidades Federativas:** instituido desde 2008, donde los Estados cobran 36 centavos por litro de Gasolina Magna, 43.92 por litro de Premium y 29.88 por litro de diesel.

Cabe destacar que la parte más importante de la estructura de los precios de los petrolíferos en México es el IEPS Federal, ya que ha sido el causante de los continuos aumentos y el precio actual de los petrolíferos. Es decir, a partir del 2006, y esencialmente en el 2008, el Estado, como una medida de protección al consumidor, decidió no cobrar el IEPS Federal a los precios de venta al público, puesto que los precios internacionales de los petrolíferos se encontraban por encima de los \$40-45 dólares por galón, lo que provocaba que el impuesto tuviera que ajustarse a la misma magnitud al cotizarse con base en el mercado de la Costa del Golfo de Estados Unidos.

La falta de recaudación del IEPS Federal actualmente se cataloga como el **subsidio a las gasolinas y diesel**, pues la finalidad del gobierno era mantener un precio menor hasta que los precios en el mercado internacional se estabilizaran. No obstante, fue necesario revertir la tendencia al cobro del impuesto, ya que comenzaban a percibirse pérdidas en los ingresos de México por más de 795 mil millones de pesos en el periodo 2006–2013, según las Cuentas de la Hacienda Pública Federal de ese mismo periodo.

Por consiguiente, los continuos aumentos en los precios en los derivados del petróleo, comúnmente conocidos como “gasolinazos”, respondan a una estrategia para recaudar el IEPS, dado que una situación que en su momento se percibía como un beneficio para los mexicanos se convirtió en un incremento constante a su precio total, independientemente del mercado, lo que ha provocado que el precio nacional sea más alto que el de referencia internacional. No obstante, el año pasado se dio por terminada esta etapa debido a que en los precios se detectó un saldo positivo, tal y como se muestra en la gráfica 1.

A pesar de lo anterior, la **buena noticia** es que gracias a la Reforma Energética, a partir de este año y el siguiente, sólo habrá un precio que pagar el cual será determinado por la inflación. Esto a fin de que en el 2018, con la entrada de nuevos proveedores (distribuidores y productores), el precio será liberalizado

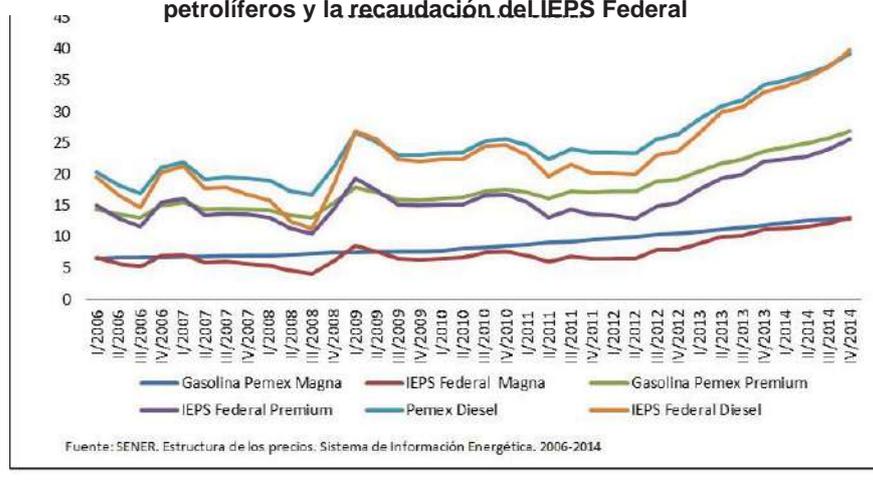
[1] Una Terminal de Almacenamiento y Reparto es un Centro de Trabajo de Pemex Refinación, en donde se reciben y almacenan productos terminados, para su despacho y reparto a las estaciones de servicio, clientes industriales, clientes gobierno, distribuidores y otros clientes. PEMEX

como en Estados Unidos. Las ventajas de mantener un sistema de libre determinación de precios serán que tanto el precio de la gasolina como el del diesel reflejarán los verdaderos costos de producción, y que variarán (subirán y bajarán) de acuerdo al precio del petróleo sin generar pérdidas sociales.

Sin embargo, ante las constantes fluctuaciones en los precios que se presentarán en un futuro, cabría preguntar: ¿los mexicanos estaremos preparados para pagar cada día diferentes precios? Y en el caso de que estén a la alza, ¿se recurrirá nuevamente a un subsidio por parte del gobierno? Es probable que las autoridades federales decidan establecer una banda

de flotación que al momento de ser superada, entren en operación subsidios en tanto dure esa situación coyuntural y una vez superada, éstos sean retirados. ●

**Gráfica 2. Relación entre el aumento en los precios de los petrolíferos y la recaudación de IIEPS Federal**



## Gas Natural Fenosa gana nueva zona de distribución en Sinaloa



- CRE adjudica servicio de 4 municipios: Culiacán, Elota, Mazatlán y Navolato.
- Nuevo servicio de gas natural, a disposición de 1.5 millones de sinaloenses
- GNF invertirá más de \$150 millones de pesos en los primeros 5 años de operación.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) adjudicó a Gas Natural Fenosa la provisión del servicio de gas natural en los municipios de Culiacán, Elota, Mazatlán y Navolato, en el estado de Sinaloa, lo que permitirá a 1.5 millones de habitantes del estado acceder a un combustible económico, cómodo y seguro. La empresa anunció la inversión de \$150 millones de pesos en los primeros 5 años para la extensión de 680 nuevos kilómetros de red de distribución de gas natural en la región.

La nueva zona de distribución, denominada por la CRE como Zona Geográfica de Sinaloa, es colindante con el área recientemente adjudicada a Gas Natural Fenosa (GNF) en los municipios de Ahome, Choix, El Fuerte, Guasave y Salvador Alvarado, en el mismo estado, lo que permitirá una distribución eficiente, a la vez que se crea una región altamente competitiva en materia de disponibilidad energética.

“Empezamos 2015 con la gran responsabilidad de ampliar la distribución de un combustible esencial para el desarrollo del país y el bienestar de los sinaloenses. Este es un nuevo hito en el compromiso de Gas Natural Fenosa con la transformación del estado y con la calidad de vida de todos los mexicanos”, aseguró Ángel Larraga, Country Manager

para México de GNF.

Los municipios mexicanos con disponibilidad de gas natural emplean al 15% del total de la mano de obra de la industria manufacturera del país y una tercera parte de todos sus activos fijos. Aquellos estados que cuentan con servicio de gas natural tienen un ingreso per cápita 50% mayor a las entidades que carecen de esta opción.

Gas Natural Fenosa es una compañía de alcance internacional líder en el sector del gas y la electricidad, con presencia en más de 26 países donde ofrece servicio a más de 22 millones de clientes en los cinco continentes.

