

energía a debate

Una revista escrita por expertos del sector energético

ISSN 2007-6096



Va la Ronda Uno

Avances de Rondas 0 y 1

David Shields

El potencial petrolero

Edgar Ocampo

El mercado de proveedores

José Pablo Rinkenbach

Los desafíos

Analistas de PwC



Entrevista con
Pedro Joaquín Coldwell

La Reforma, oportunidad para las empresas mexicanas

www.pwc.com/mx

Un verdadero aliado estratégico para la industria de energía



pwc

Excelente asesoría cuando más la necesitaba. Conocían las oportunidades y riesgos de la implementación gracias al equipo de expertos que entendían el contexto estratégico para una ejecución adecuada. Indudablemente PwC es una firma global líder de opinión y con la experiencia necesaria para apoyarnos en el logro de nuestros objetivos.*

*Encuesta de satisfacción del cliente 2013 *Sector Energía*

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

Síguenos:



@PwC_Mexico



PwC México



PwCMx



pwc.mx



PwC México



Busca nuestra App para iPad
"PwC México"

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

The world's leading sustainability consultancy



Our key services are the following:

- Corporate Advisory Services (CAS)
- M&A Advisory Services
- Site Search/ Environmental Planning
- Environmental Impact Assessment (EIA)
- Social Impact Assessment (SIA)
- Occupational Health & Safety Services
- Oil Spill Contingency Planning



Environmental Resources Management is a leading global provider of environmental, health, safety, risk, social consulting services and sustainability related services. We have more than 5,000 people in over 40 countries and territories working out of more than 150 offices. ERM is committed to providing a service that is consistent, professional and of the highest quality to create value for our clients.

Over the past three years we have worked for more than 50 per cent of the Global Fortune 500 delivering innovative solutions for business and selected government clients helping them understand and manage the sustainability challenges that the world is increasingly facing.

With nearly 20 percent of ERM's work being performed for the oil and gas industry, we have completed more than 5,000 projects working with some of the world's largest and most recognized oil and gas firms worldwide.



Mexico City t.: +52 55 5000 2500 erm.mexico@erm.com www.erm.com



LA EXPANSIÓN ESTÁ EN EL HORIZONTE



La Industria Petrolera Mexicana se Está Expandiendo y También PECOM!

Únete a nosotros en PECOM 2015, el cual tendrá un área de exposición expandida, proporcionando compañías la oportunidad de hablar con autoridades decisoras en el mercado de gas y petróleo mexicano.

Con dos salas de exposiciones y un espacio al aire libre, los asistentes encontrarán los productos adecuados, servicios y soluciones en PECOM.

La reforma energética aprobada, será de vital importancia, pues actualmente diversas compañías de todas partes del mundo que nunca habían participado en PECOM, se encuentran entusiasmadas por participar en ella.

CONVOCATORIA DE PONENCIAS

Se invita a los profesionales de la industria a que presenten su síntesis para la Conferencia Técnica de PECOM 2015.

PECOM
Exposición y Conferencia del Petróleo de México

14-16 DE ABRIL, 2015

Parque Tabasco, Villahermosa, Tabasco, Mexico

Jennifer Granda
Gerente de Eventos
Directo: +1 713.874.2202
Movil: +1 832.544.5891
jgranda@atcomedia.com

ORGANIZADO POR: _____ PRESENTADO POR: _____

ATCOmedia
Atlantic Communications Media

OE Offshore Engineer



Año 10 Edición No.64 septiembre/octubre del 2014.
México, D.F.

DIRECTOR GENERAL

David Shields Campbell

GERENTE GENERAL

José Mario Hernández López

GERENTE DE RELACIONES PÚBLICAS

Ing. Alfredo Rangel Islas

rangel_energiaadebate@yahoo.com.mx

GERENTE DE PUBLICIDAD

Jessica Roxana Tobón Martínez

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.

DISÑO: Concepción Santamarina E.

SITIO INTERNET: Eduardo Lang

ADMINISTRACIÓN: C.P. Adrián Avila



Circulación certificada por
LLOYD INTERNATIONAL



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

www.energiaadebate.com

INFORMACIÓN SOBRE
PUBLICIDAD Y SUSCRIPCIONES AL
CORREO ELECTRÓNICO:

energia_adebate@yahoo.com.mx

mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx

Y A LOS TELÉFONOS:

5592-2702 y 5703-1484

REVISTA ENERGÍA A DEBATE. Año 9 Edición No. 64 septiembre/octubre de 2014. Es una publicación bimestral editada por Mundi Comunicaciones, S. A. de C.V. Sadi Carnot No. 35-21A Col. San Rafael C.P. 06470 Delegación Cuauhtémoc. Tels: 55 92 27 02 y 57 03 14 84. www.energiaadebate.com; mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx. Editor responsable: José Mario Hernández López. Reservas de Derechos al Uso Exclusivo No. 04-2013-011710160400-102. ISSN 2007-6092. Licitud de Título 14315. Licitud de Contenido No. 11888, ambos otorgados por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación. Permiso SEPOMEX No. PP09-1629. Impresa por Talleres Lara, Lourdes No. 87 Col. Zacahuitzco Deleg. Benito Juárez C.P. 03550. Este número se terminó de imprimir el 29 de agosto, con un tiraje de 12,000 ejemplares. Las opiniones expresadas por los autores no necesariamente reflejan la postura del editor de la publicación. No se permite la reproducción total o parcial de los contenidos de la publicación sino bajo previa autorización del editor responsable.

Editorial

Acelerar la Reforma

El Presidente Enrique Peña Nieto ha dado la instrucción de acelerar todos los aspectos y todas las tareas de la Reforma Energética. Con ese fin, el 13 de agosto pasado anunció un decálogo de acciones en ese sentido que darán mayor celeridad a la Ronda Uno de contratos de exploración y extracción y a la creación de los centros nacionales de electricidad y gas –Cenace y Cenagas–, de la nueva agencia reguladora de seguridad industrial y ambiental –ANSIPA–, del fondo público para promover el desarrollo de proveedores y contratistas nacionales, además de atender varios otros temas, incluyendo la publicación de todos los reglamentos de la Reforma Energética para fines de octubre próximo.

Es una agenda muy ambiciosa. Después de una engorrosa discusión de la Reforma en el Congreso, se comprende la necesidad, por razones políticas y para enviar las señales correctas a los mercados, de dar un renovado impulso a la implementación de la Reforma Energética. El Presidente Peña Nieto ha puesto al sector energía a trabajar a marchas forzadas en la más importante de las reformas. La duda es si el sector está listo para cumplir los plazos señalados por el primer mandatario.

Tan sólo la elaboración de alrededor de 26 reglamentos en apenas tres meses será una tarea hercúlea. Reguladores como la Comisión Nacional de Hidrocarburos y ANSIPA parecen poco preparados para los inmensos volúmenes de trabajo que implican sus nuevos deberes. Los tiempos de la Ronda Uno parecen demasiado apretados para que se realicen licitaciones para proyectos de tal magnitud, considerando la complejidad de las propuestas que las compañías interesadas deberán elaborar.

El riesgo que se corre es que, por instrumentar la Reforma con prisa, presiones e improvisación, se avalen acciones deficientes que lleven a malos resultados. Sin duda, se mantiene la expectativa de que habrá flujos masivos de inversiones a un mercado energético competitivo con nuevas oportunidades en México. Pero los resultados dependerán de cómo se formulan y se aplican las leyes y los reglamentos y cómo se promueven y se operan los proyectos que el país requiere.

Más adelante, México necesitará aún más reformas para reducir burocracia y para simplificar procesos y regulaciones en la contratación pública y en la ejecución de las obras. También para blindar a Pemex y CFE frente al poder político y lograr eficacia en el gasto público. Por desgracia, en esta Reforma no se habilita a Pemex y CFE para levantar capital en mercados, lo cual brindaría transparencia a sus actividades y operaciones.

Hoy, la prioridad es reglamentar y aplicar ese complejo conjunto de leyes que se promulgó en agosto, traduciéndolas en proyectos. La Reforma Energética será exitosa en la medida en que y trabajemos para convertirla en hechos positivos para el país. Pero no perdamos de vista que, en esta fase crítica de reglamentación e implementación, las prisas y la improvisación implican riesgos y pueden ser muy perjudiciales..

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.

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



IEF
INTERNATIONAL ENERGY FORUM

IGU
INTERNATIONAL GAS UNION
UNION INTERNATIONALE DU GAZ

4to. Foro Ministerial de Gas



10° CONGRESO Y EXPOSICIÓN
DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL
EN MÉXICO 2014

12 al 14 DE NOVIEMBRE 2014
FAIRMONT ACAPULCO PRINCESS



GRUPO COMUNICADOR ALBA
Tlacoquemécatl #21-101, Col. Del Valle,
Mexico 03200 D.F.
Phone: 55 59 61 69 / 55 59 08 66
Contact: ventas@grupoalba.com.mx

ALBA ENTERPRISES
14090 Southwest Freeway, Suite 300 #204
Sugar Land, Texas 77478
Phone: (281)340-2000
E-mail: jchavez@grupoalba.com.mx



México
Consejo de Promoción Turística

Publicaciones Oficiales

Oil & Gas
news

energía
debate

PetroQuiMex
La Revista de la Industria Petrolera

Petroleo
& energía

Contenido

La Reforma tiene un *timing* excelente.
ENTREVISTA A PEDRO JOAQUÍN COLDWELL... 9

Retos de la Reforma:
¿en espera del segundo milagro petrolero?
**GUILLERMO PINEDA, ALEJANDRO CASTILLO
Y JORGE PEDROZA...** 15

Así nos fue en las Rondas Cero y Uno.
DAVID SHIELDS... 20

¿Qué tan rentable y robusto podría llegar a ser el
mercado petrolero mexicano?
JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA... 27

¿Se revertirá el declive de la producción petrolera
por decreto?
EDGAR OCAMPO TÉLLEZ... 32

Crudos no convencionales y su impacto en el
mercado global.
LUIS VIELMA LOBO... 39

Más gas natural y a mejor precio en beneficio de
los mexicanos.
ITZEL MEYENBERG VALERO... 43

Adoptar conceptos de gobierno corporativo
en las empresas productivas del Estado.
**GERARDO BAZÁN NAVARRETE, GILBERTO
ORTÍZ MUÑIZ Y JESÚS CUEVAS SALGADO...** 46



Testigos sociales, refuerzo a la legalidad.
ELIZABETH YÁÑEZ ROBLES... 52

La inversión extranjera en el sector energético de
Latinoamérica.
**MARÍA TERESA COSTA CAMPI
Y GEMMA GARCIA BROSSA ...** 58

Cómo ahorrar gasolina.
RAMSES PECH... 64

El impresionante auge de los *shales*.
ÁLVARO RÍOS ROCA... 66

Se promulgaron las leyes secundarias de la Reforma Energética

El Presidente Enrique Peña Nieto promulgó las leyes secundarias de la Reforma Energética el pasado 11 de agosto en Palacio Nacional, luego de tres meses de discusión formal de dichas leyes en el Congreso de la Unión.

Son leyes que norman la apertura de los sectores petrolero y eléctrico al capital privado, además de otorgar una nueva naturaleza jurídica a Petróleos Mexicanos (Pemex) y a Comisión Federal de Electricidad.

Durante el evento, Peña Nieto ratificó su expectativa de que esta Reforma bajará los precios de los energéticos y expresó la intención de su gobierno de acelerar la implementación de la misma a través de un Decálogo Energético con diversas acciones a realizar en un plazo de 90 días, entre las cuales se contempla la plena reglamentación de todas las leyes secundarias de la Reforma, así como la creación de nuevas instituciones previstas en las leyes.

Dos días después de este evento, el 13 de agosto, se imple-

mentaron las primeras de esas acciones comprometidas con el anuncio oficial de los resultados de la Ronda Cero y el inicio del proceso de la Ronda Uno de contratos de exploración y producción.



DECÁLOGO ENERGÉTICO

10 principales acciones de corto plazo propuestas por el Presidente Peña Nieto el 11 de agosto del 2014.

01
AGOSTO

El 13 de agosto la Sener presentó los resultados de las asignaciones de áreas de exploración y campos de producción que conservará Pemex en la "Ronda Cero".

02
AGOSTO

Ese mismo día, se dieron a conocer las áreas de la primera ronda de licitaciones de la "Ronda Uno", para que la IP nacional y extranjera pueda empezar a participar en las licitaciones que se publicarán en 2015. Pemex dio a conocer las primeras áreas en las que se asociará con terceros.

03
AGOSTO

Se emiten los decretos de creación de los centros Nacional de Control de Energía y Nacional de Control del Gas Natural, organismos descentralizados y sectorizados a la Sener, para consolidar el mercado de energía eléctrica y el nuevo modelo de industria del gas natural.

04
AGOSTO

Se envía al Senado los candidatos a los órganos reguladores, consejeros independientes de Pemex y CFE, miembros independientes del Comité del Fondo Mexicanos del Petróleo para la estabilización y las comisiones Nacional de Hidrocarburos y Reguladora de Energía.

05
SEPTIEMBRE

Se creará el Fondo Mexicano del Petróleo y se emitirán decretos de creación del fondo público para promover el desarrollo de proveedores y contratistas, del Fondo SENER-NAFINSA, para la participación del Estado en proyectos de producción y Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

06
SEPTIEMBRE

Se inician programas para formar especialistas que requerirá el sector energético, con participación de la Sener, la SEP y el Conacyt.

07
OCTUBRE

Se publicarán todos los reglamentos de la Ley Secundaria Energética para dar plena certeza jurídica a las nuevas inversiones en este sector.

08
OCTUBRE

Se presentará el decreto de reestructuración y modernización del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) para fortalecer su misión como órgano nacional de investigación y desarrollo de la industria.

09
OCTUBRE

Se publicarán los lineamientos para la emisión de los Certificados de Energías Limpias, con los incentivos necesarios para el desarrollo de estas energías.

10
FINES DE AÑO

A fines de año se emitirá el Reglamento de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección del Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, para garantizar que las actividades del sector respeten las prácticas internacionales en materia de seguridad industrial y cuidado del entorno natural.

La Reforma tiene un *timing* excelente; los capitales voltean hacia México

Será un gran logro de la Reforma Energética si los empresarios nacionales participan activamente como operadores de campos petroleros y como proveedores de la industria energética. Además, se beneficiarán de las nuevas reglas de contenido nacional y contarán con un nuevo fideicomiso para financiarse, afirma el secretario de Energía en entrevista con David Shields.

PREGUNTA - El Presidente Enrique Peña Nieto ha dado la instrucción de acelerar la Reforma. ¿Cómo vamos?

Respuesta de Pedro Joaquín Coldwell - Vamos bien. Creo que haber resuelto con oportunidad la Ronda Cero y anunciado la Ronda Uno permite darle certeza a Pemex, lo cual hará que Pemex pueda iniciar ya la migración de los contratos –los contratos integrales de exploración y producción, CIEPS, y los de obra pública financiada, COPS– al nuevo régimen contractual, y definir, como ya lo ha hecho, sus primeros 10 proyectos donde saldrá a buscar socios que le aporten capital y tecnología. A la industria privada también le da certeza al brindarle un panorama de lo que se espera en la Ronda Uno, por lo que podrá ir planificando sus decisiones y escoger los bloques donde participará en estas primeras licitaciones.

Vamos a sacar dos decretos en agosto para crear el Centro Nacional de Control de Energía Eléctrica (Cenace) y del Centro Nacional de Gas (Cenagas), así como 26 reglamentos para el 31 de octubre próximo, algunos de ellos son nuevos y otros son modificaciones.

¿Estarán listos los reguladores, en particular, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (ANSIPA)?

Afortunadamente, la Reforma Energética del 2013 y 2014 fue precedida por otras reformas: la de los años noventa, que creó a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y la del 2008 que creó a la CNH. Aún cuando se requiere fortalecerlos, me parece que no partimos de cero y eso ha sido una ventaja. Aprecio que la CNH nos ha dado una asistencia técnica de primer nivel para dar el paso de la Ronda Cero y de la Ronda Uno.

La ANSIPA apenas se está formando. Ahí sí partimos de cero, pero esperamos que funcione a plenitud el año entrante. Tomamos en cuenta que los primeros contratos de exploración y para extracción se van a dar en el periodo mayo-septiembre del 2015, y las actividades extractivas no se llevarán a cabo antes de finales del segundo semestre del año. Nos da suficiente tiempo para consolidar la ANSIPA. Además, el Secretario de Semarnat tuvo el acierto de designar





El licenciado Pedro Joaquín Coldwell con el periodista David Shields.

a un funcionario con amplia experiencia en temas de seguridad industrial y ambiental.

¿Estos reguladores podrán supervisar y verificar?

Sí, deben contar con suficientes recursos humanos y personal en campo. Tanto la ANSIPA como la CNH deberán tener supervisores a pie de pozo bajo los nuevos regímenes contractuales para salvaguardar los intereses económicos de la Nación e incluso hacer compulsas con respecto a la facturación de hidrocarburos que hagan las empresas que se establezcan en México. La Reforma les da estabilidad presupuestal, ingresos suficientes, para que cuenten con los recursos humanos calificados para esas tareas de supervisión. Podrán acumular ingresos excedentes en un fideicomiso y cobrarán también por las funciones de supervisión que realicen.

¿Usted siente confianza en que los tiempos previstos serán suficientes para que las compañías elaboren sus ofertas? Porque para las compañías, creo, no es del todo fácil enfrentar retos de esas magnitudes.

Por eso anticipamos el anuncio de la Ronda Uno. Las compañías privadas ya saben que México ofrece 28 mil 500 kilómetros cuadrados de campos y áreas altamente diversificados. Creo

que tienen suficiente tiempo para evaluar. Estamos abriendo dos periodos de retroalimentación con la industria en este largo proceso de licitación. Uno que irá de agosto a noviembre, que será previo a la emisión de las prebases de licitación, y un segundo periodo que irá de noviembre a finales de enero, que será previo a la publicación de las bases de licitación.

¿Y ya se tiene retroalimentación?

Hasta ahora han sido contactos muy preliminares, generalidades. Estamos por fijar criterios de transparencia que regularán estas relaciones. En el caso de empresarios nacionales, queremos que sea por medio de los conductos institucionales, o sea, las organizaciones patronales formalmente establecidas. También podríamos recurrir a testigos sociales para poder tener esta retroalimentación sin sombra de sospechas.

¿Cuál es su visión de Petróleos Mexicanos dentro de la reforma? ¿Cómo lo ve a futuro?

Creo que para Petróleos Mexicanos, como a todas las instituciones del sector energía, la Reforma es un enorme desafío. Al interior de Pemex tiene que operar un cambio cultural, donde dejará de ser un organismo público descentralizado que controlaba casi toda la industria de hidrocarburos en México, para ser una empresa que tendrá que competir y asociarse. Ya en la Ronda Uno quisiéramos verlo participando asociado con unas empresas y compitiendo con otras empresas.

¿Cómo se va a dar esa asociación? Porque la asociación la entiendo como una unión de capitales.

Lo permite la Ley. Me parece que uno de los rezagos mayores del antiguo modelo energético es que limitaba a Pemex en su capacidad de asociarse. Creo que eso rezagó a Pemex en sus capacidades administrativas, tecnológicas y número de campos que podía explotar. Era casi la única empresa del mundo que no podía tener este tipo de asociaciones. La Reforma abre la posibilidad de los *farmouts* y creo que éste es un paso histórico para Petróleos Mexicanos para bien.

Pero, ¿estamos blindando a Pemex frente al poder político? Yo veo que el Presidente de la República y la Secretaría de Hacienda siguen influyendo mucho.

Pemex está iniciando una transición en ese sentido.

Seguiremos presentes ahí representantes del Estado, de varias secretarías, pero con consejeros independientes en igual número que el Estado. Se ha iniciado un proceso que, con gradualidad, es importante. Ha ganado Pemex avances históricos, por ejemplo, su autonomía presupuestal. Sólo se coordinará con Hacienda para efectos del techo de endeudamiento y el tope de la partida presupuestal de remuneraciones salariales. Tendrá amplias facultades de decidir a través de su consejo de administración hacia dónde debe de invertir sus utilidades. Es un avance extraordinario.

¿No será que hemos creado un modelo híbrido en México entre lo que tuvimos, el Pemex de antes, y el modelo tipo Petrobras que está en Bolsa, que recibe capitales directamente a través de acciones? ¿Pemex evolucionará hacia una empresa más tipo sociedad anónima, más libre de las ataduras políticas?