Con una sólida trayectoria de más de 15 años de experiencia en México, GNF es la distribuidora número uno de gas natural en el país. La nueva zona de distribución se suma a otras 7 que opera GNF en el país, donde atiende a casi de 1.4 millones de clientes en 9 entidades y 44 municipios, a través de más de 18 mil kilómetros de redes. Asimismo, opera 4 centrales de generación de electricidad con capacidad total de más de 2,000 MW y un parque eólico con una capacidad de 234 MW.



**Ángel Larraga**, Country Manager para México de GNF.

# Aspectos económicos y legales de las nuevas reglas de contenido nacional en hidrocarburos

ALEJANDRO LÓPEZ VELARDE ESTRADA, EDUARDO BARRÓN Y JOSÉ ALBERTO ORTÚZAR\*



**En cuanto a los bienes y servicios, históricamente el país no ha contado con las herramientas legales y procedimentales debidas para proteger a su propio mercado y trabajadores...**

**Justificación de la aplicación de reglas de contenido nacional en la industria de los hidrocarburos.**

Dentro de la exposición de motivos presentada al Congreso de la Unión, el Ejecutivo Federal planteó la necesidad de establecer como directrices estratégicas el impulso de la industria nacional y la promoción de la inversión directa mediante la determinación de porcentajes mínimos del contenido nacional en la proveeduría, sentando con ello las bases para detonar un efecto positivo hacia el desarrollo de proveedores y cadenas productivas en México, e impactando de esta manera la ejecución de las asignaciones y contratos enfocados a la exploración y extracción de hidrocarburos.

Este señalamiento recogió una petición que el sector privado había planteado al gobierno federal ante el nuevo escenario de apertura en el sector de hidrocarburos, a fin de que se establecieran políticas y criterios de fomento a empresas mexicanas participantes en dicho sector, exigiendo que los contratistas cumplieran con un nivel mínimo de contenido nacional en sus procesos productivos y se evitara así el uso indiscriminado de materiales y componentes importados, así como la contratación de personal proveniente del extranjero que desplazara a técnicos o especialistas mexicanos.

En efecto, los Artículos 7 y 993 de la Ley Federal del Trabajo en cuanto a las sanciones y restricciones de que en toda empresa o establecimiento, el patrón deberá emplear un noventa por ciento de trabajadores mexicanos, por lo menos, debiendo ser en las categorías de técnicos y profesionales trabajadores mexicanos, salvo que no los haya en una especialidad determinada, en cuyo caso el patrón podrá emplear temporalmente a trabajadores extranjeros, en una proporción que no exceda del 10% de los de la especialidad, no ha sido suficiente ya que lo anterior no resulta aplicable a directores, administradores y gerentes generales.

En cuanto a los bienes y servicios, históricamente el país no ha contado con las herramientas legales y procedimentales debidas para

(1) Socio Director de la Práctica de Energía de la Firma de Abogados López Velarde, Wilson, Hernández & Barhem, S.C. (alopezv@lvwhb.com) (2) Socio de Impuestos Internacionales de Deloitte. (edbarron@deloittemx.com) (3) Director de Comercio Exterior y Aduanas de Deloitte. (jortuzar@deloittemx.com)

proteger a su propio mercado y trabajadores. Basta recordar el penoso caso relacionado con la reconfiguración de las refinerías durante la administración zedillista ubicadas en Cadereyta y Madero, donde la empresa coreana Sunkyoung, ganadora del proyecto además de las cantidades otorgadas en el contrato, solicitó en gastos y trabajos adicionales una cantidad cercana a los mil millones de dólares para Cadereyta; mientras que en Madero la cantidad ascendía a los 300 millones de dólares, sin que dicha empresa coreana fuera obligada a comprar equipos y materiales nacionales, ya que desde Corea fueron importados (i) equipos y materiales usados que no sólo no cumplían con lo solicitado por Pemex-Refinación en cuanto a proporcionar equipo nuevo, sino tampoco representaban la solución a la modernización requerida; y (ii) trabajadores asiáticos los cuales en forma mayoritaria representaban el personal a cargo de la obra y al cual se le tuvo en condiciones de vida infrahumanas en el estado de Tamaulipas.

Es por ello que México, siguiendo la estrategia de países como Brasil y Noruega, está adoptando una política de contenido nacional en su sector de hidrocarburos para fortalecer su desarrollo económico. Esta política data de los años 70 cuando en el Mar del Norte se establecieron restricciones a la importación y la creación de compañías petroleras nacionales. Los objetivos de esta política fueron estimular la transferencia de tecnología, aprovechar la mano de obra local y fomentar a las empresas proveedoras nacionales.

En años recientes, otros países, como Nigeria, Indonesia y Kazajstán, han justificado la aplicación de requisitos de desempeño en el sector petrolero, específicamente con la incorporación de reglas de contenido nacional por los beneficios que conllevan, tales como mayor inversión extranjera directa, creación de plazas de trabajo en el país, capacitación y desarrollo, transferencia de tecnología y corrección de desajustes comerciales, no obstante que algunos inversionistas extranjeros están en desacuerdo con estas medidas al considerarlas como una interrupción a sus inversiones.

A pesar de que no se señala expresamente en la exposición de motivos, se infiere que el gobierno mexicano justifica el desarrollo de la industria de los hidrocarburos basado en algunos factores de carácter económico y político que se reconocen a nivel internacional como válidos. Estos factores son el de la industria naciente o incipiente, los objetivos políticos, el desarrollo sectorial, la compensación social y el poder del mercado, los cuales se explican a continuación:

- i) La industria naciente es aquella que se encuentra en etapas iniciales de su desarrollo y requiere protección del gobierno para hacer frente a competidores, especialmente en países en vías de

**Las políticas de contenido nacional pueden servir como un instrumento para alcanzar ciertos objetivos políticos del gobierno y de esta manera alinearlos con los de la sociedad.**

desarrollo. Se basa en la idea de que una empresa o industria nueva requiere de un cobijo frente a sus competidores extranjeros hasta el punto en el que pueda depender de sí misma, asumiendo que carece de capacidad para competir en condiciones justas de mercado. Mediante reglas de contenido nacional, se busca asegurar que las empresas nacionales tengan ventaja sobre los proveedores extranjeros.

- ii) Las políticas de contenido nacional también pueden servir como un instrumento para alcanzar ciertos objetivos políticos del gobierno y de esta manera alinearlos con los de la sociedad. Especialmente en el caso de México, se observa que a partir de la reiterada petición del sector privado para que se introdujera una política de derrama de beneficios a empresas y trabajadores mexicanos, se aprueban una serie de criterios para apoyar esta demanda.
- iii) Los sectores identificados como sensibles, como el energético, en ocasiones justifican un esquema de protección bajo la premisa de que son estratégicos y se asume que no podrían lograr la excelencia económica sin alguna forma de proteccionismo.
- iv) La industria petrolera (hoy conocida en México como de los hidrocarburos) por su propia naturaleza genera daños ecológicos o de impacto social, y a fin de compensar dichos efectos de manera justa, se busca que las comunidades petroleras afectadas tengan un beneficio en reciprocidad a los daños causados, situación que desgraciadamente se ha vivido en México por el injusto centralismo que padecen las entidades federativas en este sector. La exigencia de medidas de contenido local puede contribuir a la creación de empleos y a instaurar campañas de responsabilidad social corporativa.
- v) Los proveedores internacionales generalmente aplican indebidamente el poder del mercado para competir con las industrias locales, mediante entre otras cosas, la utilización de un mayor poder de compra para dejar en desventaja a las empresas nacionales que no lo tienen. A diferencia de las consideraciones para la industria incipiente, las medidas de contenido nacional sirven para que la industria doméstica no se encuentre en desventaja

**Será la Secretaría de Economía... la encargada de establecer la metodología, medir el porcentaje de contenido nacional y verificar que se cumpla con el porcentaje establecido conforme a cada programa, e incluso se prevé que esta verificación la pueda realizar un tercero independiente.**



frente a proveedores extranjeros.

No obstante que existen opiniones diversas respecto a la efectividad económica que justifica la implementación de las políticas de contenido nacional, existe una creencia en muchos gobiernos de que éstas efectivamente son capaces de provocar la creación de nuevas plazas de trabajo y aumentar la base industrial. Aunado a ello, las voces en contra de la implementación de estas medidas de desempeño en el sector energético, señalan que contravienen lo dispuesto por los diversos acuerdos que regulan el trato nacional en el seno de la Organización Mundial de Comercio (OMC).

### Contenido nacional en actividades río arriba.

Teniendo en cuenta lo anterior, el 11 de agosto del 2014 el Gobierno Federal publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Ley de Hidrocarburos, que en su Artículo 46 establece que las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen en México, en conjunto deben cumplir al menos con un porcentaje promedio de contenido

nacional del 35%.

Esta medida es aplicable tanto a los asignatarios (Petróleos Mexicanos o cualquier otra empresa productiva del Estado que sea titular de una asignación y operador de un área de asignación) como a los contratistas (Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado o Persona Moral, que suscriba con la Comisión Nacional de Hidrocarburos un Contrato para la Exploración y Extracción, ya sea de manera individual o en consorcio o asociación en participación), pero excluye aquellos trabajos relacionados con la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas, cuyos porcentajes mínimos se establecerán acorde con las características de dichas actividades.

Se indica en la disposición que las empresas deberán cumplir de manera gradual y progresiva con un porcentaje mínimo de contenido nacional fijado por la Secretaría de Energía, previa opinión de la Secretaría de Economía. Por ello, se exigirá que en los procesos de asignación o contratación se incluyan programas de cumplimiento de contenido nacional acorde con las metas, plazos y etapas de cada proyecto, situación que deberá constar en las bases del procedimiento de adquisición y adjudicación. Además, la meta a cumplir deberá señalarse en las bases del procedimiento de licitación y adjudicación de los contratos.

Por mandato de ley será la Secretaría de Economía, a través de una Unidad Especializada creada conforme al artículo décimo octavo transitorio, la encargada de establecer la metodología, medir el porcentaje de contenido nacional y verificar que se cumpla con el porcentaje establecido conforme a cada programa, e incluso se prevé que esta verificación la pueda realizar un tercero independiente.

Para el establecimiento de la metodología a utilizarse en la determinación del porcentaje de contenido nacional, la Secretaría de Economía se basará en 6 criterios:

- 1.- Adquisición de bienes;
- 2.- Mano de obra;
- 3.- Servicios contratados;
- 4.- Capacitación;
- 5.- Transferencia de tecnología; e
- 6.- Infraestructura.

Dentro del propio Artículo 46 se señala que su aplicación será sin perjuicio de lo dispuesto en los tratados internacionales y acuerdos comerciales suscritos por México, situación que no sólo es plausible su inclusión, sino también necesaria por la argumentación que más adelante nos permitiremos señalar.

Por su parte, el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, publi

cado en el DOF el 31 de octubre del 2014 establece en sus Artículos 14 y 36 fracción IV, que tratándose de las asignaciones o contratos, la Secretaría de Energía deberá incluir en el título de asignación o en la emisión de la convocatoria para cada contrato, el porcentaje mínimo de contenido nacional que establezca con la opinión de la Secretaría de Economía, debiendo considerar que no se generen ventajas indebidas que pudieran afectar la posición competitiva de asignatarios o contratistas.

A fin de dar a conocer la forma de llevar a cabo el cálculo y determinación del contenido nacional, la Secretaría de Economía publicó el 13 de noviembre de 2014 en el DOF, el Acuerdo que establece la metodología para su medición en asignaciones o contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

En ese acuerdo se define el término contenido nacional como el porcentaje que representa el valor en pesos mexicanos de los bienes, servicios, mano de obra, capacitación, transferencia de tecnología e infraestructura física local y regional, del total del valor en pesos mexicanos de dichos rubros.

Asimismo, se incluyen una serie de definiciones y fórmulas para diversos conceptos de costos y gastos, materiales, bienes, territorio, procesos productivos, reglas de transformación, entre otros, mismos que son muy similares a los conceptos que se emplean para conferir origen a bienes o materiales producidos dentro de la región del Tratado de Libre Comercio de América del Norte, así como en algunos otros tratados comerciales, bajo criterios y reglas conocidos como salto arancelario o valor de contenido regional.

Destaca la definición de territorio, acorde con lo establecido por el Artículo 42 de nuestro Código Político Fundamental, que incluye toda zona más allá de los mares territoriales de México dentro de la cual México pueda ejercer derechos sobre el fondo y el subsuelo marinos y sobre los recursos naturales que éstos contengan, de conformidad con el derecho internacional, incluida la Convención de las Naciones Unidas sobre derecho del mar, así como con su legislación interna.

A continuación, se presenta una explicación sobre los aspectos a considerar en el cálculo de cada uno de los **6 rubros** que conforman la metodología de contenido nacional:

**1.- Determinación del contenido nacional de bienes.-** Para calcular el valor en pesos del contenido nacional de todos los bienes finales utilizados por el asignatario o contratista, es necesario obtener una proporción de contenido nacional de cada bien final utilizado directamente por el asignatario o contratista, proporcionado por cada proveedor y multiplicarlo por el valor factura en pesos. En caso de bienes finales cuya depreciación conforme a la legislación sea mayor a un año, deberá utilizarse el valor de la depreciación de dicho bien.