No había condiciones políticas para llevar la Reforma al extremo de que nuestras dos empresas públicas cotizaran una participación minoritaria de su capital en la bolsa de valores. Me parece que eso tendrá que ser un tema del futuro. Las reformas finalmente no se hacen de una vez y para siempre. Se dio un gran paso, pero este modelo mexicano se irá evolucionando y enriqueciendo.

¿Y cómo ve usted a Pemex y CFE dentro de los mercados eléctrico y de combustibles?

La Reforma establece lineamientos para que ambas empresas incursionen en mercados. Por ejemplo, el Cenagas asumirá los contratos de transporte de Pemex y la gestión del Sistema Nacional de Gasoductos. Hay candados para que una empresa que produce gas pueda transportarlo y/o también comercializarlo y esto nos lleva a un mercado de competencia.

En el caso de la CFE, la Reforma también obliga a que la CFE se segmente de manera vertical entre generación, transmisión, distribución y comercialización, pero también de manera horizontal en empresas que estén separadas bajo sistemas de “muralla china” –como se le conoce en el *argot*– para evitar su dominancia en el mercado eléctrico.

También veo a Pemex y CFE compitiendo entre sí. Pemex está lanzando un programa muy importante de cogeneración eficiente, 2,000 megawatts al año, que le va a servir para autoabastecerse de electricidad y podrá llevar sus excedentes al



mercado eléctrico. Y CFE abrirá su empresa comercializadora de gas y podrá competir con Pemex y los privados.

¿Cómo ve al sector energético mexicano en el mundo actual, competitivo y turbulento. ¿Estamos bien o no?

En el contexto internacional veo un excelente *timing* de la salida de México en su Ronda Uno, sobre todo por la inestabilidad que se está dando en Euroasia y las convulsiones en el Medio Oriente. México ofrece reglas claras en su Reforma Energética y un clima de estabilidad política que lo hace muy atractivo para captar inversiones. Estamos viendo que en los mercados internacionales las empresas están volteando a ver a México como una opción importante para invertir en los próximos años.

Vemos también una reacción muy importante en los empresarios nacionales. Algunos que ya estaban en el sector desean reconvertirse en empresas operadoras de petróleo y otros están pensando transitar, ya sea comprando empresas internacionales o formando nuevas. También vemos interés de empresarios

extranjeros por buscar socios nacionales.

El Presidente Peña Nieto ordenó la creación de un fondo público para promover el desarrollo de proveedores y contratistas. ¿Qué nos comenta al respecto?

Estamos trabajando en el diseño de este fondo para apoyar a las empresas mexicanas. Seguramente será un fideicomiso que hagamos con Nacional Financiera y será fundamental para apoyar a las Pymes. Se tiene el compromiso de tenerlo listo en 90 días. También la Secretaría de Economía está trabajando en la metodología de la integración de proveedores nacionales en materia de exploración y extracción de hidrocarburos. La Ley mandata 25% de contenido nacional. Arranca en 25% y se incrementa un punto porcentual anual hasta llegar al 35% en 10 años. Habrá una metodología para medir esto para que haya una real integración nacional y el secretario de Economía me comentó que la tendrá muy pronto y que la considera una prioridad. Esa secretaría creará una unidad que evaluará el contenido nacional y reportará a la CNH si hay faltas o incumplimiento para que la CNH proceda a sancionar.

El gobierno tiene gran interés de ver empresarios nacionales participando como proveedores de la industria de los hidrocarburos y ése es uno de los logros que debe dar la Reforma Energética mexicana. Es algo que el sector empresarial mexicano añora y en el sector público queremos facilitar que se cumpla.

Hemos apostado una vez más a los hidrocarburos en esta Reforma. ¿Es lo prudente? ¿No han quedado relegadas las energías limpias y la transición energética?

México no puede prescindir drásticamente de los hidrocarburos, ya que casi 35% del presupuesto se financia por la producción de fósiles. Por otro lado, en Norteamérica el gas natural está jugando un papel muy importante tanto en la transición energética como en la competitividad económica.



Sin embargo, no se relega la transición energética. El gobierno está trabajando en esa dirección. Por ejemplo, en investigación hemos creado tres centros de investigación tecnológica: en materia de geotermia, solar y eólica. Y la Reforma establece incentivos para las energías verdes, como el certificado de energías limpias. Además, creemos que una de las limitantes que existe para la inversión actualmente en la materia es que en algunas zonas del país con vocación de energías eólica, solar o geotérmica, no existen líneas de transmisión eléctrica. El modelo anterior limitaba al Estado a financiar las líneas; ahora se podrá captar capitales privados para construir estas líneas de transmisión.

¿Los certificados serán obligatorios y en cuánto tiempo se prevé que esto podría estar operando?

Entendemos que en cuanto opere el mercado eléctrico, en 16 meses, estaremos también implementando los certificados de energías limpias. También entiendo que los partidarios de las energías verdes aún ponen en duda el papel que tiene el gas natural, que es un elemento central de esta Reforma. Pero el gas es la más limpia de las energías fósiles y su uso es clave en la generación de electricidad para poder bajar costos y las tarifas eléctricas en el país. CFE está trabajando para sustituir o dar de bajar 17 plantas que actualmente trabajan con diesel y combustible contaminando el ambiente y, además, encareciendo la tarifa eléctrica. Si logramos cambiarlas a gas, vamos a dar un gran paso ambiental y de racionalidad económica en las tarifas.

En este mismo contexto, ¿se mantiene la meta oficial que está en la Ley de Cambio Climático de que el 35% de generación eléctrica sea con energías limpias en el año 2024?

Sí, la mantenemos. ●



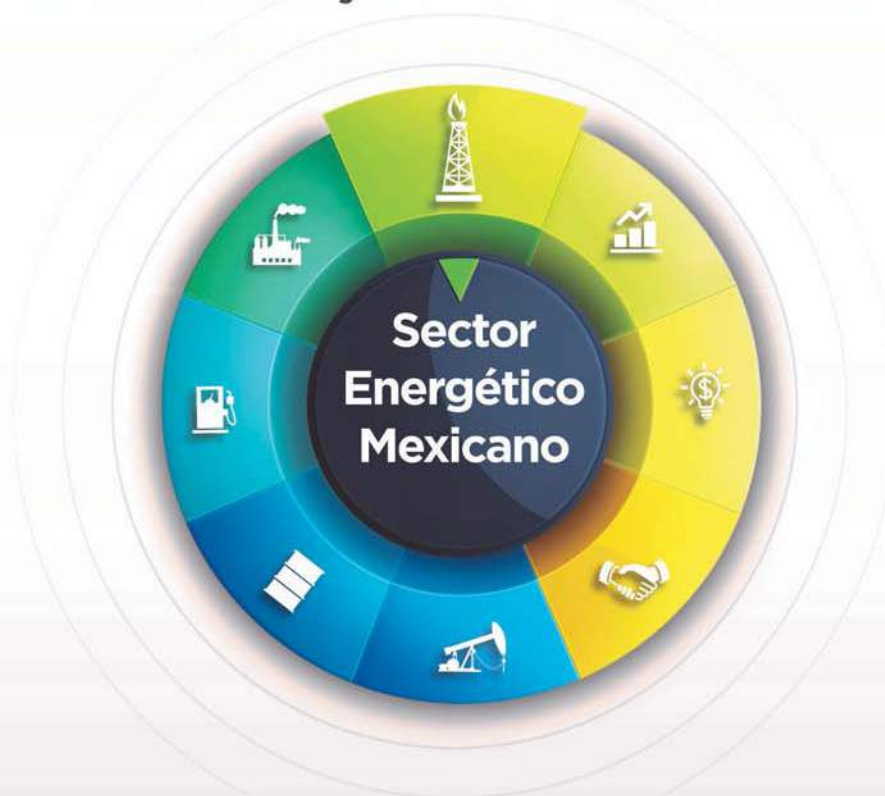
Una década de apoyo a PEP



Empresa mexicana del año 2014
otorgado por el Latin American
Quality Institute

Presentan

¡Estudio inédito y único acerca de la rentabilidad de los yacimientos mexicanos y del mercado de servicios a pozos!



Este documento le dará acceso a información del sector de servicios a pozos terrestres y marinos. El estudio ofrece un panorama completo de la situación actual y los retos estratégicos de la industria petrolera mexicana. Adicionalmente, presenta los principales esquemas de contratación y un análisis de la reforma energética y sus implicaciones

Asegure el éxito en su inversión en el sector

Energético Mexicano

www.cbmex.com.mx

www.aindaconsultores.com.mx

contacto@aindaconsultores.com

Tamaulipas • Nuevo León • Texas • Coahuila • Chihuahua

Border Energy Forum

XXI

United States • Mexico

October 15-17, 2014

15-17 de octubre de 2014

Monterrey, Nuevo León

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

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

borderenergyforum.org

512.463.3918



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



New Mexico • Arizona • Sonora • Baja California • California

Retos de la Reforma: ¿en espera del segundo milagro petrolero?

El flujo de la inversión extranjera puede ser más lento de lo predicho; la falta de detalles para enfrentar las dificultades que acosan a los sectores midstream y downstream, especialmente...

GUILLERMO PINEDA, ALEJANDRO CASTILLO Y JORGE PEDROZA*

La rapidez con la cual la Reforma Energética ha sido promulgada demuestra una fuerte voluntad política para reducir las preocupaciones de los inversionistas y evitar posibles dificultades gracias a lo aprendido de otros países con experiencias similares. La industria ahora estará enfocada en las leyes secundarias y sus respectivos reglamentos, en especial, la participación de las compañías petroleras internacionales, dada la gran cantidad de reservas y formaciones comercialmente productoras de hidrocarburos en México. Tal es el caso de la continuación del Eagle Ford en territorio mexicano y de las aguas profundas del Golfo de México.

Si bien la Reforma Energética de México ofrece grandes oportunidades, también implica nuevos retos financieros y políticos con los cuáles lidiar, entre ellos: i) la inversión extranjera será limitada hasta después de 2015, lo cual significa que cualquier impacto material en la producción mexicana o en los suministros del petróleo mundial hasta después de 2020 podría no ser muy significativo; ii) las tasas de declinación en los campos existentes; y, iii) los asediados sectores *midstream* y *downstream*, que no fueron ampliamente abordados por las reformas, lo cual podría significar que los flujos de inversión extranjera no sean muy elevados en esos sectores.

El impulso de las reformas

En un intento por contrarrestar la caída en la producción de petróleo y liberar el potencial de sus aguas profundas y reservas no convencionales, el gobierno mexicano ha introducido un nuevo proyecto de ley para abrir el sector energético, que tiene como características principales:

- Se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución mexicana, donde se define la rectoría de la Nación sobre los recursos y se regula la inversión extranjera en el sector petrolero;
- Se permiten contratos de licencia, basados en regalías y

pago adicional al Estado, y contratos de producción y utilidad compartida. Se ratifica que las concesiones seguirán siendo prohibidas y que la asignación de reservas será exclusiva para las empresas productivas del Estado (EPE);

- Serán elegidos diferentes tipos de contratos para proyectos específicos, con el fin de ser más atractivos los diferentes bloques, considerando los distintos tipos de costos y riesgos. Pemex tendrá un derecho preferente en la licitación de estos bloques a través de la migración de asignaciones a contratos;
- Habrá mayor autonomía para Pemex frente a posibles injerencias políticas con una reestructuración de la empresa para centrarse más en exploración y producción (en su nuevo papel como EPE);
- Se crea un fondo petrolero soberano, siguiendo el modelo del fondo noruego, con el fin de convertir los ingresos petroleros en ahorros y pensiones de largo plazo, con un fideicomiso controlado por el banco central autónomo de México acorde con la nueva ley promulgada (Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo);
- La Comisión Reguladora de Energía (CRE) regulará y gestionará los contratos y concesiones en las actividades de *midstream* y *downstream*. La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) regulará las actividades *upstream* de la industria. Será un órgano técnico encargado de la administración y contratos en exploración y producción, realización de licitaciones y manejo de la base de datos técnica. Junto con la Secretaría de Energía (Sener), identificará las áreas para exploración y producción y supervisará las áreas de diseño técnico de los contratos.

El alcance de la actual reforma tiene como objetivo incrementar la competencia en el sector y permitir el acceso a mayor inversión para hacer más competitiva a la industria. No obstante, presenta serias dificultades para su desarrollo, ya que el ritmo de

* Guillermo Pineda es Socio Líder de la Industria de Energía en PwC México (guillermo.pineda@mx.pwc.com). Alejandro Castillo y Jorge Pedroza forman parte de la coordinación del Sector Energía en PwC México.



la reforma excede la capacidad de México para controlar y reorganizar la industria energética. Un ejemplo claro es señalado por Sen Amrita y Upadhyaya Shweta (2014) y evitar, quienes señalan que, “en la parte del Golfo de México que corresponde a Estados Unidos, toma de 3 a 7 años desde que la licencia es entregada hasta encontrar petróleo. Esto ocurre a pesar de que Estados Unidos cuenta con un régimen fiscal más estable que en México, con un conocimiento superior sobre la geología, un mejor desarrollo en infraestructura y un fuerte sector de servicios”. Además señalan que “las reformas actuales del sector energético probablemente no tengan un impacto significativo sobre la producción mexicana antes de la próxima década y que las proyecciones del crecimiento de producción de Pemex por 0.7 millones de barriles diarios en el periodo de 2014 a 2018 no son realistas”. Estas expectativas se basan en los siguientes puntos:

- La caída pronunciada de la producción base de petróleo de México y los pocos y nuevos campos grandes de producción que entrarán en funcionamiento, que son poco probable que sean capaces de compensar los descensos de los campos existentes;
- El rezago de reservas en aguas profundas 1P y 2P (probadas y probables). Además, México tendrá que competir con Brasil y Angola, quienes también están tratando de llamar la atención de inversionistas, y que potencialmente presuman un mayor número de reservas probadas en aguas profundas que México.
- La falta de atención de la reforma sobre los sectores *midstream* y *downstream*, mismos que podrían representar un gran atractivo para los inversionistas extranjeros. Cerca del 40% de los sistemas de ductos de México están operando a su máxima capacidad, dando lugar a recurrentes cuellos de botella.

Reforma en la práctica

El proceso para asegurar el interés de los inversionistas privados en ciertos bloques de exploración está ligado a los campos que Pemex obtuvo para su primera cartera de producción a través de la Ronda Cero. Pemex ha solicitado el 31% del total de recursos prospectivos, de los cuales 74% son campos convencionales y 26% son recursos no convencionales. Los recursos convencionales solicitados incluyen campos de petróleo y gas en las costas, así como sus yacimientos marinos existentes en aguas poco profundas, áreas en aguas profundas en la zona del Cinturón Plegado Perdido y algunos campos en desarrollo que producen petróleo extra pesado. Debido al potencial de los campos de Chicontepec y la inversión

implementada en su desarrollo, Pemex solicitó mantener algunos campos de las áreas que actualmente están en producción y son viables comercialmente, dejando el 69% de recursos abierto a licitaciones para inversionistas. Después de la Ronda Cero, la Ronda Uno de licitaciones es probable se celebre en el primer semestre de 2015 y la exploración se estima se inicie a finales de 2016.

La Reforma Energética de México exige que Pemex mantenga la participación de 20% de los proyectos en el Golfo de México profundo; esta misma ley también aplica para yacimientos transfronterizos. Pemex tiene una ventaja comparativa en la producción en aguas someras, donde los costos de descubrimiento, desarrollo y recolección son bajos. Los proyectos solicitados por Pemex en la Ronda Cero son una mezcla de campos donde Pemex opera actualmente y campos que ya ha explorado y considera comercialmente viables. Incluso con la apertura del sector petrolero será una difícil tarea reducir las tasas de declive en los campos maduros de aguas someras. Por lo tanto, el desarrollo de nuevos campos es importante para estabilizar la producción, siendo necesaria una mayor inversión en explotación.

En la Ronda Uno se ofertarán 169 bloques, de los cuales 109 corresponden a proyectos de exploración y 60 a proyectos de extracción. Los bloques cubren una superficie de 28,500 km², de los cuales 91% corresponden a áreas de exploración y el restante 9% a campos en extracción.

Perspectivas de Pemex en *upstream* y probables deficiencias

Pemex considera que la producción en sus yacimientos en aguas someras se reduzca en 0.3 millones de barriles diarios para 2018, a pesar de sus expectativas de que las reformas se realizarán en 2015 y que la producción de nuevos campos se materializará en 2016. Un escenario optimista se daría si Pemex logra contrarrestar las tasas de declive a través de técnicas de estimulación primaria y secundaria, tales como *enhanced oil recovery*, EOR (inyección de nitrógeno para bombear gas a alta presión) y estabilizar las tasas de producción. Otro posible escenario, posterior a 2017, trae consigo una disminución importante similar a la observada en Cantarell, lo que tendría enormes implicaciones para la producción total de petróleo mexicano. En resumen, la producción de petróleo en aguas someras seguirá disminuyendo pese a las reformas implementadas, debido al reducido tamaño de las nuevas incorporaciones. Las únicas adiciones importantes para los próximos años son los campos de Tsimin y Ayatsil. Tomando en cuenta las tasas de declive de las



ABS Group

Services de México S.A. de C.V.

Administración de Activos

MONTERREY

rvega@abs-qe.com

VERACRUZ

jorosa@eagle.org

MÉXICO

mcinta@eagle.org

CD CARMEN

jtorga@eagle.org

REYNOSA

agonzalez@eagle.org

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

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



Hamburgo #254-2

Col. Juárez, C.P. 06600, México D.F.

Tel. 52 (55) 5511 4240 FAX 52(55) 552562

mcinta@eagle.org, smorales@absconsulting, cgonzalez@eagle.org

cuencas maduras, la producción global de estos dos campos sólo compensará parcialmente la caída de Cantarell y Ku Maloob Zaap (KMZ).

En lo que respecta a la producción en aguas profundas o campos en desarrollo, se prevé un desempeño favorable a 2018, debido al gran potencial de reservas en el Golfo de México. La apertura de este sector a las empresas petroleras internacionales acelerará el proceso, pero los avances dependerán de los proyectos. El éxito obtenido por las *supermajors*, en particular, BP, Chevron y Shell, que operan en aguas profundas del Golfo de México, alentó a Pemex para explorar su propia base de recursos, así como los que se encuentran en la frontera con Estados Unidos. La perforación exploratoria entre 2007 y 2011 reveló 4 prospectos en aguas profundas: Cinturón Perdido, Salina del Bravo, Cordilleras Mexicanas y Catemaco. Pemex ha perforado 6 pozos desde entonces y la base de recursos está estimada en al menos 13 mil millones de barriles (reservas 3P). Por otra parte, para fomentar una mayor cooperación, en febrero de 2012, Estados Unidos y México firmaron un Acuerdo Transfronterizo de Hidrocarburos, que establece un marco de cooperación y de marco regulatorio para el manejo de la seguridad y la utilización de manera conjunta de las reservas transfronterizas.

Una opción importante en cuanto a inversión, son los no convencionales. Un ejemplo claro es Chicontepec. México ha fijado altas expectativas en este activo, porque representa alrededor de un tercio de las reservas totales de México. La extracción de estos recursos ha sido difícil y cuestionada debido a las dificultades geológicas y tecnológicas: el proceso de fractura hidráulica y el estado de baja presión de los campos reduce las tasas de recuperación y requiere la perforación de un gran número de pozos para extraer petróleo en gran escala. Además, el atractivo comercial de los campos es reducido debido a los enormes desembolsos requeridos para construir la infraestructura que falta. Estos problemas indican que un aumento de la producción de los campos de Chicontepec en el corto plazo es muy poco probable.

La inversión es necesaria para incrementar el conocimiento en geología, la cual difiere en cada campo, y después para construir y desarrollar la capacidad. En la Ronda Cero, Pemex ha solicitado algunos campos estratégicos dónde opera con algunos socios.



Por otra parte, Pemex también predice un mayor crecimiento en aceites no convencionales. Para fomentar la producción de no convencionales es necesaria la participación extranjera para ayudar en la materialización de estas cuencas en tierra, pero la falta de infraestructura y recursos de perforación es probable que sean los inconvenientes clave.