**La Secretaría de Energía deberá incluir... el porcentaje mínimo de contenido nacional que establezca con la opinión de la Secretaría de Economía, debiendo considerar que no se generen ventajas indebidas que pudieran afectar la posición competitiva de asignatarios o contratistas.**

El proveedor a su vez considerará que cumple con el contenido nacional del bien o del material, según el caso cuando éste sea:

- a) obtenido en su totalidad o producido enteramente en el territorio;
- b) producido en el territorio y cumpla con un cambio de clasificación arancelaria y otros requisitos referidos en el anexo de reglas de transformación; o
- c) producido en el territorio a partir exclusivamente de materiales que califican como nacionales.

En caso de no cumplir con alguno de estos criterios, el proveedor que produzca un material utilizará una fórmula donde considerará tanto el valor del material como el valor de sueldos y honorarios pagados a trabajadores nacionales para determinar si cumple al menos con el 0.65, y poder entonces considerar al material como totalmente nacional.

Para los casos en los que los proveedores no reporten información a los asignatarios o contratistas, no se alcanzará a considerar el material como nacional, ni tampoco cuando se lleven a cabo las siguientes operaciones:

- a) la dilución en agua o en otra sustancia que no altere materialmente las características del bien;
- b) operaciones simples destinadas a asegurar la conservación del bien durante su transporte o almacenamiento, tales como aireación, refrigeración, extracción de partes averiadas, secado o adición de sustancias;
- c) el desempolvado, cribado, clasificación, selección, lavado o cortado;
- d) el embalaje, reembalaje o empaque para venta al menudeo;
- e) la reunión de bienes para formar conjuntos, juegos o surtidos;
- f) la aplicación de marcas, etiquetas o signos distintivos similares;
- g) la limpieza, inclusive la remoción de óxido, grasa, pintura u otros recubrimientos; o
- h) la simple reunión de partes y componentes no nacionales.

Por otra parte, una alternativa que se ofrece para el productor en aquellos casos en los que no exista un valor del material es que utilice el costo total de dicho material, en lugar de su valor. Esta opción

**Un proveedor también podrá promediar el valor de contenido nacional de uno o todos los materiales comprendidos en la misma subpartida arancelaria de conformidad con la Ley del Impuesto General de Importación y Exportación que se produzcan en la misma planta o en distintas plantas dentro del territorio mexicano...**

también aplica cuando el valor no pueda ser determinado o cuando el material se designe como material intermedio, entendido éste como un material de fabricación propia.

Para efectos del cálculo del contenido nacional, el productor de un bien podrá designar como material intermedio, cualquier material de fabricación propia utilizado en la producción del bien, siempre que ese material sea un material nacional. Una vez que se designa un material como intermedio, ningún otro material de fabricación propia cuyo contenido puede a su vez ser designado por el productor como material intermedio.

Existe un tratamiento para los bienes usados, definidos como aquellos que fueron adquiridos por el contratista o asignatario, y que fueron producidos hasta el 31 de diciembre de 2013. Pueden considerarse nacionales siempre que hayan sido producidos en México y se cuente con la información necesaria para establecer que son nacionales. De no contar con la información se considerará que su valor de contenido nacional será el 2.5% del valor de depreciación del bien final conforme a la legislación fiscal y se tomarán solamente los siguientes bienes usados:

- a) Equipo de transporte;
- b) Maquinaria, otros equipos y herramientas; y
- c) Plataformas petroleras.

Para el caso en que el contratista o asignatario adquiera un bien usado nacional después del 14 de noviembre del 2014, y cuente con la información necesaria para establecer que se cumple con la condición de nacional, el valor de cada bien usado será el valor factura de ese bien usado antes de impuestos, ajustado por su depreciación de conformidad con los registros mantenidos y con las normas de información financiera aplicables en México.

Un proveedor también podrá promediar el valor de contenido nacional de uno o todos los materiales comprendidos en la misma subpartida arancelaria de conformidad con la Ley del Impuesto General

de Importación y Exportación que se produzcan en la misma planta o en distintas plantas dentro del territorio mexicano, ya sea en su ejercicio fiscal o en cualquier periodo mensual, bimestral, trimestral o cuatrimestral o semestral del mismo periodo fiscal.

Asimismo, cuando en la producción de un bien se utilicen materiales fungibles nacionales y no nacionales que se encuentren mezclados o combinados físicamente en inventario, el contenido nacional del bien podrá determinarse, mediante uno de los métodos de control de inventarios mantenido de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados. Una vez seleccionado, el método de control de inventarios deberá ser utilizado a través de todo el ejercicio o periodo fiscal.

**2.- Determinación del contenido nacional de servicios.-**

Para calcular el valor en pesos del contenido nacional de los servicios contratados por el asignatario o contratista se deberá determinar la proporción de cada servicio contratado y proporcionado por cada proveedor de servicios, así como el valor factura en pesos. Los servicios se definen como el conjunto de actividades necesarias para que el asignatario o contratista cumpla con el objeto de la asignación o contrato, con excepción de los servicios en medios masivos, servicios de alojamiento temporal y de preparación de alimentos y bebidas, servicios financieros y de seguros, servicios de esparcimiento culturales, deportivos o recreativos, servicios personales, de asociaciones y organizaciones, determinados en los sectores o subsectores del Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte.

El proveedor de servicios podrá proporcionar información al asignatario o contratista, o a otro proveedor, la cual deberá incluir la proporción de contenido nacional del material utilizado para proporcionar el servicio, el valor factura de dicho material, el valor en pesos de los sueldos u honorarios más prestaciones pagadas a trabajadores nacionales empleados por el proveedor en la prestación del servicio, así como el valor total de sueldos u honorarios más prestaciones pagadas a todos los trabajadores empleados por el proveedor en la prestación del servicio. Este criterio es aplicable igualmente para los proveedores de servicios subcontratados.

En los casos donde el proveedor no proporcione la información requerida, los gastos por servicios incurridos no podrán considerarse por el asignatario o contratista para aumentar el contenido nacional por servicios.

**3.- Determinación del contenido nacional de mano de obra.-**

Para calcular el valor en pesos de la mano de obra utilizada por el asignatario o contratista (trabajadores contratados directamente y que forman parte de su nómina), se deberá determinar la proporción

de los sueldos, salarios, honorarios y prestaciones pagadas en México a la mano de obra nacional, con base en las horas hombre dedicadas a las actividades relacionadas con el alcance de la asignación o contrato dividida entre el valor total de la mano de obra pagada.

Esta determinación debe hacerse por cada categoría definida en la metodología, conforme a lo siguiente:

- a) Personal profesionalista: trabajador que cuenta con al menos título profesional y que presta sus servicios en actividades directamente relacionadas con el alcance de la asignación o contrato;
- b) Personal técnico: trabajador que cuenta con al menos el título de una carrera técnica pero no posee un título profesional y que presta sus servicios en actividades directamente relacionadas con el alcance de la asignación, o contrato;
- c) Personal manual: trabajador que no cuenta con carrera técnica ni título profesional y que presta sus servicios en actividades directamente relacionadas con el alcance de la asignación o contrato;
- d) Personal administrativo: trabajador que presta sus servicios en actividades relacionadas con el alcance de la asignación o contrato en oficinas administrativas; y
- e) Otros: trabajador que no se clasifica conforme a las categorías anteriores.