Visualizando la perspectiva general, quizás el mayor problema con los pronósticos de Pemex son sus suposiciones sobre la inversión extranjera. Mientras que el capex de Pemex crecerá a 2% del PIB en 2017, se espera que la inversión privada crezca a una velocidad más alta y alcance el 3% del PIB. Esto es muy poco

probable que suceda, dado que las reformas aún se encuentran en una fase inicial, dónde los inversionistas empiezan a formarse expectativas. Se augura que la inversión privada empiece a llegar en pequeñas dosis a partir del año próximo, para después incrementar más de 5 veces durante el periodo 2016 a 2020. Esto será liderado por la inversión en proyectos de aguas profundas, seguidos por no convencionales y, finalmente, algunos en la capacidad de refinación.

Conclusiones

Los resultados de la reforma en el sector energético dependerán en gran medida de los lineamientos ya aprobados en las leyes secundarias y los que vienen en sus respectivos reglamentos, lo que dictará el tamaño de las consecuencias transformadoras y duraderas en el sector, así como el nivel de oportunidades a los inversionistas extranjeros y nacionales. Por lo anterior, el objetivo de esta reforma es identificar los desafíos y conseguir la eficiencia en los objetivos, para que se puedan materializar en el menor tiempo posible.

Entre los inconvenientes que se puedan presentar y dónde se debe actuar para asegurar una reforma con el objetivo único del desarrollo del sector se tiene: el flujo de la inversión extranjera puede ser más lento de lo predicho; la falta de detalles para enfrentar las dificultades que acosan a los sectores *midstream* y *downstream*, especialmente, en cuanto a infraestructura se refiere; la mejora en el desempeño de Pemex para poder someterla a una mayor competencia; y, quizás el elemento más importante es, hasta qué punto la reglamentación podrá mantener los atractivos que posee actualmente Pemex frente a los nuevos escenarios de mercado abierto que están por llegar. ●



**Creamos
química
que hace que
una mayor
potencia ame
un transporte
más limpio.**

El precio del aumento de la movilidad es un incremento de emisiones. Si bien la sociedad no parece dispuesta a detener esto inmediatamente, la química nos ayuda a ir desde A hasta B con un menor impacto ambiental. Hemos disminuido el efecto ecológico que generan los coches de muchas maneras. Una de ellas gracias a los aditivos para combustibles que reducen las emisiones aumentando su eficiencia.

También fabricamos materiales que aumentan la capacidad de las baterías de los coches eléctricos, permitiéndoles competir con los automóviles convencionales para convertirse en una alternativa más viable.

Cuando mejorar el rendimiento también reduce el impacto ambiental es porque en BASF creamos química.

Para compartir nuestra visión, visite wecreatechemistry.com/automotive

 **BASF**
The Chemical Company

Así nos fue en las Rondas Cero y Uno

El resultado satisfizo las aspiraciones de Pemex y de inversionistas, pero inquietan algunos aspectos de transparencia y calendario.

DAVID SHIELDS*

El 13 de agosto pasado se anunciaron los resultados de la Ronda Cero y se dio a conocer un avance de lo que será la Ronda Uno de la Reforma Energética. Para los mercados y para los analistas e inversionistas, el balance se interpretó como positivo, ya que se logró un ambicioso equilibrio entre apoyar a Petróleos Mexicanos (Pemex) y hacer atractivo las áreas petroleras que se abrirán a la competencia. Los recursos abiertos a la inversión privada en la Ronda Uno resultaron mayores a lo esperado, con proyectos en varias regiones petroleras del país con características geológicas heterogéneas.

Sin embargo, dan motivos de preocupación varios aspectos de procedimiento y de transparencia, así como lo poco realista que resultó el calendario propuesto para las licitaciones de la Ronda Uno en el 2015.

En la Ronda Cero, Pemex obtuvo los campos y las áreas donde ha trabajado e invertido y donde ya obtiene producción comercial de petróleo y gas. Es decir, se le adjudicó exactamente lo que solicitó, equivalente al 83% de las reservas 2P (probadas y probables) del país. Se supone que esas asignaciones deben de ser suficientes para que Pemex mantenga su producción petrolera en 2.5 millones de barriles diarios en los próximos años, por lo que cualquier incremento futuro de la producción correspondería a nuevos operadores.

Para esos operadores privados y extranjeros quedará, en esencia, lo prospectivo, es decir, los espacios vírgenes o casi vírgenes del territorio nacional, donde se requiere un desarrollo integral desde la fase de exploración,

Primera Aproximación Ronda Uno:
Reservas y Recursos Prospectivos

Tipo	Volumen (mmbpce)	Bloques/Campos	Superficie km ²	Inversiones a 4 años (mm dlls)	Inversiones anuales (mm dlls)
Exploración (R. Prospectivos)	14,606	109	25,903	19,000	4,750
Exploración (Reservas 2P)	3,782	60	2,597	15,100	3,775
Asociaciones Pemex (farm-outs)		14*	ND	16,400	4,100
Reserva 2P:	1,557				
Reserva 3P:	2,664				
TOTAL				50,500	12,625

aunque también se contemplan campos maduros que Pemex ha abandonado o que no ha procedido a explotar comercialmente. Esto también era esperado y brinda oportunidades relevantes para las compañías que vendrán a invertir en el país.

Comienza la Ronda Uno

A partir de los resultados de la Ronda Cero, la Secretaría de Energía (Sener) anunció que se había adelantado el comienzo de la Ronda Uno, que tiene dos aspectos fundamentales. Por una parte, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitará las ofertas de compañías que deseen ser socios de Pemex en los proyectos en que se migren algunas de asignaciones de la Ronda Cero a contratos. Por otra, la CNH licitará un gran número de áreas a principios del año entrante: 169 bloques en un número no especificado de concursos. Los bloques abarcan una gran variedad de

geologías petroleras, que incluyen aguas profundas, recursos no convencionales, aceite extrapesado, campos de gas y campos maduros. La CNH iniciará un proceso de consultas con los interesados en estos proyectos antes de fines de este año, según se informó.

De acuerdo con la ficha técnica enviada por la Sener, en la Ronda Uno se ofertarán 169 bloques, de los cuales 109 corresponden a proyectos de exploración y 60 a los de explotación. Los bloques cubren una superficie de 28,500 kilómetros cuadrados. Se espera que estos proyectos atraigan inversiones por 8,500 millones de dólares anualmente entre 2015 y 2018.

Entre agosto y noviembre de este año, la Sener deberá definir las modalidades –licencias o contratos de producción compartida, presumiblemente– y los términos de los contratos. En el mismo lapso, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público deberá definir las

• *Director general de esta revista.*

Áreas de la Ronda Uno	Tipo	Volumen MMbpce	Bloques/campos
Aguas Profundas Área Perdido	Recurso Prospectivo	1,591	11
Aguas Profundas Sur	Recurso Prospectivo	3,222	17
Aceite y Gas de Lutitas	Recurso Prospectivo	142	8
Chicontepec, Ebano- Pánuco y Lutitas	Reserva 2P	2,678	28
	Recurso Prospectivo	8,442	62
Terrestres, Aguas Someras y Aceites Extra-Pesados	Reserva 2P	1,068	32
	Recurso Prospectivo	724	11
Nota: no incluye asociaciones de Pemex.			169

condiciones fiscales y las variables de adjudicación. La CNH conformará el cuarto de datos.

Según el calendario anunciado, entre noviembre y enero se publicarán la preconvocatoria para consulta y se buscará la retroalimentación de los interesados sobre los términos y condiciones de los concursos que vienen. Las licitaciones comenzarán propiamente en febrero con la venta de bases y con la apertura del cuarto de datos. Se prevé llevar a cabo la adjudicación de los diversos contratos entre mayo y septiembre de 2015.

Asociaciones y migraciones

Asimismo, se anunció que Pemex formará 10 asociaciones con compañías privadas para la explotación de campos o agrupaciones de campos. Se espera que el proceso de formación de asociaciones comience en noviembre de este año y se vayan formali-

zando a lo largo del año 2015, generando inversiones por 4.1 mil millones de dólares al año. De acuerdo con el Artículo 13 de la Ley de Hidrocarburos, la CNH realizará la licitación para escoger los socios de Pemex –un esquema que abona a la transparencia, pero que también es insólito, porque no se conocen casos en otros países donde un regulador le ayude a una compañía estatal a seleccionar a sus socios.

Este proyecto de asociaciones abarca campos maduros terrestres (Rodador, Ogarrio y Cárdenas-Mora) y marinos (Bolontikú, Sinán y Ek), campos marinos de aceite extrapesado (Ayatsil, Tekel, Utsil), campos de gas en aguas profundas (Kunah, Piklis) y descubrimientos en Área Perdido (Trión y Exploratus). Según Pemex, se trata de campos de alta complejidad técnica y alta intensidad de capital, que requieren para su desarrollo hacer la migración



de asignaciones a contratos y luego formar asociaciones con operadores privados.

Para completar esta fase de la gran apertura petrolera de México, se anunció un proyecto de migración de los contratos de servicios, otorgados a partir de la Reforma del 2008, es decir, los contratos integrales de exploración y producción (CIEP) y de obra pública financiada (COPF) a las nuevas modalidades de contratos que prevé la Reforma Energética actual.

Se trata de un grupo de 11 campos (ver recuadro), donde los resultados han sido decepcionantes –sólo 49 mil barriles diarios en los 11 campos–, que migrarán antes de que concluya este año, más otro grupo de 8 campos en Chicontepec y Región Norte que migrarán en el primer semestre de 2015. Según las autoridades, con este esquema se busca una mejor alineación de incentivos entre Pemex y sus contratistas para mejorar resultados y que los contratistas con un mejor desempeño tengan acceso a mejores condiciones económicas sin afectar los ingresos esperados para el Estado.

Según lo anunciado, se estima que la inversión total en campos petroleros atribuible a la Reforma Energética ascenderá a alrededor de 50 mil millones de dólares entre 2015 y 2018 –unos 12.6 mil millones anualmente, con un tercio en asociaciones Pemex-privados y dos tercios a través de las licitaciones de la Ronda Uno–. Así, se sientan las bases para la fase de ejecución de la Reforma Energética en su aspecto petrolero.

Con todo lo anterior –Rondas Cero y Uno, asociaciones y migraciones– se puede decir que el gobierno federal ha echado toda la carne al asador en esta primera fase de la apertura petrolera, ya que el esfuerzo anunciado abarca la inmensa mayoría de los campos petroleros conocidos en el país. Uno bien podría preguntar: ¿qué es lo que

Principales características de CIEP y COPF a migrar:

Area	Reservas 3P (MMBPCE)	Recursos prospectivos (MMBPCE)	Producción (a mayo 2014)	
			Aceite MBD	Gas MMPCD
Magallanes	93	-	7.4	10
Santuario	38	-	8.0	4
Altamira	13	13	2.1	0
Arenque	82	994	5.4	0
Pánuco	37	132	1.6	8
San Andrés	8	100	3.2	0
Tierra Blanca	4	37	1.4	0
Nejo	72	-	9.9	210
Ebano	46.2	-	10.2	0.8
Olmos*	3	-	0.0	3
Misión*	79	-	0.0	110
Suma	474	1,276	49	346

quedará para las Rondas Dos y Tres?

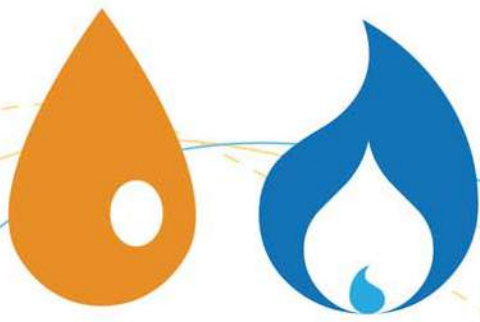
Cuestiones de transparencia

Se supone que correspondía a la Sener y a la CNH resolver la Ronda Cero y que también les corresponde llevar todos los procedimientos de la Ronda Uno. En ambos casos, sus determinaciones son vinculantes para los sujetos regulados, entre los cuales está Pemex.

En ese sentido, fue insólito observar que Pemex –y no sólo la Sener y la CNH– convocó a la ceremonia en la que se anunciaron los resultados de la Ronda Cero y los avances de la Ronda Uno el día 13 de agosto. En ese mismo evento, Pemex brindó información sobre sus planes futuros y anunció que había identificado campos y áreas exploratorias asignadas que podría considerar para asociaciones con terceros. Lo anterior indica que Pemex tuvo acceso a los resultados de la Ronda Cero, antes de que éstas fueran anunciadas.

En otras palabras, no se cuidaron las formas. No le corresponde a Pemex, como empresa productiva del Estado y sujeto regulado, estar sentado en la misma mesa con las autoridades de Sener y CNH en ningún momento de los procesos de Ronda Cero y Ronda Uno. Tampoco era correcto que Pemex anunciara sus planes en ese momento. Debió haberlo hecho en un momento posterior al anuncio de los resultados de la Ronda Cero, bajo el supuesto de que primero tenía que conocer los resultados y analizarlos, para después poder dar a conocer sus planes en cuanto a migraciones y asociaciones.

Lo anterior pone en entredicho el papel de la Sener como autoridad frente a Pemex como sujeto regulado. Si este tipo de situaciones irregulares continúa presentándose, podría causar problemas en la implementación de la Reforma Energética, porque hacer dudar que exista una cancha



Trabajando juntos para enfrentar los retos del futuro.

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



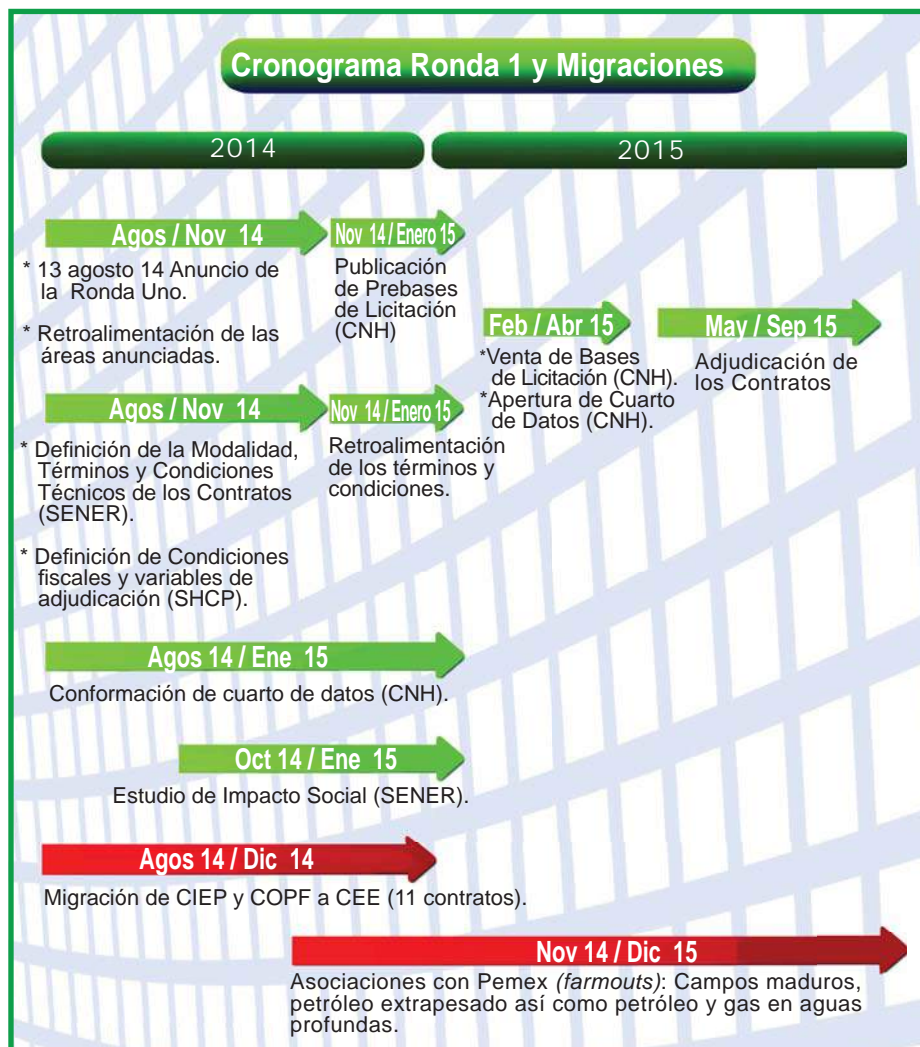
pareja. Además, da a entender que Pemex no es “un jugador más” o “una empresa más” frente a las autoridades, sino que más bien es una compañía estatal favorecida. También preocupa la aparente cercanía y cordialidad entre Pemex y la CNH. Parecía más sana la relación que existió entre ambos en el sexenio pasado, cuando se observó cierto nivel de discrepancia sobre distintos temas, como debe de ser normal entre un regulador y un sujeto regulado.

Surgen preguntas: ¿Pemex es el “jugador del gobierno” en la Ronda Uno? ¿Tendrá ventaja frente a los demás jugadores en las licitaciones de la Ronda Uno, en la que, evidentemente, pretende participar? ¿Pesará en esas licitaciones su poder político, su acceso a información técnica, su dominio sobre la infraestructura petrolera del país? ¿Cómo elegirá a sus socios en las asociaciones y cómo intervendrá en las licitaciones que organizará la CNH para seleccionar sus socios en el cambio de asignaciones a contratos? ¿Serán procesos transparentes o hasta qué punto habrá discrecionalidad y opacidad en las decisiones?

Dudas sobre el calendario

El calendario de eventos de la Ronda Uno despierta inquietudes. En primer lugar, no prevé una fase de precalificación de los licitantes, que debería considerarse indispensable para conocer las capacidades técnicas, operativas y financieras para proyectos específicos que realizarán en México. Esta fase normalmente tomaría al menos tres meses antes de iniciar las licitaciones propiamente.

Los tiempos del calendario son muy cortos para que las compañías licitantes puedan entregar todo el volumen de información que se deberá requerir de ellos. Toda compañía con serias intenciones de aportar al país va a exigir tiempo suficiente para



analizar las bases y los datos geocientíficos, con el fin de poder entregar una propuesta de calidad. Si no se le ofrece ese tiempo, no querrá participar. Asimismo, la Sener y la CNH van a necesitar tiempo para analizar y evaluar el caudal de información que recibirán, que será un volumen sin precedente en la historia de la contratación pública en México. El calendario parece ser inadecuado para ello.

Por lo anterior, no parece ser razonable vender las bases de licitación y abrir el cuarto de datos en febrero –considerando todo el análisis y trabajo a que esto obliga

por parte de las compañías– y luego pedirles a las compañías que entreguen ofertas en junio o julio para poder fallar en agosto o septiembre. Parece inviable agotar tantas licitaciones en tan poco tiempo como 4 ó 6 meses a partir de la publicación de la convocatoria, si el propósito es obtener resultados óptimos y que se realicen trabajos petroleros de calidad.

Por lo tanto, las cuestiones de transparencia y calendario causan preocupación sobre los procedimientos de la Ronda Uno. ●



FLOW EQUIPMENT LEADERSHIP

El portafolio de válvulas más amplio de la industria. Los programas más completos de ciclo de vida.



Cuente con Cameron por su experiencia completa en válvulas que van desde exploración y producción hasta transporte y refinación, en tierra o costa afuera. Ofreciendo la más amplia gama de válvulas de calidad en la industria. Con programas de gestión de ciclo de vida que optimizan el rendimiento y reducen los costos. Y la experiencia inigualable que viene con la solución de retos de nuestros clientes en todo el mundo. En cada segmento de mercado, desde la etapa conceptual hasta los servicios de pos-venta, cuente con los expertos en válvulas de Cameron.

► www.c-a-m.com/valves

EL MÁS AMPLIO PORTAFOLIO DE VÁLVULAS
MARCAS PREMIUM
PROJECT VALVE MANAGEMENT™ (PVM)
CAMSERV™ SERVICIO POS-VENTA

AD01490V SP

RAISING PERFORMANCE. TOGETHER™

 CAMERON

2014
SYMPOSIUM

Mexican

ENERGY INFRASTRUCTURE

November 4
HOUSTON, TX

Please join us November 4, 2014 at The Club Houston to hear about the current state of Mexican energy infrastructure and services, and to learn what are the short and long term needs and opportunities.

Join us for this exciting and memorable conference!

PETROLEUM
connection

www.petroleumconnection.com/MexEnergyInfra

¿Qué tan rentable y robusto podría llegar a ser el mercado petrolero mexicano?

De 986 compañías proveedoras de actividades sustantivas en exploración y producción, 370 están dedicadas al mercado de construcción de pozos.

JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA*

Al promulgar las Leyes Secundarias, el Gobierno Federal anunció 10 medidas de corto plazo para poner en acción la Reforma Energética, entre las cuales se contempló el anuncio de la Ronda Cero y Uno para exploración y producción de hidrocarburos. Lo anterior pone fin a la etapa de diseño de la Reforma y abre el período para la implementación de la misma. Ante esta perspectiva, muchos en la comunidad empresarial ya se están preguntando qué tan rentable y robusto podrá llegar a ser el mercado petrolero en México.

Hoy más que nunca, los inversionistas nacionales e internacionales están ávidos por entender el verdadero potencial de inversión y rentabilidad de los yacimientos del país, así como la capacidad de respuesta del parque nacional de proveedores de servicios petroleros. Los potenciales inversionistas, así como de investigadores, académicos y reguladores, entre otros, manifiestan la necesidad de contar con más y mejor información que les permita tomar mejores decisiones de inversión al momento de evaluar la estructura y potencial del sector petrolero nacional.

Durante décadas hemos escuchado historias acerca de como México, y en especial, el sector petrolero nacional son el “cuerno de la abundancia”. Estas historias, más que ayudarnos, han generado falsas expectativas y, en algunos casos, incluso malentendidos acerca del verdadero potencial y robustez del mercado petrolero nacional, mismo que ha sido bastante desconocido en términos de datos duros. La existencia de tantos proyectos de inversión en petróleo en tantos y tan diversos yacimientos a nivel internacional obliga que como país

seamos capaces de mostrar y promocionar con cifras concretas el potencial y solidez real de nuestra industria petrolera para atraer las inversiones que en la actualidad se canalizan a otras geografías.

En este sentido es crítico responder a algunos cuestionamientos críticos básicos como los siguientes:

1. Proveeduría de servicios

- o ¿Cuántas empresas de proveeduría de servicios petroleros existen en México y cuántas de éstas están calificadas para prestar servicios de alta calidad/especificaciones?
- o ¿Dónde se ubican y qué capacidad instalada tienen? ¿Cuál es su nivel de integración, es decir, qué tan amplio o reducido es su portafolio de servicios y productos?

2. Yacimientos/proyectos

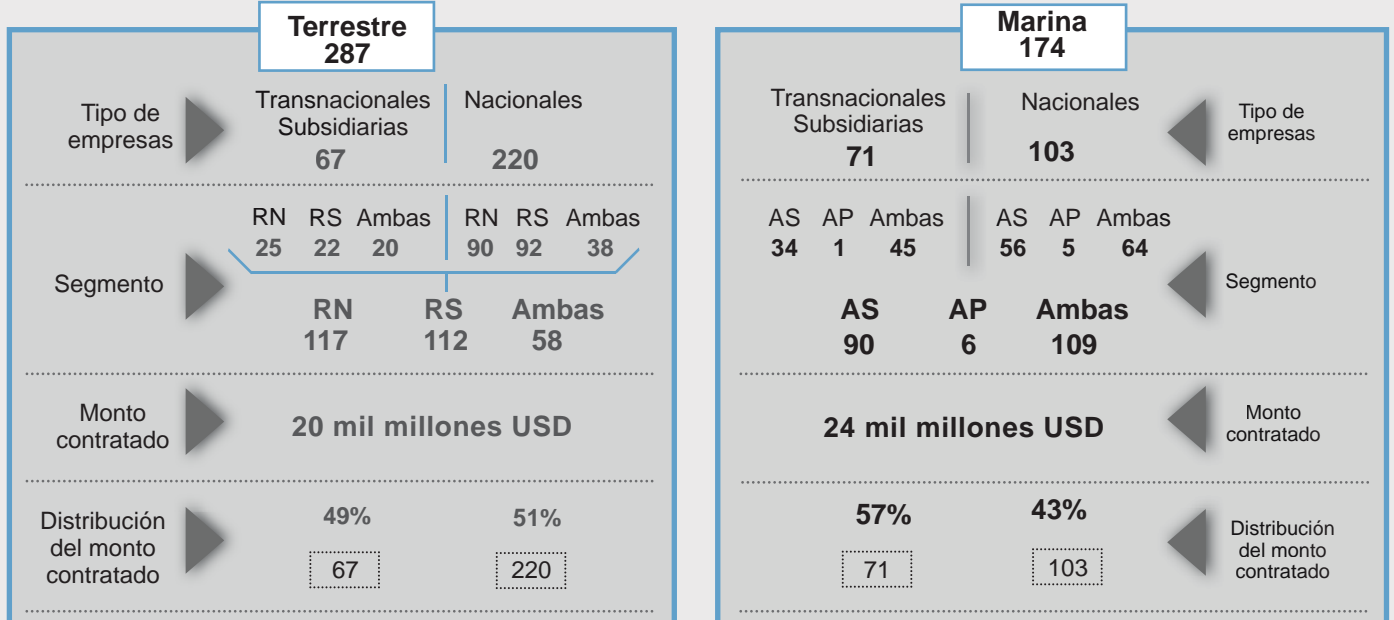
- o ¿Qué nivel de rentabilidad, valor presente neto y/o tasa interna de retorno (TIR) se puede esperar de los yacimientos mexicanos y cómo comparan estas variables contra yacimientos similares en otras partes del mundo? ¿Cuál es el monto promedio de inversión requerido y el tiempo de recuperación de la inversión? ¿Qué tan competitivos son?
- o ¿Qué tanto difiere la expectativa promedio de inversión y rentabilidad por geografía (i.e., terrestre vs. costa afuera), por tipo de yacimiento (i.e., convencional vs. no convencional) o por ciclo de madurez del yacimiento (exploración, desarrollo, *plateau* o campos maduros)?
- o ¿Cómo factorizar dentro de la evaluaciones económicas de

* Maestro en Negocios por Rochester y cuenta con diversos estudios especializados en materia contractual y fiscal en la industria petrolera. Es Director General de Ainsa 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.

Resumen del análisis de la industria energética en México

986 empresas en la industria energética de México de E&P

370 empresas en el mercado de servicios a pozos

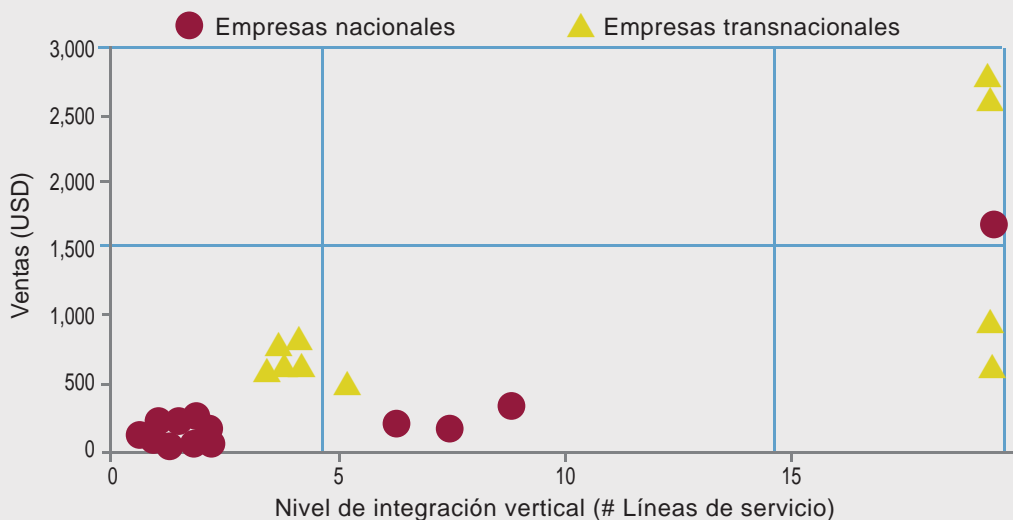


Derechos reservados Ainda Consultores SC / CBM Ingeniería Exploración y Producción S.A. de C.V. 2014.

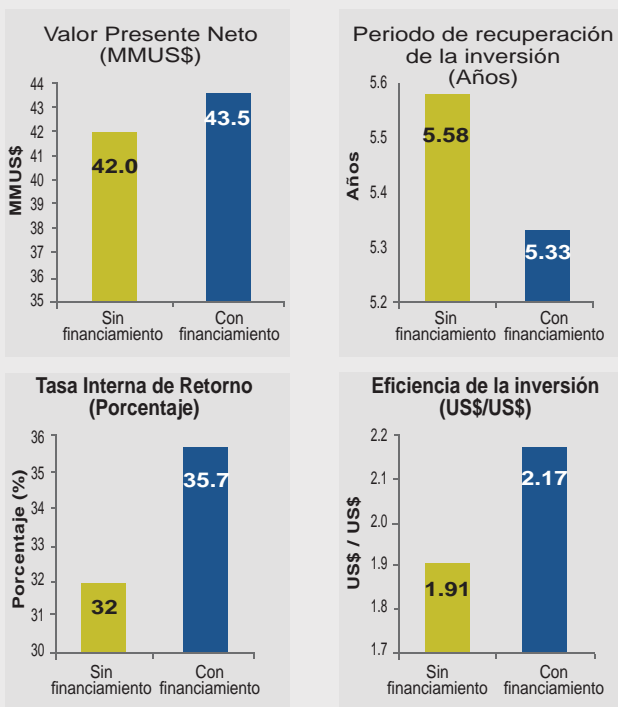
los proyectos diversos riesgos como de geología, de nivel de productividad, de instalaciones existentes, comercial, tiempo y costo de desarrollo, sociales, arqueológicos, acceso a proveedores calificados, entre otros?

o ¿Cuál será el impacto en las economías de los proyectos de diversos esquemas fiscales petroleros? Qué tan competitivo es el marco fiscal? ¿Cómo se adecuará a los distintos tipos de proyectos?

Ejemplo ilustrativo: 20 principales empresas nacionales e internacionales de servicios de perforación en tierra en México



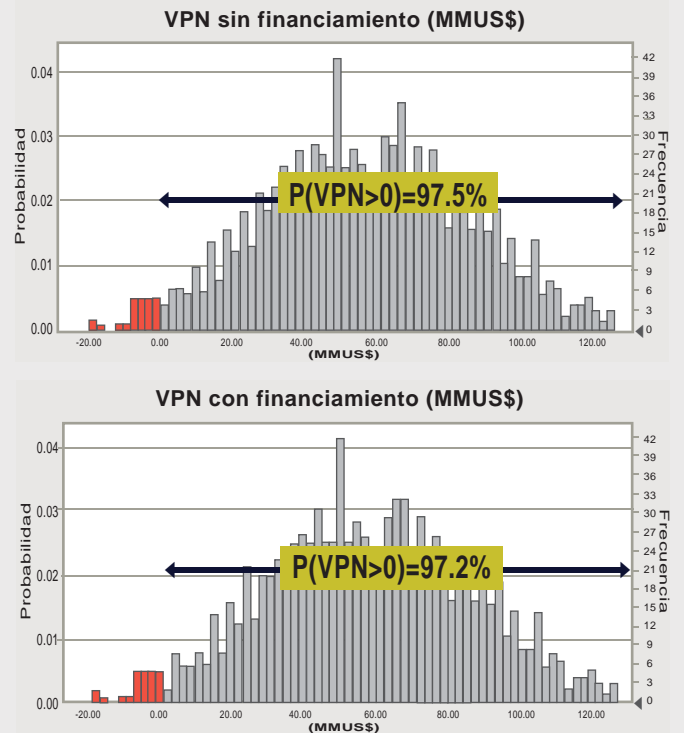
Resultados determinísticos



Fuente: Análisis Ainda

Ilustrativo

Resultados estocásticos



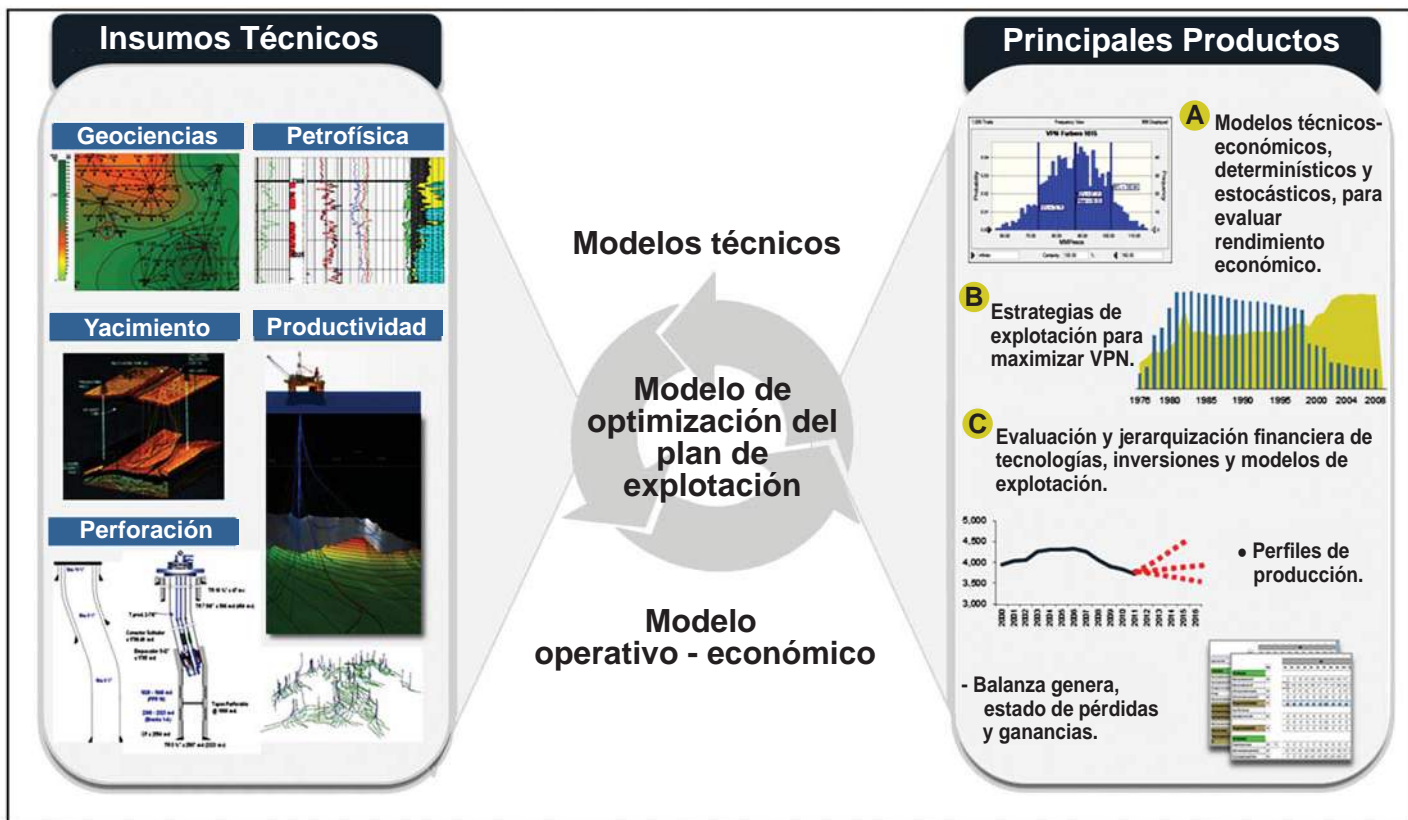
El desarrollo de los proveedores nacionales de exploración y producción ha dependido históricamente del desarrollo de Pemex, el cual hasta fechas recientes inició la publicación de un estimado muy agregado de sus niveles de requerimientos futuros. Con la apertura de la industria al capital privado y las cláusulas de contenido nacional, el desarrollo del sector dependerá de que los proyectos de explotación cuenten con una base robusta, amplia y competitiva de proveedores de servicios, en especial, de servicios a pozos que involucran el 60% de las inversiones totales en E&P. Si no realizamos lo anterior, corremos el riesgo de generar cuellos de botella a nivel de los proveedores que en la práctica limiten el desarrollo de la industria, tal y como ha sucedido en Brasil.

Recientemente, en la búsqueda de respuestas a estas interrogantes, se desarrolló un análisis único en México para identificar el universo de proveedores de servicios a pozos con operaciones en el país⁽¹⁾. Los hallazgos de dicho estudio, además de inéditos, son muy relevantes. Lo anterior toma mayor importancia para la fijación de políticas públicas y de estrategia competitiva de las

empresas en el sector ante el hecho de los porcentajes mínimos de contenido nacional exigidos como parte de la Reforma Energética. A partir de 2015 se tendrá que cumplir con un porcentaje mínimo de contenido nacional del 25% y para 2025 del 35%. Algunos de los hallazgos más relevantes de dicho estudio son:

- En México existen 986 compañías proveedoras de actividades sustantivas en la industria de E&P de hidrocarburos.
- De estas 986 compañías, sólo 370 están dedicadas al mercado de construcción de pozos.
- Lo anterior significa que del total de empresas en E&P el 37% se enfoca al sector donde se erogaron el 60% de las inversiones en E&P.
- De estas 370 empresas de servicios a pozos, 196 tienen operaciones terrestres, 100 en áreas marinas y 74 tanto en ambas áreas.
- A agosto de 2014, Pemex tiene contratados 44 mil millones de dólares en materia de servicios a pozos, de los cuales 20 mil millones son para operaciones terrestres.
- Si bien en las mejores prácticas internacionales es común la oferta de servicios integrales de perforación, en México esta oferta es limitada y provista abrumadoramente por empresas transnacionales. Mientras que en áreas te-

(1) Fuente: Estudio de mercado de empresas que participan en el sector energético mexicano en E&P: Servicios a pozos en áreas terrestres y marinas, Ainda Consultores / CBM, Agosto 2014.



restres apenas el 25% de las empresas son trasnacionales, éstas llegan a representar el 50% del monto contratado.

En las mejores prácticas la estrategia de procura de equipos, materiales y servicio a pozos está evolucionando hacia esquemas cada vez más integrados y basados en la corresponsabilidad de los contratistas con los resultados. En el caso mexicano, los servicios integrados han permitido que las empresas trasnacionales desarrollen e implementen mejores prácticas en el desarrollo de sus proyectos, potenciando así la creación de valor y ampliando su ventaja respecto a empresas nacionales. A mayor nivel de integración y corresponsabilidad con los resultados, los operadores de E&P migran de contratar servicios particulares a contratar soluciones integrales a un menor número de empresas, las cuales deben contar con un portafolio ampliado de servicios.

Si bien en México en principio existe un número amplio de empresas nacionales de servicios a pozos, éstas tienen un portafolio muy limitado de líneas de servicio. De hecho, mientras la perforación y terminación de pozos requiere de 20 líneas de servicios críticas, las empresas nacionales en promedio sólo cuentan con una oferta de dos a tres líneas de servicios.

Por otra parte, los cuestionamientos críticos en materia de yacimientos toman importancia ante los resultados del estudio publicado en septiembre 2013 por el *Independent Project Analy-*

sis ("IPA") que indica que "mientras la mayoría de los proyectos generan ganancias, éstas tienen más que ver con el crecimiento de precios de la década pasada que con la excelencia en la planeación y ejecución de proyectos". De hecho "el proyecto promedio de E&P genera menos del 70% del valor presente neto que prometió cuando se autorizó el proyecto".

Una potencial reducción de precios ante un crecimiento tan fuerte en la oferta de petróleo en años recientes, hace más que necesario evolucionar los análisis determinísticos de evaluación de proyectos de E&P hacia un modelo probabilístico y de opciones reales.

Finalmente, en materia de desarrollo de campos la tendencia actual es que las evaluaciones técnicas y económicas converjan en modelos altamente sofisticados que permitan optimizar el plan de explotación para maximizar el VPN del proyecto. Estos modelos de optimización permiten definir no sólo el número de pozos a desarrollar, sino incluso la conveniencia o no de reducir el espaciamiento de pozos, entre otros factores.

En síntesis, como se señaló al inicio del presente artículo, durante esta fase de implantación de la Reforma Energética será crítico que la promoción de México como destino de inversión en E&P genere la información necesaria para que los potenciales inversionistas puedan dimensionar ¿qué tan rentable y robusto podría llegar a ser el mercado petrolero mexicano? ●



saipem

INGENIERÍA & CONSTRUCCIÓN

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

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

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

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

ONE WORD, ONE WORLD

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

E&C



¿Se revertirá el declive de la producción petrolera por decreto?