Cabe señalar que por trabajador nacional se entiende a la persona física que tiene la nacionalidad mexicana conforme al Artículo 30 de la Constitución, o que de conformidad con la legislación mexicana tienen el carácter de residentes permanentes.

**4.- Determinación del contenido nacional de la capacitación.-** Para calcular el valor en pesos de los servicios de capacitación contratados por el asignatario o contratista utilizados en actividades relacionadas con el alcance de la asignación o contrato, se determinará la proporción de contenido nacional de la capacitación otorgada a nacionales entre el valor total de la capacitación prestada (incluyendo nacionales y extranjeros), y el resultado se multiplicará por el valor en pesos de los servicios de capacitación contratados.

Los servicios de capacitación comprenden el entrenamiento, cursos y seminarios impartidos a los trabajadores requeridos, bajo los criterios de operación de la empresa, para cumplir con el objeto de la asignación o contrato.

**5.- Determinación del contenido nacional de transferencia de tecnología.-** Para calcular el valor en pesos de la transferencia de tecnología por el asignatario o contratista, se determinará un factor de distribución del gasto total en transferencia de tecnología efectuada en el territorio, y se multiplicará por el valor del total de la transferencia de tecnología, entendida como la transferencia sistemática de

**La aplicación de la metodología por parte del asignatario o contratista se convierte en un tema de especial importancia tanto durante la fase de exploración como durante la fase de desarrollo.**

conocimiento tecnológico para mejorar la eficacia y eficiencia en la elaboración de un bien, la aplicación de un proceso o la prestación de un servicio relacionado con el alcance de la asignación o contrato.

Este valor puede incluir lo siguiente:

- a) gastos en construcción y operación de centros de investigación y desarrollo de tecnología relacionadas con el sector en el territorio;
- b) financiamiento y contribuciones a programas de investigación o de desarrollo de nuevas técnicas relacionadas con el sector hidrocarburos en universidades, institutos y centros de investigación ubicados en el territorio;
- c) valor y regalías de las patentes desarrolladas en el territorio por el Asignatario, Contratista o Permisionario y registradas en México, para aplicarse a proyectos terrestres, costa afuera (aguas someras y profundas), aceites extra pesados, yacimientos no convencionales;
- d) gasto en formación especializada otorgada por el asignatario o contratista o permisionario a trabajadores nacionales para la asimilación de tecnología; e
- e) inversión asociada a la selección, adaptación e implantación de tecnologías a las problemáticas y condiciones locales.

**6.- Determinación del contenido nacional de la infraestructura física.-** Para calcular el valor en pesos de los gastos en inversión en infraestructura física local y regional realizada en el territorio establecido a cada asignación o contrato, se determinará un factor de distribución del valor en pesos del gasto total por dicho concepto y se multiplicará por el valor de la suma de los gastos que realice el asignatario o contratista con el fin de mejorar el entorno urbano y rural donde se llevan a cabo las actividades de acuerdo con el alcance de la asignación o contrato.

Este valor podrá incluir la construcción y mantenimiento de carreteras, caminos, puentes y vías de transporte público, la construcción de hospitales, escuelas, viviendas, sistemas de suministro de agua potable, saneamiento y drenaje, así como parques públicos y deportivos que benefician a la comunidad.

**Sanciones.-** En caso de que la Secretaría de Economía determine que un asignatario o contratista ha incumplido con el porcentaje

**El que un asignatario o contratista pretenda desvincularse de sus obligaciones en materia de contenido nacional mediante algún proceso de subcontratación, no lo exime y continuará siendo responsable de todas las obligaciones en materia de contenido nacional derivadas del contrato.**

de contenido nacional que le corresponda, informará a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, quien impondrá las sanciones correspondientes. Cabe señalar que el 12 de diciembre de 2014, la Secretaría de Energía dio a conocer en su página de internet el modelo de contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida que celebraría la CNH, en donde dentro de su cláusula 19.3 establece la responsabilidades en materia de contenido nacional tanto para el periodo de exploración como para el de desarrollo, y especifica que en caso de incumplimiento, se aplicarán penas convencionales en favor de la Nación por conducto del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

Las sanciones se establecen de forma gradual de acuerdo a lo siguiente:

- i) El equivalente al 15% para el período de exploración;
- ii) El equivalente al 20% para el primer año del período de desarrollo;
- iii) El equivalente al 40% para el segundo año del período de desarrollo;
- iv) El equivalente al 60% para el tercer año del período de desarrollo;
- v) El equivalente al 80% para el cuarto año del período de desarrollo;
- vi) El equivalente al 100% para el quinto año del período de desarrollo.

En adición, se prevé que respecto al incumplimiento de las demás disposiciones de contenido nacional previstas en el contrato y en la normatividad aplicable, el contratista deberá pagar, por concepto de pena convencional a la Nación, por conducto del Fondo, la sanción máxima prevista en el Artículo 85, Fracción II, inciso o) de la Ley de Hidrocarburos, es decir, de 450 mil veces el importe del salario mínimo.

**Consideraciones.-** Con base en todo lo anterior, resulta que la aplicación de la metodología por parte del asignatario o contratista se convierte en un tema de especial importancia tanto durante la fase de exploración como durante la fase de desarrollo. La metodología puede calificarse de compleja, ya que requiere un alto grado de detalle en la integración de cada rubro, además de trabajar con costos estimados y efectuar conciliaciones periódicas contra los costos reales incurridos identificando cualquier variación que pueda impactar negativamente

la ejecución de los proyectos.

Otro aspecto relevante es asegurar el nivel de compromiso de los proveedores para que también proporcionen información oportuna y correcta sobre los costos y valor de materiales y servicios, ya que lo que busca la metodología es generar una cadena de proveeduría complementaria y que las manifestaciones que efectúen los proveedores sean a su vez verificables por parte de la autoridad.

El que un asignatario o contratista pretenda desvincularse de sus obligaciones en materia de contenido nacional mediante algún proceso de subcontratación, no lo exime y continuará siendo responsable de todas las obligaciones en materia de contenido nacional derivadas del contrato.

Esto conlleva un seguimiento importante por parte de la empresa contratista para coordinar el tipo de documentos y la frecuencia con la que se deben obtener de sus proveedores, además de contar con el apoyo de especialistas para verificar que sus proyecciones y cálculos son correctos a partir de información veraz, y que le permitan cumplir con los porcentajes mínimos que la autoridad establece, lo cual sin duda implica también un aumento en los costos de administración de los contratos.