La Reforma Energética no es la varita mágica para producir petróleo. Los yacimientos del país han alcanzado condiciones de madurez y las reservas probadas no brindan certeza de elevar la extracción.

EDGAR OCAMPO TÉLLEZ*

Dentro de un amplio sector de la industria petrolera mexicana, permea la certeza de que la producción de crudo de nuestro país, podría aumentar fácilmente en el corto plazo, hasta los 3 millones de barriles al día. Y todo, gracias a la Reforma Energética y al capital privado que fluirá hacia los proyectos que Petróleos Mexicanos (PEMEX) no había desarrollado por falta de recursos. Sin embargo, el reto que enfrenta México para incrementar sus niveles actuales de extracción no tiene una solución tan simple y es probable que la Reforma no haga milagros.

La capacidad de cualquier país petrolero para aumentar su producción en el corto plazo depende de dos componentes básicas; primero, del estado de salud de sus campos gigantes de petróleo, que son los más productivos y que por lo general son los que aportan más del 50% de la extracción nacional; y segundo, del volumen de sus reservas "probadas" que se denominan 1P.

El estado de los yacimientos gigantes indica si una cuenca petrolera es una región joven que tiene posibilidades de crecer, o si se encuentra estable en su fase de madurez o si está en declinación en la fase terminal de agotamiento. Por su parte, las reservas probadas (1P) son las que permiten dar certidumbre al desarrollo de proyectos en el corto o mediano plazo, es decir, entre 3 y 5 años. El resto de los campos más pequeños y de las reservas, tanto probables (2P) como posibles (3P), permiten una extracción mucho más modesta y a más largo plazo para un horizonte de entre 5 y 10 años. Finalmente, las reservas (o "recursos") prospectivas, que tienen un mayor grado de incertidumbre, definen lo que "tal vez" se va a producir más allá de 10 años.

El panorama petrolero de nuestro país puede dimensionarse mejor, contrastándolo con la expectativa de crecimiento que tienen otras naciones productoras, cuyas reservas probadas son sustancialmente más grandes. De los países con mayor extracción de petróleo del mundo, Emiratos Árabes Unidos, México y Kuwait se encuentran casi en el mismo

*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)

rango de producción, con alrededor de 2.6 millones de barriles al día cada uno, y se ubican en los lugares 7, 9 y 10 respectivamente. Sin embargo, en cuanto a las reservas probadas, México está en una enorme desventaja, pues sólo tiene 10 mil millones de barriles, mientras que los Emiratos tienen 97 mil millones y Kuwait cuenta con alrededor de 100 mil millones de barriles.

Si los Emiratos o Kuwait aplicaran la productividad de sus campos petroleros a la mexicana, deberían estar bombeando alrededor de 20 millones de barriles al día cada uno. Sin embargo, ni los Emiratos ni Kuwait planean aumentar significativamente su extracción en el mediano plazo, pues según los reportes de la Administración de la Información de la Energía (EIA) de los Estados Unidos, la meta de ambos países es la de alcanzar poco más de 3 millones de barriles por día para el horizonte 2018-2020; algo similar a lo que México pretende hacer con 10 veces menos de petróleo.

¿Por qué ni los Emiratos Árabes Unidos ni Kuwait tienen tanta urgencia por aumentar su producción, como ocurre aquí en México, a pesar de que cuentan con colosales reservas de petróleo? Y no es una situación exclusiva de los Emiratos o de Kuwait, dado que en esa condición se encuentran varios países petroleros que, teniendo enormes reservas, mantienen niveles mesurados de extracción.

También cabe preguntar: ¿realmente se podrá alcanzar en México la meta de producción que persiguen los Emiratos o Kuwait, con tan solo 10 mil millones de barriles de reservas probadas? Hay que tener en cuenta que ningún país petrolero con un rango de reservas similar al de México está produciendo hoy más allá de 2 millones de barriles diarios; es el caso de Kazajistán, Qatar, Brasil, Angola, Noruega y Azerbaiyán.

Esta dificultad para aumentar la producción de petróleo no es exclusiva de México. Una buena parte de las 15 cuencas petroleras más importantes del mundo también han alcanzado su fase de madurez y parece difícil que puedan incrementar su producción más allá del nivel actual. En esa situación están Rusia, cuya producción es de 10 millones de barriles diarios, Arabia Saudita con 9.6 millones, Venezuela con 2.3 millones, Canadá con 3.3 millones y China con una producción de 4.1 millones de barriles por día. Otra buena parte de las cuencas petroleras importantes del planeta se encuentran en una situación más crítica, pues ya alcanzaron su punto máximo de producción (peak oil) y están en declive desde entonces. Es el caso de Noruega, Inglaterra, Azerbaiyán, Omán e Indonesia.

La maduración y declive de una provincia petrolera es resultado de un proceso que ocurre sistemáticamente de la misma forma en cualquier región del mundo. Inicialmente y por razones

PAÍS	PRODUCCIÓN	RESERVAS
	BARRILES/DÍA	MILLONES DE BARRILES
MÉXICO	2.500,000	9,800
BRASIL	2.000,000	13,200
ANGOLA	1.900,000	9,000
QATAR	1.500,000	25,000
KAZAJISTÁN	1.500,000	30,000
NORUEGA	1.500,000	5,800
AZERBAIYAN	900,000	7,000

obvias, se echan a andar los campos de petróleo más rentables, que son los más grandes, los más productivos y los más fáciles de explotar. Al mismo tiempo, se van posponiendo, o dejando de lado, los yacimientos menos rentables; aquellos cuya explotación es muy compleja, de poca productividad o con bajos volúmenes de reservas. Posteriormente, cuando toda la provincia petrolera entra en fase de maduración y los mejores yacimientos se agotan, se retoma de forma urgente la exploración en zonas de difícil acceso y se reinicia la explotación de campos que se habían dejado al olvido. En México, la exploración de aguas profundas y la explotación del campo Chicontepec son síntomas evidentes de la fase de maduración y agotamiento.

Durante la segunda etapa del desarrollo de cualquier cuenca petrolera, los costos se disparan dramáticamente a la alza, como resultado de un aumento en la complejidad en la explotación y la baja productividad. Como ejemplos de este fenómeno en el mundo, se pueden señalar los casos de las arenas bituminosas en Alberta, Canadá, los yacimientos de pre-sal en Brasil, la explotación del *shale oil* y *shale gas* en los Estados Unidos, el proyecto de Kashagán en el Mar Caspio y el campo Ayatsil en México.

La realidad petrolera de nuestro país reposa precariamente en una fórmula insostenible, similar a la que ocurre en otras partes del mundo y que consiste en tratar de reemplazar la enorme

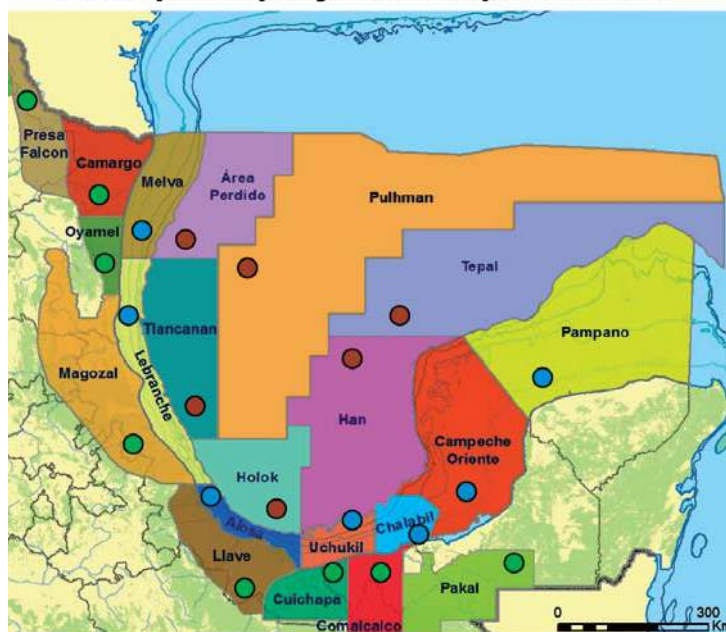
capacidad de los yacimientos gigantes, por la modesta producción de una infinidad de pequeños yacimientos, que por lo general, son más complejos de desarrollar. México cuenta con 9,800 millones de barriles de reservas probadas para sostener la extracción en el corto plazo. El desarrollo del resto de las reservas (2P y 3P) se encuentra fuera de ese rango de tiempo y en cuanto a los yacimientos gigantes, de los 20 con que contaba el país, solo queda Ku-Maloob-Zaap activo, pero se encuentra en el punto máximo de producción y listo para declinar.

La naturaleza dotó al territorio mexicano con una importante cantidad de yacimientos gigantes. Los primeros en explotarse fueron los que se encuentran en el noreste del país y constituyeron el primer esplendor petrolero de nuestro país. Entre ellos están el del Ébano, el Pánuco, el prolijo Cerro Azul y el de Poza Rica, pero hoy todos estos campos se encuentran totalmente agotados. Por esos años, en 1926, también se descubrió el súper yacimiento Chicontepec, que fue abandonado por varias décadas por las complicaciones que presenta su explotación. El también conocido como Paleocanal contiene una riqueza descomunal estimada en 136 mil millones de barriles de petróleo de volumen original. Sin embargo, sus reservas probadas no rebasan los 700 millones y las expectativas de producción se fijan como máximo en unos 200 mil barriles diarios.

Posteriormente, en la década de los años 70's se desarrollaron los campos gigantes de la región sur del país, ubicados en el estado de Tabasco. Entre ellos, Samaria con 4,500 millones de barriles de reserva original y Cunduacán con 3,100 millones de barriles, ambos pertenecientes al complejo Antonio J. Bermúdez, cuya producción inició en 1973 y tocó techo en febrero de 1979, con un impresionante máximo de 700 mil barriles diarios. Asimismo, están el campo Jujo-Tecominoacán con sus 4,600 millones de barriles y Cárdenas con 1,300 millones. Los campos gigantes del estado de Tabasco se encuentran en la fase terminal de explotación, casi agotados.

Unos años después, en la década de los 80's, en las aguas someras del Golfo de México, se inicia la explotación de una de las más impresionantes riquezas petroleras del planeta, en la zona de los campos de Abkatún, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche. Abkatún contenía 5,000 millones de barriles de petróleo de reserva original, y junto a él, estaban los campos Pol con 2,200 millones de reserva, Chuc con 2,000 millones y Caan con 1,500 millones. El yacimiento Abkatún fue el más importante de esa zona. Inició su producción en 1980 y tocó techo con un máximo de 444 mil barriles al día en 1983. Hoy, sin embargo, ya se encuentra totalmente agotado, como también lo están los campos Pol

Principales proyectos exploratorios



Ubicación:

- Terrestre
- Aguas someras
- Aguas profundas

y Caan. Existe en marcha el proyecto denominado Chuc, que aglutina al conjunto de campos maduros de esa región y que comprende la recuperación de reservas remanentes por unos 650 millones de barriles de petróleo. Sin embargo el perfil de producción del proyecto no va a aumentar, sino que sólo se optimiza la declinación, manteniendo la producción estable en alrededor de 150 mil barriles diarios hasta el 2018, para después caer definitivamente.

El complejo Cantarell ha sido el conjunto de yacimientos más productivo de México. El súper gigante Akal, tenía 32,000 millones de barriles de reserva original, de los cuales ya se han extraído cerca de 13,000 millones. Al lado de él se ubican el campo Nohoch con 2,000 millones de barriles, el campo Sihil con 2,500 millones, y los campos más pequeños de Chac, Kutz, Ixtoc, Ek y Balam. Actualmente el súper yacimiento Akal se encuentra agotado y en su fase terminal. Produce poco menos de 200,000 barriles de petróleo al día, lejos de los 2.1 millones diarios que produjo en abril de 2004. En esta zona, el campo Sihil mantiene una producción regular de alrededor de 100,000 barriles al día. Sin embargo, ya tocó techo en el año 2012 con 130,000 barriles diarios.

Al norte del complejo Cantarell se ubica el complejo Ku-

Maloob-Zaap, que en realidad está compuesto por tres campos: Ku con 4,100 millones de barriles de reserva original, Maloob con 4,200 millones y Zaap con 4,900 millones. Estos yacimientos sostienen el 35% de toda la producción actual de México. Sobre ellos descansa la mayor parte de la estrategia de PEMEX para impedir la caída de la extracción nacional. No obstante, el estado de estos campos es de avanzada madurez, con excepción de Maloob. El campo Ku, el primero en ser explotado, tocó su pico en el año 2008, con un máximo de 384,000 barriles diarios; hoy produce sólo 225,000 y continúa en franco declive. El campo Zaap se encuentra en una meseta de producción desde el año 2009, en los 300,000 barriles diarios. El campo Maloob produce 315,000 barriles diarios, y es el único que aún presenta posibilidades de aumentar ligeramente.

Finalmente, los últimos campos importantes de México son los recién descubiertos yacimientos Tsimin, en el litoral de Tabasco, y Ayatsil, ubicado en la zona de Ku-Maloob-Zaap. Sin embargo, estos dos proyectos aportarán volúmenes de crudo más limitados que sus

antecesores, del orden de los 150,000 barriles por día cada uno. Nada que ver con los buenos tiempos de Akal, Samaria o Abkatún.

Un fenómeno que se ha venido constatando en los años recientes es el aumento progresivo de la complejidad en la explotación de los nuevos campos y la dispersión de los nuevos depósitos. Esto implica un incremento tanto en los trabajos, como en los costos de explotación y de exploración. El proyecto Ayatsil es el que tiene los costos de producción más altos en México, en cerca de 80 dólares por barril producido.

PEMEX sostiene su estrategia sobre 10 proyectos importantes para desarrollar el potencial del país, de los cuales seis se realizan sobre yacimientos maduros o en etapa terminal, por lo que no incrementarán la producción. Éstos son Ku Maloob Zaap, Cantarell, Chuc, Crudo Ligero Marino, Antonio J. Bermúdez y Cinco Presidentes. Otros dos proyectos se realizan sobre yacimientos muy complejos, Chicontepec y Ayatsil, cuya producción aumentará paulatinamente hasta llegar a los 150,000 barriles por día en ambos casos. Final-



“Día de la Energía 2014 – Momento de Actuar”

¡La oportunidad idónea para enterarse de lo que opinan los expertos en energía en México!

La Cámara de Comercio Británica se complace en invitarle a participar en su **XIII° Día de la Energía** en donde se analizarán las grandes transformaciones actuales, los retos que México tiene y el inicio de una era para el sector de la energía.

Como es costumbre, este año contaremos con la presencia de reconocidos expertos y líderes de opinión cuya trayectoria profesional y experiencia mundial harán de este Día de la Energía una verdadera fuente de conocimiento. Los participantes incluyen a **Duncan Taylor**, Embajador del Reino Unido (confirmado), **Pedro Joaquín Coldwell**, Secretario de Energía (invitado), **Emilio Lozoya Austin**, Director general de Petróleos Mexicanos (confirmado) y **Enrique Ochoa Reza**, Director general de Comisión Federal de Electricidad (confirmado). Nos sentiremos muy honrados de poder contar con su participación en este importante evento.

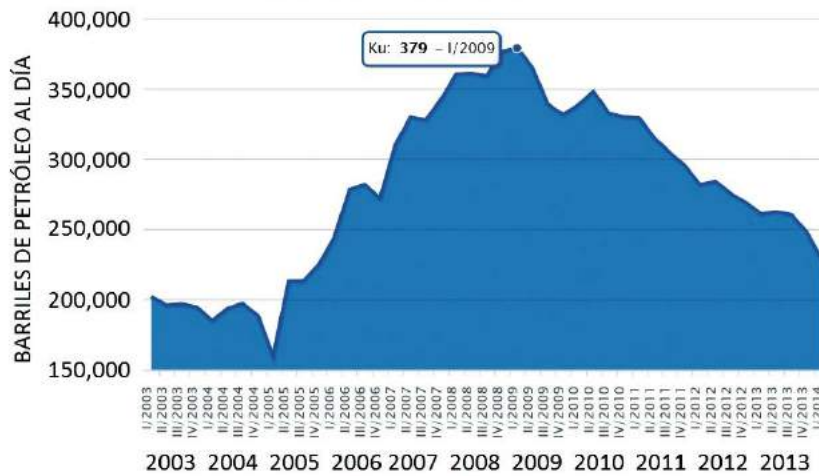
Martes 30 de septiembre, Hotel Camino Real Polanco, Salón Terraza Virreyes,
Mariano Escobedo 700, Col. Anzures, Miguel Hidalgo, 11590 México, D.F.

CUOTA DE ASISTENCIA: SOCIOS DE LA CÁMARA \$2,700 PESOS;

No SOCIOS \$3,200 PESOS. CUPO LIMITADO. NOTA: LA CUOTA INCLUYE COMIDA.



PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CAMPO KU PERIODO DE 2003 AL 2014



Fuente: SIE, SENER

mente, el proyecto Tsimín-Xux va a incrementar en unos 80,000 barriles por día desde su producción actual hacia el año 2018. No se toma en cuenta para este análisis el proyecto de Burgos por tratarse de gas. En cuanto a los contratos integrales que se han otorgado a la iniciativa privada en la Región Norte y Sur del país, éstos son para la explotación de campos muy maduros y no van a aumentar significativamente la producción de esas regiones.

En el ámbito de la incorporación de reservas, los proyectos importantes están ubicados en la región sureste del país, tanto en tierra como en aguas someras. Frente a las costas de los estados de Tabasco y Veracruz se localizan los proyectos de Chalabil, con alrededor de 3,000 millones de barriles de reservas, y Uchukil, con 1,700 millones de barriles. En la zona terrestre de los estados de Campeche, Tabasco y Veracruz se encuentran los proyectos de Cuichapa, con 1,300 millones de barriles de reservas, Comalcalco, con 4,400 millones, y Pakal, que busca incorporar reservas del orden de los 1,000 millones en las cercanías de la Laguna de Términos. Estos proyectos comprenden en total alrededor de 11,000 millones de barriles, cuyo desarrollo es de largo plazo.

Los proyectos de exploración para las reservas prospectivas suman también alrededor de 11,000 millones de barriles de petróleo y se encuentran en las aguas profundas del Golfo de México. Sin embargo, aún nos encontramos muy lejos de poderlas incorporar como reservas probadas y su desarrollo está en un horizonte de muy largo plazo, más allá de 10 años. Los proyectos son Perdido, con 4,800 millones de barriles de reservas prospectivas a evaluar, Han con alrededor de 3,200 millones de barriles, Tlanacaná con 1,400 millones de barriles y Holok con 1,900 millones. De todas las reservas prospectivas del Golfo de México profundo, PEMEX está cerca de incorporar como reservas 2P tan sólo 400 millones en el área de Perdido.

Finalmente, se tienen enormes expectativas sobre las reservas de petróleo no convencional, que se encuentran en los yacimientos de lutitas (*shale oil*), ubicados en el noreste del país y que suman alrededor de 60 mil millones de barriles. Sin embargo, como ya mencionamos en el artículo publicado en el número 62 de esta revista,

el *shale* es un fenómeno muy particular de los Estados Unidos. México no tiene una capacidad similar para replicarlo, ya que en las zonas donde se encuentran estos recursos no existe infraestructura y nuestro sistema financiero no cuenta con el respaldo de los colosales fondos especulativos de

los americanos, sin mencionar diferencias en lo geológico, en las condiciones fiscales y en los esquemas de tenencia de la tierra y propiedad de recursos del subsuelo.

La síntesis del panorama petrolero de México indica, primero, que los yacimientos gigantes, aquellos que podían producir por sí solos, más de 500 mil barriles al día, se han agotado desde hace mucho tiempo, con excepción de Ku-Maloob-Zaap; segundo, que más del 50 % de la extracción nacional reposa exclusivamente sobre dos yacimientos gigantes, uno en agonía y el otro a punto de iniciar su caída; tercero, que la mayor parte de la producción del país reposa sobre yacimientos muy maduros que están en declinación; cuarto, que existen sólo tres proyectos en desarrollo (Tsimín, Ayatsil y Chicontepec), cuya producción podría aumentarse conjuntamente a unos 350,000 barriles diarios hacia el 2018; quinto, que los nuevos proyectos sobre las reservas prospectivas del Golfo de México profundo no llegarán antes del año 2020. Por todo lo anterior, es de esperarse que la producción de petróleo de México no llegue a los 3 millones de barriles en el corto plazo.