**La aplicación de tratados internacionales y sus posibles controversias con las leyes secundarias.**

El hecho de que el Estado mexicano haya decidido exigir requisitos de desempeño como lo es el porcentaje de contenido nacional, resulta importante analizarlo a la luz de lo que establecen las disposiciones de la OMC, y los tratados internacionales de los que México es parte.

**Directrices OMC.-** El Acuerdo General sobre Aranceles y Comercio (GATT por sus siglas en inglés) establece en su Artículo III lo que se considera como trato nacional, un principio según el cual cada país miembro concede a los nacionales de los demás el mismo trato que otorga a sus nacionales. Este artículo exige que se conceda a las mercancías importadas, una vez que hayan pasado la aduana, un trato no menos favorable que el otorgado a las mercancías idénticas o similares de producción nacional. En el artículo XVII del Acuerdo General sobre el Comercio de Servicios también se establece el trato nacional en materia de servicios.

En su párrafo 4, el Artículo III del GATT establece que “Los productos del territorio de toda parte contratante importados en el territorio de cualquier otra parte contratante no deberán recibir un trato menos favorable que el concedido a los productos similares



de origen nacional, en lo concerniente a cualquier ley, reglamento o prescripción que afecte a la venta, la oferta para la venta, la compra, el transporte, la distribución y el uso de estos productos en el mercado interior. Las disposiciones de este párrafo no impedirán la aplicación de tarifas diferentes en los transportes interiores, basadas exclusivamente en la utilización económica de los medios de transporte y no en el origen del producto”.

Por su parte el Acuerdo sobre las Medidas en materia de Inversiones relacionadas con el Comercio, negociado durante la Ronda Uruguay del GATT, se aplica a las medidas que afectan al comercio de mercancías. En él se reconoce que ciertas medidas en materia de inversiones pueden tener efectos de restricción y distorsión del comercio y se estipula que ningún país miembro aplicará ninguna medida que esté prohibida por las disposiciones del Artículo III (trato nacional) o el Artículo XI (restricciones cuantitativas) del GATT.

Existe en este último acuerdo una lista ilustrativa de aquellas medidas incompatibles con la obligación de trato nacional establecida en el párrafo 4 del Artículo III del GATT, y comprenden las que sean obligatorias o exigibles en virtud de la legislación nacional o de resoluciones administrativas, o cuyo cumplimiento sea necesario para obtener una ventaja, y que prescriban:

- a) la compra o la utilización por una empresa de productos de origen nacional o de fuentes nacionales, ya se especifiquen en términos de productos determinados, en términos de volumen o valor de los productos, o como proporción del volumen o del valor de su producción local; o
- b) que las compras o la utilización de productos de importación por una empresa se limite a una cantidad relacionada con el volumen o el valor de los productos locales que la empresa exporte.

Con base en estas disposiciones, se puede advertir que existe el riesgo de que los requisitos de contenido nacional impuestos por México en la industria de los hidrocarburos no sean compatibles con los principios del GATT, y contravengan así los compromisos asumidos internacionalmente por nuestro país.

Inclusive, este tema ha sido objeto de diversas consultas en el seno de la OMC y ha llegado a discutirse en el Órgano de Apelación de dicho organismo. Uno de los casos recientemente planteados fue una controversia donde Japón reclamó a Canadá sobre la aplicación de disposiciones de contenido nacional y alegó que las medidas son incompatibles con las obligaciones que corresponden a Canadá violando de esta manera el artículo III del GATT.

Ante ello, se determinó por dicho organismo que Japón había demostrado efectivamente que las medidas impugnadas eran in-

**En materia de inversiones (se) pueden tener efectos de restricción y distorsión del comercio y se estipula que ningún país miembro aplicará ninguna medida que esté prohibida por las disposiciones del Artículo III (trato nacional) o el Artículo XI (restricciones cuantitativas) del GATT.**

compatibles con las obligaciones que correspondían a Canadá en virtud del párrafo 1 del Artículo 2 del Acuerdo sobre las medidas en materia de inversiones relacionadas con el Comercio y del párrafo 4 del Artículo III del GATT de 1994.

**Disposiciones de tratados comerciales internacionales.-** México es uno de los países que cuenta con una de las redes más amplia de acuerdos y tratados comerciales en el mundo. Es socio comercial de 45 países, en los que se garantizan niveles de preferencia arancelaria para el comercio de los bienes originarios de los países firmantes.

Esta condición puede verse afectada por la exigencia de los nuevos requisitos de contenido nacional en hidrocarburos y en consecuencia, provocar que una empresa mexicana, a fin de aumentar sus niveles de cumplimiento abasteciéndose de insumos locales, esté en la disyuntiva de comprar un producto en México, sin la calidad requerida o a un precio mayor al que pueda ofertar una empresa ubicada en un país con tratado, desplazando de esta forma al competidor extranjero.

En consecuencia, la empresa extranjera que vea limitada su posibilidad de comercializar sus productos en México bajo el amparo de un tratado comercial, debido a la imposición de reglas de contenido nacional, podría presentar su caso ante un mecanismo de solución de controversias previsto por el tratado de que se trate, a fin de que le garanticen un trato justo e imparcial.

Además de las anteriores consideraciones, será importante tener en cuenta lo siguiente:

**A. Excepción a las reglas de contenido nacional.-** El Artículo 134 de nuestro Pacto Federal expresamente señala que [l]os recursos económicos de que dispongan el Gobierno Federal y el Gobierno del Distrito Federal, así como sus respectivas administraciones públicas paraestatales, se administrarán con eficiencia, eficacia y honradez para satisfacer los objetivos a los que estén destinados.

Las adquisiciones, arrendamientos y enajenaciones de todo tipo de bienes, prestación de servicios de cualquier naturaleza y la

Únase a *Foreign Affairs*

en colaboración con Nation Roadshow en el foro

# La Promesa de la Reforma Energética

19 de marzo 2015 / Nueva York

*Ejecutivos, analistas y políticos se reunirán para debatir el efecto de la reforma sobre el crecimiento económico de México y su rol como un actor global, el impacto que tendrá sobre la relaciones México - EU y sobre el panorama energético de norte y Latinoamérica. Los debates plenarios explorarán los primeros pasos hacia la implementación de la Reforma. Se destacarán las oportunidades y desafíos existentes en los campos de exploración y producción de petróleo y gas, electricidad, con especial detalle a los proyectos renovables y de E&P no convencional. También se analizará el uso de los instrumentos financieros y el rol de las PPPs.*

## Agenda y registro al foro

[www.foreignaffairs.com/MexicoEnergy](http://www.foreignaffairs.com/MexicoEnergy)

Contacto: México 04455 33760412 y 04455 39174264, [info@nationroadshow.com](mailto:info@nationroadshow.com)

Visite los próximos foros en [www.nationroadshow.com](http://www.nationroadshow.com)

Colaboradores:



MEXICO'S MUSCLE  
REVEALING  
THE STRENGTH



EL ECONOMISTA

PRO MÉXICO  
Trade and Investment

contratación de obra que realicen, se adjudicarán o llevarán a cabo a través de licitaciones públicas mediante convocatoria pública para que libremente se presenten proposiciones solventes en sobre cerrado, que será abierto públicamente, a fin de asegurar al Estado las mejores condiciones disponibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes.

Cuando las licitaciones a que hace referencia el párrafo anterior no sean idóneas para asegurar dichas condiciones, las leyes establecerán las bases, procedimientos, reglas, requisitos y demás elementos para acreditar la economía, eficacia, eficiencia, imparcialidad y honradez que aseguren las mejores condiciones para el Estado. El manejo de recursos económicos federales se sujetará a las bases de este artículo.

Por su parte, la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Petróleos Mexicanos retoman el anterior principio constitucional en sus Artículos 75 y 89, al indicar que Pemex, sus empresas productivas subsidiarias y filiales realizarán las adquisiciones, arrendamientos, contratación de servicios y obras en términos de lo dispuesto en el Artículo 134 de la Constitución, siendo su Consejo de Administración quién emitirá las políticas relativas en esta materia, y señala el Artículo 78 de la Ley de Petróleos Mexicanos que cuando el procedimiento de concurso abierto no resulte el idóneo para asegurar las mejores condiciones disponibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes de acuerdo con la naturaleza de la contratación, Pemex podrá optar por emplear otros procedimientos que podrán ser, entre otros, de invitación restringida o de adjudicación directa, siempre y cuando no existan bienes o servicios alternativos o sustitutos técnicamente razonables, o bien, que en el mercado sólo exista un posible oferente.

Dicho en otras palabras, las reglas de contenido nacional establecidas en la metodología no serán aplicables cuando nos encontremos en presencia del supuesto arriba en comento, ya que nuestra Ley de Leyes ordena la contratación de bienes y servicios asegurando las mejores condiciones en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes de acuerdo con la naturaleza de la contratación.

**B. Criterio de nuestros tribunales.**- Nuestro máximo tribunal ha señalado claramente la jerarquía de leyes de nuestro Derecho Positivo al indicar en tesis jurisprudencial lo siguiente:

**Cuestión constitucional.** Para efectos de la procedencia del recurso de revisión en amparo directo, se surte cuando su materia versa sobre la colisión entre una ley secundaria y un tratado internacional, o la interpretación de una norma de fuente convencional, y se advierta prima facie que existe un derecho humano en juego.

**... se puede advertir que existe el riesgo de que los requisitos de contenido nacional impuestos por México en la industria de los hidrocarburos no sean compatibles con los principios del GATT, y contraven- gan así los compromisos asumidos internacionalmente por nuestro país.**

Asimismo, en tesis aislada se ha considerado lo siguiente:

**Tratados internacionales.** Son parte integrante de la ley Suprema de la Unión y se ubican jerárquicamente por encima de las leyes generales, federales y locales. Interpretación del Artículo 133 Constitucional.

La interpretación sistemática del Artículo 133 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos permite identificar la existencia de un orden jurídico superior, de carácter nacional, integrado por la Constitución Federal, los tratados internacionales y las leyes generales. Asimismo, a partir de dicha interpretación, armonizada con los principios de derecho internacional dispersos en el texto constitucional, así como con las normas y premisas fundamentales de esa rama del derecho, se concluye que los tratados internacionales se ubican jerárquicamente abajo de la Constitución Federal y por encima de las leyes generales, federales y locales, en la medida en que el Estado Mexicano al suscribirlos, de conformidad con lo dispuesto en la Convención de Viena Sobre el Derecho de los Tratados entre los Estados y Organizaciones Internacionales o entre Organizaciones Internacionales y, además, atendiendo al principio fundamental de derecho internacional consuetudinario "*pacta sunt servanda*", contrae libremente obligaciones frente a la comunidad internacional que no pueden ser desconocidas invocando normas de derecho interno y cuyo incumplimiento supone, por lo demás, una responsabilidad de carácter internacional.

**C. Disposiciones pendientes.**- En términos del Segundo transitorio de la metodología todavía estamos pendientes de que la Secretaría de Economía emita las disposiciones en las que determinará la forma en la que los asignatarios, contratistas y permisionarios deberán proporcionar información sobre el contenido nacional y el procedimiento con base en el cual se llevará a cabo la verificación de dicho contenido, disposiciones deberán ser cumplidas por las empresas que participen en el sector de los hidrocarburos como asignatarios, contratistas y/o permisionarios. ●



**3<sup>er</sup> CONGRESO**  
Y EXPOSICIÓN INTERNACIONAL  
Logística, Transporte y  
Distribución de Hidrocarburos

WTC, VERACRUZ  
NOVIEMBRE 4 - 6, 2015

Nos transformamos para el fortalecimiento de México



## LOGÍSTICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS



### COMITÉ ORGANIZADOR

**Ing. Francisco Fernández Lagos**  
Presidente del Comité Organizador

**Ing. Carlos Arturo Sánchez Magaña**  
Coordinador General

[3congreso.expo.ltdh2015@pemex.com](mailto:3congreso.expo.ltdh2015@pemex.com)

### COMERCIALIZACIÓN Y EXPOSICIÓN



**Gonzalo García Quesada**  
Director General CONSIISA

[gonzalo.garcia@consiisa.com](mailto:gonzalo.garcia@consiisa.com) +011 (52) 55 2159 1245  
[a.hurtado@consiisa.com](mailto:a.hurtado@consiisa.com) +011 (52) 55 6312 0738  
[m.tere@consiisa.com](mailto:m.tere@consiisa.com) +011 (52) 55 6363 4520

Para mayor información:  
**[www.ltdh2015.com](http://www.ltdh2015.com)**

# Los shales ante el colapso de los precios

*En general –pero no siempre– es más económico explotar el petróleo convencional.*

ALVARO RÍOS ROCA\*

La súbita caída de los precios del petróleo en cerca de 50% en los últimos ocho meses, está ya impactando fuertemente el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales (*shales* o lutitas) en los Estados Unidos y en otras partes del mundo.

En primer lugar, nadie, por mas experto que se declare ser, puede afirmar donde estarán los precios del crudo en 3 a 6 meses más y menos aún en el mediano o largo plazo. Notamos que sí existe una muy fuerte dosis especulativa en este drástico descenso.

Para entrar en el tema, es imprescindible entender la gran diferencia que existe entre los hidrocarburos convencionales y los *shales*. En el primer de los casos, es necesario descubrir el reservorio (trampa) y luego perforar pozos de desarrollo para elevar producción y mantener la misma por varios años y esperar una declinación natural. Nótese el riesgo geológico asociado al descubrimiento.