Si bien los cambios constitucionales que ha puesto en marcha el gobierno federal pueden mejorar el desempeño del sector petrolero del país, es poco probable que se incremente significativamente el nivel actual de producción, debido a las condiciones de madurez de nuestros yacimientos gigantes, así que no hay que echar las campanas al vuelo y pensar que la Reforma Energética es la varita mágica para sacar petróleo. La provincia petrolera mexicana se encuentra en un estado muy avanzado de explotación y hasta el momento, no se han concretado hallazgos importantes en los llamados "recursos prospectivos". Es ilógico pensar que, de ahora en adelante, se podrá reemplazar la enorme producción de los súper yacimientos de antaño por la de pequeños campos que son muy complejos de explotar y cuyos costos están llegando a niveles inalcanzables. ●



SUMINISTRO DE
PLANTAS DE COGENERACIÓN



ESTUDIOS DE
AHORRO DE ENERGÍA



REPARACIÓN DE TURBINAS DE GAS
AERODERIVADAS E INDUSTRIALES



PROYECTOS LLAVE EN MANO
EQUIPOS DE LIMPIEZA DE CALDERAS CON SOPLADORES
DE HOLLÍN INTELIGENTES Y SISTEMAS HYDROJET

ENERGY SOLUTIONS

Río Tíber No. 110, 4° Piso, Col. Cuauhtémoc, C.P. 06500, México D.F. Tel. (55) 5207 7345

www.rengen.com.mx

Impartición de cursos mensuales



ASOCIACIÓN
MEXICANA
DE GAS
NATURAL,
A.C.

"Soldadura en tubería de acero"

TEMARIO:

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

"Mantenimiento de redes"

TEMARIO:

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

"Generalidades del Gas Natural"

TEMARIO:

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

"Básico de medición para Gas Natural"

TEMARIO:

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

"Básico de regulación para Gas Natural"

TEMARIO:

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

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

"Normatividad del Gas Natural"

TEMARIO:

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

"Protección catódica Nivel I"

TEMARIO:

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

"Detección y centrado de fugas"

TEMARIO:

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

"Protección catódica Nivel II"

TEMARIO:

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

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

Prontuario Regulatorio y Directorio de la AMGN 2010-2011



Contenido:

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

Costo \$250.00 más IVA.

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

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

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

Costo: \$150.00 más IVA.

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

oficinas ubicadas en: Moliere No. 128 int. 1A Col. Polanco C.P. 11560 México, D.F.

www.amgn.org.mx capacitacion@amgn.org.mx Tels/fax: (55) 5276 2711 y 5276 2100

Crudos no convencionales y su impacto en el mercado global

La Reforma Energética crea el marco legal y regulatorio que permitirá a compañías posicionarse para aprovechar ventanas de oportunidad que se irán abriendo en los próximos 10 años.

LUIS VIELMA LOBO *

Para el mes de julio de 2014, la producción de hidrocarburos no convencionales y de NGL (líquidos recuperados del gas) provenientes de yacimientos *tight* y formaciones de *shales* en Estados Unidos y Canadá alcanzó 5.5 millones de barriles diarios (MMbd) y superará los 6 MMbd para finales de este año.

El incremento anual de las diferentes cuencas es del orden de 1,5 MMbd y esta cifra viene siendo influenciada de manera extraordinaria por una vieja área petrolera pero relativamente nueva en la explotación de formaciones no convencionales *tight*, es el denominado Permian Basin en Midwest Texas, en donde se ha incrementado durante el último año el número de equipos de perforación de pozos, alcanzando ya los 300 equipos y convirtiéndose en el área de mayor crecimiento en la producción de hidrocarburos no convencionales, consecuencia de la capacidad de ejecución operativa, intensidad de la operación de perforación, eficiencia e innovación.

Este comportamiento de la producción, especialmente los resultados aportados por el Permian, ha llevado los estimados de crecimiento de hidrocarburos provenientes de este tipo de yacimientos a los 11 MMbd para el año 2020 en los Estados Unidos. (Fig. 1).

dencia de crecimiento, para el año 2020 aportarán alrededor de 10 MMbd.

Estos volúmenes serán producidos por diferentes fuentes: 6 MMbd de yacimientos convencionales, 3 MMbd asociados a biofuels y 1 MMbd a hidrocarburos livianos recuperados en procesos de refinación, llevando los pronósticos de producción de hidrocarburos hacia el 2020 a 21 MMbd en esta área de Norteamérica.

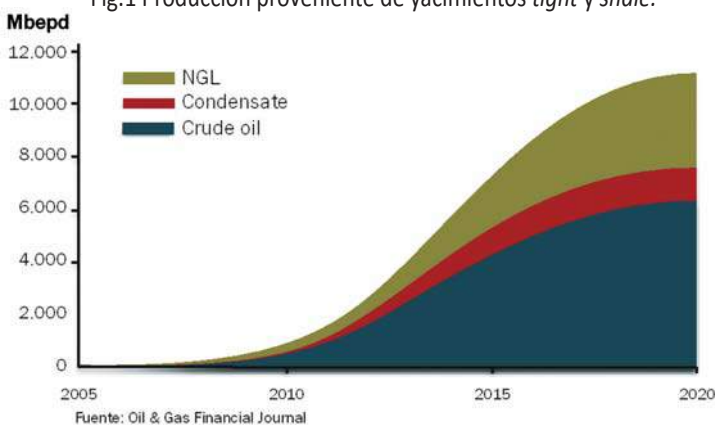
Este inesperado crecimiento de la producción de hidrocarburos en Estados Unidos y Canadá, ha logrado balancear los mercados globales al disponerse de volúmenes equivalentes no importados por Norteamérica. Esto puede observarse en el comportamiento de uno de los principales indicadores del mercado internacional: el precio del crudo Brent, crudo marcador para Europa y que se ha mantenido en el orden de los 110 USD/b en los últimos 3 años para beneficio de la economía global.

Los más recientes análisis de agencias y expertos especializados en el seguimiento del desarrollo de hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos pronostican que la producción proveniente de los campos de yacimientos *tight* podrá duplicarse en los próximos 6 años, alcanzando para el año 2020 la impresionante cifra de 11 MMbd, crecimiento impulsado principalmente por la producción del Permian Basin, tal como lo mencionamos al inicio de este artículo.

Estas expectativas de crecimiento de la producción de yacimientos no convencionales en la Unión Americana se sustenta básicamente en dos factores: el incremento en los niveles de inversión asociados a la capacidad de ejecución -se duplicará el número de equipos de perforación- y la tecnología que sigue trayendo innovaciones, tales como: mayor eficiencia en el uso de microsísmica para la ubicación de los puntos de drenaje (*sweet spots*), equipos especiales para la perforación de pozos horizontales (*walking rigs*), cambio en la geometría de los clústeres de pozos (*ecopads*), menor espaciado entre los pozos a perforarse, mejoras en el diseño de las peras o localizaciones y la evolución en la calidad de los apuntalantes, material utilizado para mejorar la eficiencia de los fracturamientos.

El cambio positivo en la percepción de crecimiento de la economía en Estados Unidos durante el primer semestre de este año en comparación con el 2013, no ha pasado desapercibido para las compañías que operan en las diferentes áreas de yacimientos *tight* y formaciones productivas de

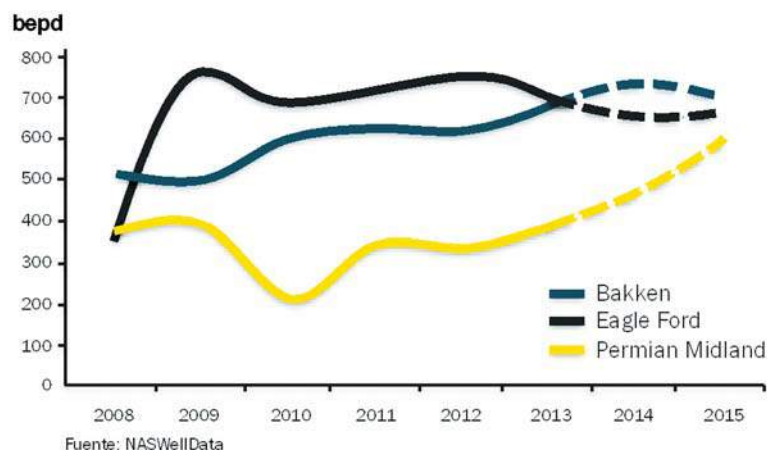
Fig.1 Producción proveniente de yacimientos *tight* y *shale*.



Adicionalmente a esta producción de hidrocarburos, la producción de otras fuentes sigue aumentando consistentemente y, de continuar esta ten-

*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.

FIG.2 PRODUCCIÓN INICIAL (30 DÍAS) PARA PRINCIPALES Campos No Convencionales



shales. Esto puede observarse al examinar los niveles de inversión que estas empresas tienen en programa para este año y que alcanzan la cifra de 140 billones de dólares, y el incremento en el número de permisos otorgados para la perforación de pozos, que supera el 15% durante el primer semestre del año.

Con la excepción de Eagle Ford y Bakken, todas las demás áreas de formaciones shales están incrementando su actividad; tanto Bakken como Eagle Ford pudieran alcanzar un *plateau* (tope) técnico en su nivel de actividades hacia el próximo año, al completar el programa de desarrollo de instalaciones e infraestructura y lograr los planes de explotación con el número óptimo de *sweet spots* para la perforación de nuevos pozos. Esto puede inferirse por la tendencia de mantenimiento y declinación en su nivel de inversiones y en el uso de equipos de perforación.

Se estima que en los próximos 10 años, la demanda interanual asociada al crecimiento global de la economía sea del orden de 1 MMbd y que el mismo sea abastecido principalmente por la producción de crudos no convencionales provenientes de los Estados Unidos, la cual se calcula entre los 2 y 3 MMbd. Este incremento tendrá un efecto importante en el balance de mercado contribuyendo a estabilizar incluso los precios a nivel mundial.

Actualmente las leyes que regulan el negocio de los hidrocarburos en los Estados Unidos no permiten la exportación, no obstante el acelerado crecimiento en la producción de hidrocarburos no convencionales. Esto inexorablemente llevará a una revisión y cambio en la regulación a fin de dar salida a los excedentes que con seguridad el país enfrentará.

Después del año 2024 se iniciará una declinación de esa producción de hidrocarburos proveniente de yacimientos no convencionales y formaciones de shales y para ese momento el mercado empezará a sentir el impacto de los volúmenes que aportará la producción proveniente de las aguas profundas de Brasil, el Golfo de México y otras áreas que actualmente están desarrollando campañas de exploración.

Este escenario de producción proveniente de yacimientos ubicados en aguas profundas y ultra profundas es muy probable, pues hasta ahora solamente en el Golfo de México se han estimado recursos prospectivos del orden de los 75 mil millones de barriles, de los cuales un 60% corresponde a áreas pertenecientes a México. De manera similar Brasil ha estimado recursos prospectivos que superan los 30 mil millones de barriles, situando a América en un lugar privilegiado en el largo plazo para satisfacer las necesidades energéticas globales en materia de hidrocarburos.

Estas realidades que desde ya empiezan a visualizarse lanzan una

alerta a México y contribuyen a sustentar la oportuna decisión constitucional de la Reforma Energética, buscando crear el marco legal y regulatorio que permita abrir los espacios para que la inversión privada complementa a PEMEX en la explotación de yacimientos en

México, y desde ya posicionarse para aprovechar las ventanas que se irán abriendo en los próximos 10 años.

Las licitaciones que permitan a PEMEX asociarse con las *majors* que ya se encuentran produciendo yacimientos en aguas profundas y ultra profundas en el Golfo de México, deberían ser el primer paso de esta estrategia de Reforma. Asimismo, la licitación internacional de otras áreas que cuentan ya con información importante que permiten elaborar sobre la potencial riqueza de esta zona.

De manera similar la región norte del país va a requerir una reingeniería total, para lograr atraer hacia México los jugadores interesados en la explotación de yacimientos *tight* y formaciones de shales, que actualmente producen en campos ubicados del otro lado de la línea fronteriza y que pronto iniciarán su declinación.

Tal como lo mencionamos antes, Eagle Ford y Bakken ya muestran signos de estabilidad en su producción, consecuencia de la saturación de los *sweet spots* remanentes, e iniciarán su declinación. Esta situación configura un escenario de oportunidades para realizar la ronda de licencias de las áreas con formaciones productivas de shales y yacimientos *tight* en la región de Tamaulipas hacia finales del 2015 o inicio del año 2016 (fig.2).

Si los pronósticos de varias agencias y expertos dedicados a analizar las proyecciones de comportamiento de los mercados y los balances entre la oferta y la demanda se cumplen, entonces la oportunidad de crecimiento en la producción de hidrocarburos no convencionales en la región norte de México y la producción de yacimientos en aguas profundas representarán un significativo mapa de crecimiento para el país, que sin duda daría la razón a los congresistas líderes de esta iniciativa de reforma y aprobación de las leyes secundarias.

Pareciera que los análisis y lecturas que se están haciendo sobre el crecimiento del mercado internacional y el impacto de la producción de hidrocarburos no convencionales producidos en Estados Unidos -una vez que se revise la regulación que impide la exportación- proyectan un ambiente de oportunidades para México. Ojalá que la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y PEMEX les den la lectura correcta y se alineen todos como un equipo, remando hacia el mismo objetivo y así lograr materializar este propósito. ●

La reunión oficial internacional del petróleo y gas de México

Producido por



Respaldo por



Socio-Anfitrión



MEXICO UPSTREAM CONTRACTS & DEEPWATER

6 - 9 de octubre 2014 | Hotel St Regis | Ciudad de México

Ponentes distinguidos incluyen:



Edgar Rangel
Comisionado
CNH



Froylán Gracia Galicia
Coordinador Ejecutivo de
la Dirección General
PEMEX



Gustavo Hernández
Director General
PEMEX Exploración & Producción



Arturo Francisco Henríquez Autrey
Director Corporativo de Procura
y Abastecimiento
PEMEX



Sergio Guaso
Subdirector de Desarrollo
de Negocios
PEMEX



Rodrigo Hernández
Director de Seguimiento de Proyectos,
Dirección General de Exploración y
Explotación de Hidrocarburos
SENER



Luis F. Bensimon
Asesor de Desarrollo
de Aguas Profundas
Repsol



Carlos Quintana
VP & Gerente General de Desarrollo
de Negocios Globales & Presidente
BG Mexico

Patrocinador 'Oro'



Patrocinador 'Bronce'



Apoyo Institucional



WWW.CWCMEXICOOILGAS.COM

Para asegurar su participación comuníquese con:

Melissa Rambridge al +44 20 7978 0752 o al email mexicooilgas@thecwcgroup.com

THE GREEN EXPO

Global Resources Environmental & Energy Network
EXPOSICIÓN Y CONGRESO

24-26
SEPTIEMBRE
2014

WTC
CD. DE MÉXICO

SOLUCIONES
PARA LAS
INDUSTRIAS

SOSTENIBLES



REGISTRO EN LÍNEA SIN COSTO

WWW.THEGREENEXPO.COM.MX



@thegreenexpomx



The GREEN Expo



The GREEN Expo

SENER
SECRETARÍA DE ENERGÍA



CONUEE
COMISIÓN NACIONAL PARA EL
USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA



CONIECO
XXII Congreso
Internacional
Ambiental

**Enviro
Pro**

Powermex
Clean Energy
& Efficiency

**Water
Mex**

**Green
CITY**

ORGANIZADO POR:



E.J. KRAUSE DE MÉXICO



CONIECO

CERTIFICADO POR:



Canada

ORGANISMOS DE APOYO:



cec.org



Consejo Consultivo
del Agua, A.C.



COGENERACIÓN
MÉXICO



Mayores informes:

Matilde Saldivar Uganda
msaldivar@ejkrause.com

(52.55) 1087.1650 Ext. 1135

Más gas natural y a mejor precio en beneficio de los mexicanos

Antes de prohibir el acceso a más combustibles a mejor precio a través de nuevos métodos de explotación, debemos abrir el debate a todos los ciudadanos.

ITZEL MEYENBERG VALERO*

La producción de gas natural a bajo costo ha transformado la industria energética y la economía mundial en los últimos años, permitiéndoles a diversos países emprender el camino de la autosuficiencia energética e impulsando su estructura económica, al mismo tiempo que emprenden acciones sustentables y se reducen las emisiones de bióxido de carbono y sulfúrico, a favor del medio ambiente.

Mientras esto ocurre y en el marco de las recientes reformas en la materia, México enfrenta retos importantes en cuanto a la producción de gas natural. Durante los últimos años, los datos públicos muestran que nuestro país produce cada vez menos gas natural y, en consecuencia, incrementa su dependencia energética, importando más del 20% de la demanda de Estados Unidos, nación que ha alcanzado la primera posición en producción de gas natural a nivel mundial debido a la fuerte apuesta que ha realizado para aprovechar sus vastas reservas a través del *fracking*.

La fracturación hidráulica (comúnmente llamada en inglés como “*fracking*”) consiste en bombear con presión agua, químicos y arena dentro del pozo. La mezcla presurizada de estos agentes provoca la fisura o fractura de la capa de rocas de esquisto, liberando el gas natural y permitiendo que fluya posteriormente hacia la superficie. Sin el uso de estas técnicas, el gas no puede extraerse y hacerse llegar a los hogares, comercios e industrias que se benefician de su bajo costo.

Durante la última década, la combinación de técnicas de perforación horizontal y de la fracturación hidráulica, le ha permitido a Estados Unidos acceder a grandes volúmenes de *shale gas* que antes eran inviables económicamente, lo que ha revolucionado esta industria en el país vecino, al tiempo que ha impulsado otros sectores económicos, al grado de generar una verdadera revolución en la manufactura, repatriando industrias que habían emigrado a países como China.

Reportes de la Administración de Información de Energía de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) proyectan un incremento de la producción de gas natural en ese país de 23 billones de pies cúbicos (23 Tcf), en 2011 a 33.1 Tcf en 2040, lo que representa un crecimiento de 44% en el lapso referido. La EIA señala que casi todo este incremento se generará de producción de *shale gas*, que crecerá

* Presidente, Comisión de Energía, Coparmex DF,

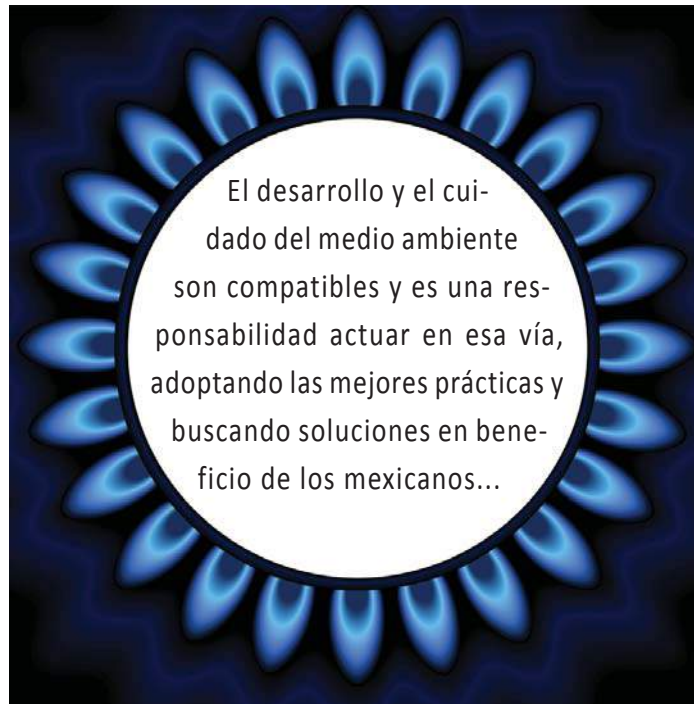
de 7.8 Tcf en 2011 a 16.7 Tcf en 2040.

La experiencia e información adquirida durante estos años, principalmente en la década de trabajos en la cuenca de Barnett, Texas, le ha permitido a Estados Unidos mejorar la eficiencia en el desarrollo del *shale gas* en todo su territorio.

En abril de 2013, la EIA estimó que en las cuencas de México existe un recurso técnicamente recuperable de 545 billones de pies cúbicos de gas de esquisto. Las estimaciones de Pemex establecen que el recurso técnicamente recuperable puede variar entre 150 y 459 billones de pies cúbicos.

Para analizar las posibilidades de explotar el gas de manera comercialmente viable en México es necesario, de acuerdo a estimaciones de Pemex analizadas durante las discusiones de las fuerzas políticas representadas en el Congreso de la Unión, de por lo menos una inversión aproximada de 30 mil millones de pesos. A lo cual se requiere sumar un presupuesto estimado de 600 mil millones de pesos para el óptimo desarrollo de una industria de explotación de gas de esquisto consolidada para los próximos 50 años. Este reto requiere de la participación de los distintos sectores de la sociedad.

La promulgación de las leyes secundarias de la Reforma Energética, realizada por el Presidente Enrique Peña Nieto el pasado 11 de agosto de 2014, permitirá implementar acciones sustentables que



abran la posibilidad de aprovechar las reservas de *shale gas* por medio de la perforación hidráulica, permitiéndole a México colocarse en la senda de la autosuficiencia, respetando los recursos naturales e impulsando la actividad económica.

En este sentido, es fundamental impulsar un análisis y discusión informada y de fondo sobre las implicaciones del fracking tanto a nivel nacional como a partir de experiencias internacionales en relación a la legislación en materia de fractura hidráulica. Asimismo, debe considerarse las distintas esferas que confluyen en este relevante tema tanto en sentido económico y su impacto en diversos sectores, como en lo ambiental y social.

Los argumentos en contra del *fracking* se centran en evitar posibles daños al medio ambiente, así como afectaciones

que puedan producirse por la exploración y explotación de *shale gas* por medio de la fracturación hidráulica, temas que deben ser sujetos a debate ante la sociedad. El debate también deberá incluir –más aún en un país como el nuestro, que necesita incrementar urgentemente la calidad de vida de sus habitantes–, el derecho de cada uno de los mexicanos a un mayor desarrollo a través de costos más bajos de energéticos para familias y empresas. Asimismo, deberemos discutir cómo impulsar la transición energética que favorece el gas natural, en el camino hacia las energías renovables.

Los tomadores de decisiones en nuestro país, liderados por el Gobierno de México y el Congreso, deben buscar la mejor manera de regular la explotación de *shale gas* mediante el *fracking* en lugar de prohibir la actividad, ya que esta última alternativa trae consigo un freno al desarrollo. Basta considerar que tan solo el año pasado, Texas perforó poco más de 24 mil pozos de gas y petróleo *shale* mediante la técnica de *fracking*, mientras Pemex cuenta solamente con 10 pozos en Coahuila, 6 en Tamaulipas, y uno en Veracruz.

El debate siempre debe primar sobre otras acciones que puedan limitar nuestras posibilidades de desarrollo. El desarrollo y el cuidado del medio ambiente son compatibles y es una responsabilidad actuar en esa vía, adoptando las mejores prácticas y buscando soluciones en beneficio de los mexicanos. ●



Ductos

Cada proyecto es un desafío, y el mayor orgullo es superar las expectativas de calidad al entregar la llave en mano de sus ideas.

www.carsoinfraestructura.com

Proyectos Concretos



carso

INFRAESTRUCTURA Y CONSTRUCCION M.R.

Adoptar conceptos de gobierno corporativo en las empresas productivas del Estado

Es una condición necesaria, mas no suficiente en sí, para asegurar el éxito de esas empresas.

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

Parte de la estrategia global del Gobierno Federal para garantizar la seguridad en el suministro energético y la reducción de precios en algunos casos, como la electricidad, puede resumirse en: incrementar la participación de la iniciativa privada, implantar un mercado de energía y transformar a los organismos públicos descentralizados, Petróleos Mexicanos y Comisión Federal de Electricidad, en empresas productivas del Estado.

Al respecto, se puede comprobar que las iniciativas de Ley de Petróleos Mexicanos y de la Ley de Comisión Federal de Electricidad contienen una alta dotación de principios y recomendaciones sobre buenas prácticas y gobierno corporativo en empresas del Estado, promovidos por la OECD ⁽¹⁾ y el Banco Mundial ⁽²⁾, así como principios y lineamientos que también han sido aplicados con éxito en empresas globales como Iberdrola ⁽³⁾, entre muchas otras.

En efecto, la nueva configuración legal incluye conceptos de ética y manifiesta la responsabilidad social de las empresas y el reconocimiento a la transparencia en sus diferentes ámbitos de actuación, además de otros diversos conceptos.

El diagrama siguiente ilustra el proceso desarrollado para la componente CFE. Desde luego este modelo será influenciado por la interacción con el resto de elementos del nuevo sistema energético nacional.

Como se puede apreciar:

- Se trata de concatenar una serie de resultados exitosos.
- Tomando en cuenta que a mayor número de elementos, mayor probabilidad de riesgos, se requiere estar atentos a la dinámica de cada etapa y del conjunto.
- De acuerdo con el diagrama, el primer reto es lograr la consolidación y operación adecuada de la nueva empresa productiva del Estado. Cabe señalar que, a la fecha, nos encontramos en el inicio de la aplicación de la Ley que regulará a la Comisión Federal de Electricidad como empresa productiva del Estado.

A continuación, se abordan dos citas del dictamen que realizaron las Comisiones Unidas de Energía y Estudios Legislativos del Senado de la República, que señalan los puntos neurálgicos que debería atender la legislación secundaria y sus reglamentos:

- 1) “la relación entre Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad, con el Gobierno Federal, debe transformarse radicalmente, a fin de que tales empresas puedan cumplir con su mandato constitucional de manera autónoma e independiente. Lo anterior permitirá que las decisiones se adopten a partir de criterios de estricta racionalidad económica y empresarial, y no a partir de objetivos de las necesidades particulares del gobierno en turno.”
- 2) “También se considera empatar la entrada en vigor de las leyes



* Miembro del Centro de Información del Programa Universitario de la UNAM (gerardorbn@yahoo.com). **Miembro del Consejo Químico y del Comité de Energéticos de Canacindra (gortizyasoc@gmail.com). ***Consultor independiente en temas de energía (jcuevasmx@hotmail.com).

de Petróleos Mexicanos y de la Comisión Federal de Electricidad, con la designación de sus nuevos consejos de administración, que son la pieza fundamental de su transformación en empresas productivas del Estado. Es decir, se propone que tanto la entrada en vigor de las leyes, como su transformación en empresas productivas del Estado tengan lugar al día siguiente de que sean designados los miembros de los nuevos Consejos de Administración. Con el cambio propuesto, se pretende evitar que interpretaciones del régimen legal vigente afecten la operación cotidiana de nuestras empresas.”

Se entiende que estas alertas, o focos de riesgo, manifiestan la necesidad ineludible de erradicar o al menos modular diversos aspectos de una cultura de administración pública que se ha conformado por más de tres cuartos de siglo y que la legislación en vías de aprobación tomará las medidas necesarias para evitar su trascendencia.

En este contexto se considera que existen tres líneas de acción básicas implícitas en la transición:

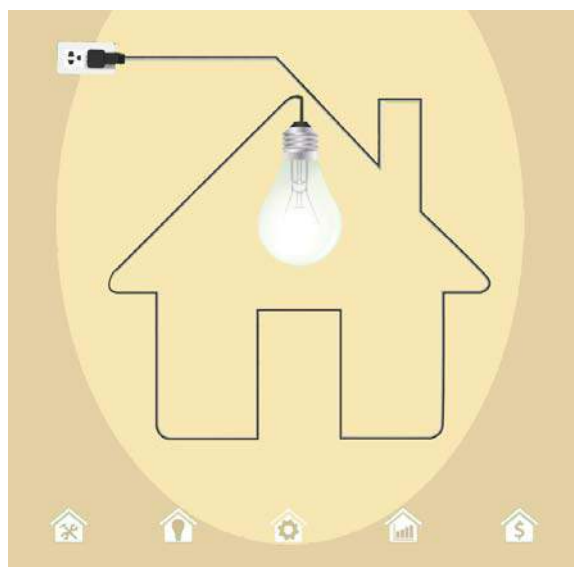
1. Evitar la transmisión de conceptos, prácticas y/o patrones de actuación que degraden o sean contradictorios a los principios adoptados.
2. Mantener los elementos que manifiestan un desempeño acorde con lo que se pretende lograr.
3. Introducir nuevos elementos complementarios afines a dichas propósitos.

Es el caso del POISE (Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico), que nació con una metodología comparable a nivel internacional para desarrollar una infraestructura de generación de electricidad competitiva y diversificada. Sin embargo, este Programa quedó sujeto a las políticas públicas de varios gobiernos y a la influencia de promotores de proyectos y tecnologías de diversas clases. Sucede que, de acuerdo con las presentaciones que realizan funcionarios de alto nivel de CFE, el POISE representa el plan de negocios de la entidad, donde la construcción de centrales, y también de gasoductos, es el reto más importante del actual organismo y conforma su razón de ser.

Para corregir esta situación, la iniciativa de Ley de la Comisión Federal de Electricidad adoptó una recomendación de la OECD.

Artículo 13: El Plan de Negocios de la Comisión Federal de Electricidad se elaborará y actualizará con un horizonte de cinco años y contendrá al menos:

- I. Los objetivos, líneas y oportunidades de negocio de la empresa;
- II. Las principales estrategias comerciales, financieras y de inversiones, los proyectos de gran magnitud y de mejora



- III. Un diagnóstico de su situación operativa y financiera, así como los resultados e indicadores de desempeño, y
- IV. Los principales escenarios de riesgos estratégicos y comerciales de la empresa, considerando, entre otros aspectos, el comportamiento de la economía a largo plazo, innovaciones tecnológicas, así como tendencias en la oferta y demanda.

Se entiende, entonces, que la clave es evitar que los conceptos del párrafo IV, muy susceptibles a la influencia de políticas públicas, reciban señales que aparten el plan de negocios de su camino hacia un desempeño eficiente de la nueva empresa.

Ahora bien, a continuación se abordan otros conceptos que, aparentemente, resultan contradictorios al espíritu del dictamen ya mencionado.

1.- Competencia sobre discrecionalidad. Es otro aspecto recomendado por la OECD. El dictamen enfatiza que la pieza fundamental en la transformación en empresas productivas del Estado es la designación de sus nuevos administradores.

En este sentido se observa que la Ley privilegia, en principio, la competencia de los nuevos funcionarios sobre la discrecionalidad del Jefe del Ejecutivo.

Como se puede apreciar, esta decisión está en línea con los principios de Gobierno Corporativo y con el espíritu del dictamen de referencia.

2.- Designación de administradores. La nueva ley señala:

- El Consejo de Administración estará integrado por diez conseje-



ros: El titular de la Secretaría, quien lo presidirá, y el titular de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; tres consejeros del Gobierno Federal designados por el Ejecutivo Federal; cuatro Consejeros Independientes designados por el Ejecutivo Federal y ratificados por el Senado de la República; un consejero designado por los trabajadores de la Comisión Federal de Electricidad y sus empresas productivas subsidiarias.

- El Director General será nombrado por el Ejecutivo Federal. “Tal nombramiento deberá recaer en persona que reúna los requisitos señalados para los consejeros en el artículo 19 de esta Ley.”
- La evaluación anual que como propietario de la Comisión Federal de Electricidad se realice sobre el desempeño de la empresa y el de su Consejo de Administración, incluyendo sus comités, estará a cargo de un Comisario que será un experto independiente.

Para la designación del Comisario, el Ejecutivo Federal solicitará al Instituto Mexicano de Ejecutivos de Finanzas le proponga una terna de personas de reconocido prestigio que enviará a la Cámara de Diputados. Su Junta de Coordinación Política seleccionará a uno de los integrantes de la terna y someterá la designación del Comisario a la aprobación del Pleno, misma que deberá realizarse por el voto de las dos terceras partes de los miembros presentes.

Aquí lo que se observa es que, contrariamente al espíritu del dictamen, la Ley mantiene y refuerza la potestad tradicional del Jefe del Ejecutivo en la designación, directa o compartida, de todos

los administradores de primer nivel, incluyendo al Comisario. Es reconocido que, bajo ciertas circunstancias, esto genera conflictos de interés.

Por eso, la OECD recomienda que el Consejo de Administración designe al Director General. También resulta indispensable blindar de conflictos de interés al Comisario para que sus evaluaciones resulten objetivas.

En síntesis, el dictamen omitió la recomendación de los organismos internacionales de cooperación, dejó en riesgo las cualidades de autonomía e independencia y consolidó la propensión a que la toma de decisiones se vea interferida por políticas del gobierno en turno, situación que se pretendían evitar.

No obstante queda la posibilidad de que la interacción del mercado y el resto de la legislación presenten un equilibrio entre los “objetivos de las necesidades particulares del gobierno en turno” y los requerimientos de los demás participantes del sistema energético, incluyendo a los usuarios o consumidores.

CONCLUSIONES

- 1.- Las Iniciativas de Ley de Petróleos Mexicanos y de Ley de la Comisión Federal de Electricidad demuestran que el Gobierno Federal adoptó una amplia variedad de principios y lineamientos de Gobierno Corporativo, recomendados por la OCDE y el Banco Mundial para las empresas propiedad del Estado. No obstante, omitió incluir conceptos relacionados con el conflicto de intereses entre los administradores y los representantes de los accionistas.
- 2.- Las Comisiones Unidas de Energía y Estudios Legislativos llevaron a cabo un dictamen sobre la Iniciativa, donde manifiestan que: “la relación entre Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad, con el Gobierno Federal debe transformarse radicalmente, a fin de que tales empresas puedan cumplir su mandato constitucional de manera autónoma e independiente. Lo anterior permitirá que las decisiones se adopten a partir de criterios de estricta racionalidad económica y empresarial, y no a partir de objetivos de las necesidades particulares del gobierno en turno.” Es decir, las comisiones reconocen uno de principales problemas de carácter político-administrativo que han afectado el desempeño eficiente de nuestras empresas de energía. Sin embargo, también omitieron adoptar los principios de gobierno corporativo para evitar conflictos de interés.
- 3.- Con base en los puntos anteriores, se puede decir que incluir una buena cantidad de principios y lineamientos de gobierno

18th Annual



PLATTS

McGRAW HILL FINANCIAL

MEXICAN ENERGY CONFERENCE

Energy Reform for Electricity, Oil, and Gas — Fueling Economic Growth

**November 20-21, 2014 • Four Seasons Hotel Mexico DF
Mexico City, Mexico**

Hear from Mexico's Energy Industry Leaders! ¡Escuche a los líderes de la industria energética de México!

- *César Emiliano Hernández Ochoa, Subsecretario para Electricidad, **SENER***
- *Guillermo Turrent, Director de Modernización, **CFE***
- *Gustavo Hernández García, Director General, **PEMEX E&P***
- *Alejandro Martínez Sibaja, Director General, **PEMEX GPB***
- *Francisco Xavier Salazar Diez de Sollano, Presidente, **CRE***
- *Francisco Barnés de Castro, Comisionado, **CRE***
- *Edgar Rangel German, Comisionado, **CNH***
- *Néstor Martínez Romero, Comisionado, **CNH***

Over 25 speakers confirmed.
Visit the website for a full agenda.
www.platts.com/mexicanenergy

**Register by October 17, 2014, and
Save \$300!**

**¡Inscríbase antes del 17 de octubre
de 2014 y ahórrase USD \$ 300!**

***Simultaneous Translation — English/Spanish
Traducción Simultánea — Inglés-Español***

How to Register:

www.platts.com/mexicanenergy

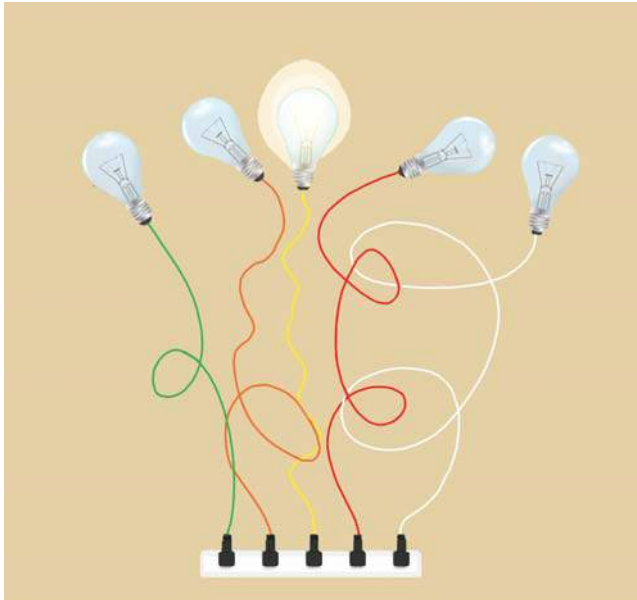
Toll Free:
866-355-2930

Outside the US:
+1 781-430-2100

For more information:
Para más información:

Ron Berg
+1 781-430-2118
ron.berg@platts.com

Registration Code: pc429EAD



corporativo en la formulación de las leyes secundarias es una condición necesaria, pero no suficiente para garantizar que la transformación de la CFE a empresa productiva del Estado resulte exitosa. Con una visión optimista se puede suponer que el resto de elementos del nuevo sistema energético podrá ayudar a corregir a lo largo del tiempo la omisión señalada.

4.- Si fuera el caso, se requiere establecer un plan estratégico para llevar a cabo la transición de manera ordenada, que incluya medidas para contrarrestar posibles reacciones de los agentes que se verán afectados por la dimensión de los cambios.

Al respecto, como lo insinúa la segunda cita, se presume que se observará una reacción concertada al cambio; se generarán diversos artilugios para mantener el *status quo* de nuestra cultura de administración pública. En efecto, existe la experiencia de que la alternancia política en nuestro país resultó inocua en este sentido.

Por otro lado, se debe efectuar un seguimiento para garantizar que la solución no resulte más costosa que el problema por resolver.

5.- Un factor importante es reconocer que la transición estructural de CFE consumirá un lapso considerable, que eventualmente deberá acotarse para no retrasar la consolidación de las etapas siguientes.

RECOMENDACIONES

A pesar de las deficiencias detectadas en la adopción de los principios de gobierno corporativo, las cuales pueden dirigir la ley

hacia la inoperatividad, es recomendable implementar un plan de acción que garantice la eficacia de la legislación secundaria.

Parte del plan sería salvaguardar los desarrollos, experiencia y capacidad de respuesta de Petróleos Mexicanos y de la Comisión Federal de Electricidad.

También es recomendable considerar que las estrategias se implementen con mecanismos de retroalimentación adecuados para prevenir que la profunda transformación realizada no desemboque en el esquema que se pretendió erradicar.

Los autores de esta nota reiteran su propuesta sobre la conveniencia de que círculos académicos, asociaciones civiles, industriales y especialistas en la materia compartan y organicen sus esfuerzos sobre el análisis sistemático de la Reforma Energética, a fin de señalar a las autoridades competentes debilidades o amenazas al éxito o promesas de la Reforma ⁽⁴⁾.

La literatura internacional señala que el éxito de las reformas se puede demostrar cuando se percibe que los intereses de los administradores de las empresas y sus representantes de todos los niveles están alineados con los intereses de los ciudadanos. Al final del camino el contacto de los usuarios se establece con los trabajadores de ventanilla, quienes también pueden desvirtuar la aplicación de la normatividad.

Por último, también es recomendable adelantar trabajos para la conformación de instrumentos esenciales para el sano desempeño de las empresas, entre ellos:

- **el estatuto orgánico**, es decir, la norma básica de la nueva empresa de conformidad con la Ley y con los principios generales de gobierno corporativo, y
- **las políticas corporativas**, las cuales dictan los principios reflejados en el sistema de gobierno corporativo y contienen las pautas que rigen la actuación de la sociedad y de las sociedades integradas en su grupo, así como de sus administradores, directivos y profesionales.

Generalmente se reconocen tres categorías:

- I. Políticas de gobierno corporativo y cumplimiento normativo.
- II. Políticas de riesgos.
- III. Políticas de responsabilidad social. ●

Referencias bibliográficas

- 1) Directrices de la OCDE sobre Gobierno Corporativo de las empresas públicas. OCDE, 2011.
- 2) Uncovering the Driver of Utility Performance. Chapter 5 Corporate Governance of State Owned Enterprises. The World Bank. 2013.
- 3) Sistema de Gobierno Corporativo. Iberdrola. 18 de julio de 2014.
- 4) Control de costos en CFE, opción para bajar tarifas. Gerardo Bazán et al. Energía a debate. Pp. 14, julio-agosto de 2014.

electricon[®]
2014

XV EXPO CONGRESO NACIONAL
DE LA INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCIÓN ELÉCTRICA
ENERGÍA ELÉCTRICA SUSTENTABLE

REGÍSTRATE EN:

www.electricon.com.mx

GUADALAJARA
8-10 OCTUBRE 2014

En Expo Guadalajara



¡Síguenos!