En el caso de los *shales*, no se trata de realizar un descubrimiento per se, ya que el shale se conoce que contiene hidrocarburos. Sí es necesario realizar estudios para determinar *sweet spots*, las áreas más productivas, mediante *software* predictivos, luego perforar pozos piloto y finalmente entrar en el denominado *factory drilling*, es decir, la perforación masiva de pozos para elevar y mantener la producción. Nótese que el factor asociado al riesgo no es significativo, pero si lo es el elevado costo de romper la roca durante la perforación masiva de pozos.

Entrando en materia de costos, podemos aseverar que, en términos muy generales, los costos de largo plazo de los convencionales están por debajo de los costos de los *shales*.

Sin embargo, un excelente *sweet spot* dentro de un *shale*, con un muy buen operador en la perforación masiva de pozos, puede ser mucho más económico que una operación convencional en aguas muy profundas o en el Ártico, por ejemplo.

En los Estados Unidos, dentro de un mismo *shale* existen en promedio precios de punto de equilibrio que van desde los 30 dólares por barril hasta más de 100 dólares por barril. Un productor en la misma zona geológica dentro del mismo *shale* puede llegar a producir tres veces más con el mismo número de pozos. Por eso, se puede afirmar que las empresas posicionadas en las áreas más proliferas dentro de los *shales* y que tengan alta efectividad en romper la roca sobrevivirán a esta crisis de precios.

Otro aspecto a entender es que la actividad en los *shales* de los Estados Unidos se ha realizado con una gran cantidad de recursos económicos prestados (*hedging*). Las compañías con mucha deuda serán impactadas muy seriamente o cesaran actividades, mientras que aquellas con efectivo en la mano se dedicaran a adquirir y negociar nuevas áreas proliferas, esperando que la situación de los precios se revierta.

El impacto en los Estados Unidos ya se ha hecho notar. El número de permisos (*permits*) para nueva actividad ha caído en forma significativa, lo que se refleja ya una disminución de la actividad futura. Lo acontecido en Estados Unidos puede en cierta manera extrapolarse al petróleo no convencional de Canadá.

El caso argentino, en la provincia de Vaca Muerta, es algo distinto. Vaca Muerta es un área que por la extensa actividad geológica de décadas pasadas, es ya considerado un muy

prolijo shale. Se está al presente en la búsqueda de los *sweet spots* y hay actividad e inversiones comprometidas para pozos pilotos y para determinar productividad a las técnicas aplicadas. Esta actividad no se detendrá. El *factory drilling*, fuera de lo que pueda hacer la asociación YPF-Chevron, estará aun muy contenida.

No es lo mismo romper la roca en los Estados Unidos que en Argentina. Los costos de perforar pozos masivamente en Estados Unidos son y serán menores, por la escala, la logística, el acceso a tecnología y equipos, el acceso a financiamiento, etc., etc.

También se tienen diferencias en el escenario de precios. No olvidemos que en Argentina las remuneraciones por el nuevo gas natural producido están amarradas a un precio regulado de 7.50 dólares por millones de BTUs. En Estados Unidos, hace mucho que el mercado dictamina precios de alrededor de 4 dólares por millón de BTUs. Los precios del petróleo están amarrados al regulado Medanio y que fue recientemente reducido de 84 a 77 dólares por barril. La gran diferencia es que en los Estados Unidos los precios lo dictamina el mercado, mientras que en Argentina lo hacen los gobernantes del turno.

De mantenerse los precios bajos del petróleo, la actividad en la explotación de los *shales* en otras partes del planeta, muy escasa todavía, se limitará por lo pronto a realizar estudios para determinar donde están los *sweet spots* y perforar pozos pilotos dentro de estos *sweet spots*.

Un repunte de precios y cualquier tendencia alcista en los precios llevarán a una recuperación inmediata de la actividad en los *shales* debido a la dinámica presentada y analizada aquí. ●

\*Socio Director de Gas Energy Latin América (GELA) y de Drillinginfo. Fue Secretario Ejecutivo de OLADE y ministro de Hidrocarburos de Bolivia.

Es la experiencia...  
***Un verdadero aliado  
estratégico para la Industria  
de Energía***



**pwc**

Hoy es el momento para tomar acción y formar parte del precedente que cambiará la cadena de valor del sector de Petróleo y Gas en México. ***Estamos en la Ronda 1.*** Los retos son de grandes dimensiones, por ello necesita tener la seguridad de contar con los mejores aliados.

**Contactos:**

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

*Más información en: [pwc.com/mx/reforma-energetica](http://pwc.com/mx/reforma-energetica)*

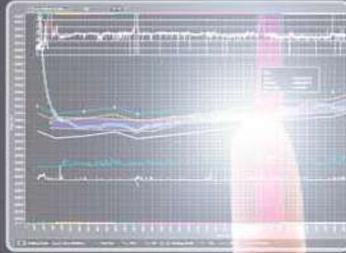
Mariano Escobedo 573 • Col. Rincón del Bosque • México, D. F. • 5263 6000

**Síguenos:**

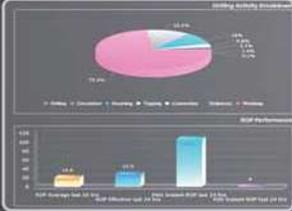


En PwC México vivimos la diversidad e inclusión como parte de la cultura de trabajo de nuestros colaboradores.

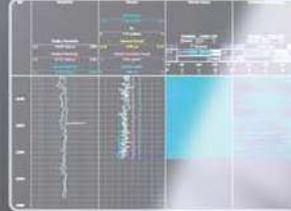
## GEONAVEGACIÓN



## ACTIVIDAD DEL POZO



## VISUALIZADOR DE REGISTROS



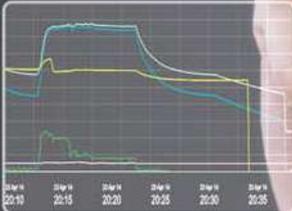
## MONITOREO DE LA PERFORACIÓN



## VISUA



## FRACTURAMIENTO



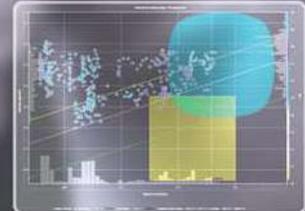
## TORQUE & ARRASTRE



## DIGITAL WELL FILE™



## ANÁLISIS



## LITOL



# Integración a su Alcance

El Líder Independiente en Soluciones de **Tiempo Real** y **Control Documental**.

Las mejores decisiones se toman cuando los datos de la operación están disponibles y son de fácil acceso.

En Petrolink, contamos con la mejor tecnología y el personal especializado para el análisis, interpretación y distribución rápida y segura de la información, que le permitirán dar seguimiento y controlar sus operaciones.

Encuentre la Solución en  
[www.petrolink.com](http://www.petrolink.com)