Tel: 01 (33) 1812- 4458 - 01 (33) 1812-4459



En diversas ocasiones, el Presidente Enrique Peña Nieto se ha comprometido con el fortalecimiento de la figura del Testigo Social en los procesos de compras y contrataciones gubernamentales. Sólo que al presentar su propuesta de Reforma Energética se le olvidó incluirla. Mientras tanto, el Ejecutivo y el Congreso no se han puesto de acuerdo sobre el futuro de las herramientas legales que tendrá México para combatir la corrupción.

La falta de consensos para crear la Comisión Nacional Anticorrupción ha dejado en la incertidumbre jurídica a la Secretaría de la Función Pública, dependencia que tiene a su cargo el programa federal de Testigos Sociales. Además, la actual administración federal ha agredido a quienes formamos parte del padrón de Testigos Sociales de la Secretaría de la Función Pública, al querer disminuir radicalmente nuestras remuneraciones y negándonos el derecho a una tarifa de consultoría especializada.

A última hora, algunos diputados rescataron la figura del Testigo Social y la incluyeron en las leyes de la Reforma Energética, aunque en la nueva legislación, por desgracia, ante el vacío jurídico de la SFP, los Testigos Sociales serán designados por las dependencias mismas y reportarán a la Auditoría Interna de esas dependencias (CFE y Pemex), lo cual no es idóneo, aunque podrá funcionar en caso de dar plena visibilidad al trabajo del Testigo Social mediante la publicación de sus testimonios en internet.

Esencial para el rescate de la figura del Testigo Social fue el apoyo del Dip. Marco Antonio Bernal, presidente de la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados y, sobre todo, el de la Dip. Elizabeth Yáñez Robles, quien ha desempeñado una larga y distinguida carrera como funcionaria pública y dos veces legisladora por el Partido Acción Nacional. Aquí nos permitimos rescatar su intervención ante el pleno de la Cámara de Diputados durante el debate sobre las leyes de Petróleos Mexicanos y Comisión Federal de Electricidad.

- DAVID SHIELDS,
Director general de "Energía a Debate" y testigo social.

Testigos sociales, refuerzo a la legalidad

La mejor forma de combatir la corrupción es cerrar los espacios de opacidad o que dan cabida a decisiones discrecionales.

ELIZABETH YÁÑEZ ROBLES*

Los ciudadanos diputados que suscribimos esta reserva, el diputado Marco Antonio Bernal Gutiérrez y una servidora, proponemos modificar la Fracción III del Artículo 76 de la Ley de Petróleos Mexicanos, así como la Fracción III del Artículo 78 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, que si bien son disposiciones de dos diversos ordenamientos versan sobre el mismo tema: el empleo de testigos sociales en los procedimientos de contratación pública.

Con esta modificación, se busca que el consejo de administración, tanto de Petróleos Mexicanos (Pemex) como de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) establezcan los casos que podrán contar

con la participación de los testigos sociales en los procedimientos de contratación que realicen directamente o sus empresas productivas subsidiarias.

Quiero decirles que el testigo social es una figura que tiene la responsabilidad de atestiguar los procedimientos de contrataciones públicas, con el fin de asegurar que se logren las mejores condiciones disponibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento y oportunidad.

Los testigos sociales se caracterizan por tener un buen prestigio, honradez, especialidad y conocimiento técnico de las materias que verifican y atestiguan. Su naturaleza es ajena al Poder Ejecutivo. No forma parte de la administración pública

federal. Es un representante de la sociedad civil y su función es cuidar que se cumpla la normatividad de los procedimientos de contratación.

Es decir, un testigo social vigila de manera imparcial y profesional el cumplimiento de la legalidad en estos procesos. Ésta es una figura reconocida en otros marcos legales, tales como la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, así como la Ley de Obra Pública y Servicios Relacionados con la misma.

La figura del testigo social en México ya ha sido motivo de reconocimiento a nivel internacional, porque representa una acción de vanguardia que ayuda a garantizar

* *Diputada del Partido Acción Nacional (PAN). Este artículo corresponde a la presentación de su propuesta para modificar la Fracción III del artículo 76 de la Ley de Petróleos Mexicanos, así como la Fracción III del artículo 78 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, misma que fue aprobada por el pleno de la Cámara de Diputados el día 30 de julio de 2014.*

la transparencia en los procedimientos relevantes en la contratación pública, ya sea por el monto de la contratación o por la complejidad de la misma.

Tristemente, el tema de la contratación pública es el área donde más actos de corrupción se cometen. No es fortuito que justo sea ese el rubro donde se necesitan los testigos sociales. Si queremos combatir la corrupción, debemos cuidar los procesos donde está el dinero y es precisamente en las licitaciones de Pemex y de CFE que se dan las contrataciones más cuantiosas del gobierno federal.

Ya se ha determinado que a nivel internacional, que el impacto que tiene la corrupción y la ineficiencia en la contratación equivale entre un 10 a 12 por ciento del importe total de la contratación que determina o que destina el presupuesto federal; esto equivaldría en nuestro país a una cantidad alrededor de 100 mil millones de pesos anuales.

Cuando uno piensa en corrupción en nuestro país y mirando con profundidad, podemos encontrar casos en los cuales hasta la propia norma es capaz de legalizar la corrupción. En aquellos casos en los que se avala la herencia de plazas, por ejemplo, o al menos la legítima, cuando una persona cobra o permite que otra cobre por permitir estacionar un auto en la vía pública que nosotros estamos pagando, o algún gobierno local que se da el lujo de expedir credenciales para darle autorización a los franeleros de poder cobrar para estacionar los autos.

Esta reserva es un paso importante a la transparencia y a la legalidad que necesitamos reforzar en las contrataciones de las nuevas empresas productivas de Pemex y CFE. Ésa es la certeza que nos está pidiendo la sociedad, ésa es la



Elizabeth Yáñez Robles, Diputada del Partido Acción Nacional.

certeza que les tenemos que dar.

La corrupción en México es un problema que se ha catalogado como cultural, endémico, sistémico y estructural. Como legisladores tenemos la gran responsabilidad de crear leyes que combatan la corrupción y coadyuven a construir un gobierno honesto y democrático que se someta en todo momento al escrutinio y evaluación de la sociedad y que cuente con principios de honestidad, responsabilidad, eficiencia, transparencia y, sobre todo, que rinda cuentas.

Por eso, ésta es la importancia de la reserva que estamos presentando. El testigo social es una herramienta más para reforzar la transparencia y la legalidad. En efecto, mundialmente se ha comprobado que la mejor forma de combatir la corrupción es cerrar los espacios de opacidad o que dan cabida a decisiones discrecionales.

El empleo de testigos sociales es una herramienta más, probada en la experiencia y comprobada en los resultados que dará avance a la transparencia en México, y por tanto a un modelo democrático más justo.

Es menester agregar que la participación de este tipo de figuras tiene un carácter ciudadano. El testigo social atestigua el proceso de licitación en representación de la sociedad y para asegurarse que todas las decisiones tomadas en dicho proceso sean apegadas a la legalidad.

Es importante decir que los testigos sociales tienen voz, pero no tienen voto en los procedimientos a los que nos referimos, pero su actuación parte desde el momento mismo en que se emiten las bases hasta el momento del fallo y la firma del contrato.

Tienen la obligación de presentar un reporte final con aquellas observaciones que representen riesgo a la legalidad o a la transparencia. En caso de que hayan sido determinadas irregularidades en el procedimiento, se debe dar aviso a la auditoría interna y a la unidad de responsabilidades para iniciar un procedimiento de investigación.

En la experiencia que hemos tenido, la participación y el conocimiento de los testigos sociales han permitido que existan ahorros en los procedimientos de contrataciones, toda vez que sus observaciones pueden mejorar los procesos. Lo más importante es que su participación nos permite avanzar en la transparencia y legalidad en las contrataciones.

Compañeras y compañeros legisladores, adoptemos para nuestras empresas productivas del Estado la figura del testigo social, que es garantía de llevar a cabo en las mejores condiciones la contratación de las nuevas empresas productivas de Pemex y CFE. ●

TERCER FORO PETROLERO

INNOVACIÓN TECNOLÓGICA PARA IMPULSAR EL DESARROLLO
ENERGÉTICO DE TABASCO Y EL GOLFO DE MÉXICO



EXHIBICIÓN INTERAMERICANA DE
TECNOLOGÍA PETROLERA

23, 24 y 25
SEPTIEMBRE 2014



Con la participación de
empresas tractoras de:
BRASIL
COLOMBIA,
MÉXICO
USA,
VENEZUELA,

- Exposición de Proveedores de la Industria Petrolera,
- Encuentro de negocios,
- Conferencias magistrales,
- Programas de compras.

INFORMES Y REGISTRO EN:

www.coparmextabasco.org.mx

O EN LOS TELÉFONOS: +52 [993] 268 0267, [993] 268 0268



GRUPO COMUNICADOR ALBA
Tlacoquemécatl #21-101,
Col. del Valle, México D.F. 03100
ventas@grupoalba.com.mx
Tel: 55 59 61 69 / 55 59 08 66 /
55 59 22 07

La inversión extranjera en el sector energético de Latinoamérica

Los flujos de capitales redundan en beneficios sociales y en mejoras de la competitividad de los países receptores.

MARÍA TERESA COSTA CAMPI Y GEMMA GARCIA BROSSA ⁽¹⁾

CÁTEDRA DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA UNIVERSIDAD DE BARCELONA

Latinoamérica es una de las zonas más relevantes del mercado mundial con una gran capacidad de atracción de capital exterior. Los abundantes recursos naturales, la dimensión y potencial de sus economías, el nivel de formación de sus élites y los bajos costos laborales son factores de atracción de la inversión exterior. A estos aspectos cabe añadir la relevancia de las reformas estructurales adoptadas en la década de los noventa conducentes a desregular y privatizar amplios sectores económicos considerados estratégicos y que estaban en manos de monopolios estatales. El proceso de reforma, aún inacabado, ha supuesto una formidable apertura de los mercados latinoamericanos al capital exterior. La seguridad jurídica que impuso la reforma ha atraído desde finales del pasado siglo a numerosas empresas extranjeras. Los flujos de inversión foránea se han dirigido fundamentalmente a los sectores financiero, telecomunicaciones y energía.

Las filiales de las empresas multinacionales buscan acceder a mercados de gran tamaño y con un amplio potencial de crecimiento, a mejoras en la eficiencia y, como ya era tradicional, a la posibilidad

de explotación de recursos naturales. Las expectativas de crecimiento y los favorables costes laborales unitarios emergen como los factores que suponen un mayor atractivo para la inversión extranjera. Por el contrario, la notable brecha de infraestructuras que aún caracteriza a la mayor parte de países de la región supone, a la vez, un freno a la inversión extranjera y una oportunidad de negocio. México, Brasil, Chile, Perú, Colombia y, con mayores incertidumbres, Argentina son las economías con un mayor potencial para atraer inversión extranjera.

Por todo ello, los flujos de inversión dirigidos a Latinoamérica en las dos últimas décadas han experimentado un mayor dinamismo que la media mundial. En el año 2011 Latinoamérica absorbe el 7,5% del total de la IED (Inversión Extranjera Directa) mundial, cifra equivalente al 28,3% del PIB de la región. Estados Unidos y la Unión Europea son los principales inversores en esta área geográfica, aunque en los años más recientes se detecta una presencia creciente de empresas originarias de Japón y China y también de grandes empresas de otros países latinoamericanos (las denominadas "translatinas").

Brasil y México han sido los principales receptores de inversiones extranjeras directas.

Argentina, por su creciente inseguridad jurídica, ha ido perdiendo peso como destino de las grandes multinacionales, mientras que Chile y Colombia han aumentado progresivamente su atractivo para los inversionistas.

España ha tenido y tiene un papel relevante en los flujos de inversión dirigidos a Latinoamérica. Las últimas dos décadas han estado marcadas por un acentuado proceso de expansión internacional de las empresas españolas que se han lanzado a la búsqueda de nuevos mercados y posibilidades de ampliación de sus negocios en el exterior, siendo los mercados latinoamericanos los de mayor atracción. Latinoamérica, así, tiene un peso preeminente como destino de la inversión española, llegando a suponer más del 50% del total en los años noventa. Y es que a los factores de atractivo genéricos señalados anteriormente, debe añadirse la proximidad cultural.

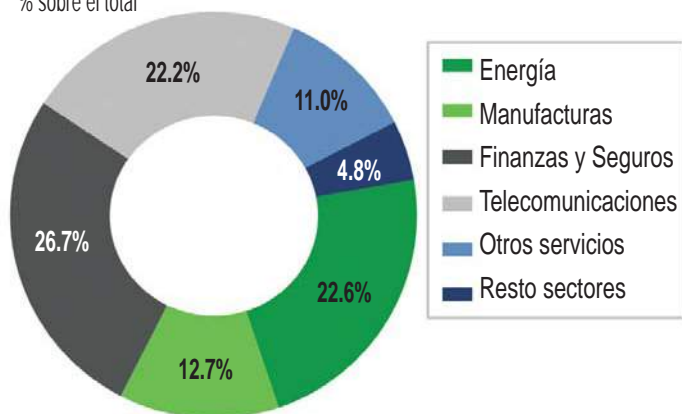
Aunque con cambios a lo largo de estas dos décadas, Argentina, Brasil, México y Chile han sido los destinos fundamentales de las empresas españolas. Debe tenerse en cuenta que las crisis económicas y financieras que han afectado a diversos de estos países, la finalización del proceso privatizador y los cambios regulatorios y contractuales

(1) Este artículo recoge las principales contribuciones del libro: María Teresa Costa Campi y Gemma García Brosa, *Inversión extranjera y sector energético en Latinoamérica. Análisis e impacto económico*. Ed. Civitas, Thomson-Reuters, 2014, realizado en el marco de la cátedra de Sostenibilidad Energética de la Universidad de Barcelona y patrocinado por FUNSEAM (Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental).

unilaterales, con las consiguientes incertidumbres en el ámbito político y jurídico, han condicionado el interés de las multinacionales por invertir en los países de esta área.

Por sectores de destino, la inversión en el exterior de las empresas españolas en Latinoamérica muestra un claro predominio de los servicios financieros, energía e infraestructuras. El 26,7% de los flujos de inversión acumulados en el período 1993-2011 ha ido dirigido al sector financiero, seguido de las inversiones en el sector energético (22,6%) y las telecomunicaciones (22,2%). La inversión en el sector manufacturero, en cambio, tiene un peso muy menor (12,7%).

España. Distribución sectorial de la inversión extranjera directa en América Latina. Inversión acumulada 1993-2011 % sobre el total



Fuente: Registro de Inversiones Exteriores. Ministerio de Economía y Competitividad.

La crisis actual ha generado una reducción de los flujos mundiales de IED y España no ha sido ajena a esta tendencia. Entre los años 2007-2011, los flujos de IED al exterior se han reducido un 27,8%. Las dificultades de acceso a fuentes de financiación por parte de las empresas españolas junto a las necesidades de desapalancamiento han dificultado la continuidad de esas inversiones en el exterior.

Inversión extranjera y sector energético

Latinoamérica y energía conforman un binomio de clara especialización de la actividad inversora internacional y, en especial, de las empresas españolas. La inversión en el sector energético puede cifrarse en torno al 11% de la IED total recibida por la región, porcentaje que se eleva al 20% en el caso de la inversión directa española en estos países.

La presencia de reservas de recursos naturales, la ola liberalizadora emprendida por buena parte de los países de la región

en los noventa y la existencia de una importante brecha de infraestructuras energéticas en estos países se erigen como factores clave para atraer la inversión extranjera al sector. Latinoamérica dispone del 20,4% de las reservas probadas de petróleo mundiales y del 3,8% de las reservas de gas. El sector energético, al tratarse de un sector estratégico puesto que incide en el crecimiento y en la competitividad de la economía y repercute en la calidad de vida de la población, ha estado tradicionalmente dominado por empresas estatales. La década de los noventa supuso la apertura del sector a la competencia en gran parte de los países latinoamericanos. En muchos casos, además, la desregulación se acompañó de la privatización de las empresas estatales, con un claro predominio de las empresas extranjeras sobre las nacionales. Ello explica que en los años noventa se registrara una fuerte entrada de inversión dirigida a las actividades energéticas, impulso que se ha visto renovado en los años más recientes con la emergencia del sector de las energías renovables.

La inversión extranjera dirigida al sector energético en 2011 supone el 3,3% del PIB de Latinoamérica. El 55,8% de la misma se ha dirigido al sector de extracción, producción y refinación de petróleo y extracción y producción de gas natural, mientras que el 44,2% restante corresponde a transporte y distribución de gas natural y generación, transporte y distribución de electricidad. Brasil, Colombia, Chile, Argentina y Venezuela, aunque con relevancia diversa a lo largo de las dos últimas décadas, son los principales receptores de inversión extranjera en el sector energía.

La consideración, junto a los datos de inversión extranjera, de las inversiones realizadas por compañías extranjeras que no se contabilizan en la balanza de pagos y las realizadas por firmas autóctonas permite una valoración detallada de la actividad inversora desarrollada en cada uno de los países en el sector energético⁽²⁾.



















En el segmento de extracción y producción de hidrocarburos, Brasil, México, Venezuela y Argentina (los países con mayor volumen de reservas) absorben el grueso de las inversiones realizadas en el sector. En algunos de ellos, las empresas estatales han mantenido un papel principal en el sector, con o sin participación privada, y se han convertido en grandes empresas petroleras que operan también en otros países.

Las reformas de los años noventa en el segmento del *downstream* de gas natural se orientaron a eliminar los procesos de inte-

⁽²⁾ Para ello se ha utilizado la información de la base de datos *Private Participation in Infrastructure Database* del Banco Mundial y consultable en <http://ppi.worldbank.org>.

IED española en el sector energético de Latinoamérica.

En % del total de la región.

País	1993-2011	1993-2000	2001-2007	2008-2011
 Argentina	53.3	67.3	3.1	1.2
 Bolivia	0.4	0.0	3.3	0.0
 Brasil	13.0	5.4	15.1	66.7
 Chile	11.6	14.4	2.3	0.6
 Colombia	5.7	6.2	6.3	1.4
 Costa Rica	0.0	0.0	0.0	0.0
 Ecuador	0.8	0.5	3.6	0.0
 El Salvador	0.0	0.0	0.0	0.0
 Guatemala	0.6	0.8	0.2	0.2
 Honduras	0.0	0.0	0.2	0.0
 México	6.4	1.2	45.0	4.0
 Nicaragua	0.5	0.6	0.2	0.0
 Panamá	1.5	1.7	0.1	1.7
 Paraguay	0.0	0.0	0.0	0.0
 Perú	3.0	0.9	0.1	21.0
 República Dominicana	2.6	0.6	18.9	0.3
 Uruguay	0.1	0.0	0.5	0.0
 Venezuela	0.6	0.5	0.2	2.5

Fuente: Registro de Inversiones Exteriores. Ministerio de Economía y Competitividad

gración vertical de toda la cadena productiva, segmentar el sector en las diversas actividades y privatizar y/o abrirlas a la inversión privada. Según datos del Banco Mundial, el 25,2% de la inversión en este sector corresponde a pagos a los Estados derivados de privatizaciones, concesiones o pagos de licencias de explotación; porcentaje que es más elevado en la década de los noventa. Argentina y Brasil tienen un peso muy notable en las inversiones en el sector de gas natural. Junto a los importes derivados de las privatizaciones de las empresas estatales y las inversiones efectuadas por las compañías distribuidoras debe remarcar la importancia de las grandes inversiones derivadas de la construcción de los principales gasoductos de interconexión entre países latinoamericanos.

Las inversiones desarrolladas en el sector de electricidad muestran dos etapas claramente diferenciadas. En los años noventa el predominio de los pagos al Estado en los montos de inversión registrados es claro: el 55% se deriva de este concepto. En los años 2000, en cambio, una vez finalizado el proceso de reforma del sector se registra un auge significativo de las inversiones en el sector

que, prácticamente en su totalidad, se dirigen a activos materiales. En los años más recientes cobra impulso la entrada de empresas pertenecientes al sector de energías renovables no convencionales atraídas por el buen desempeño económico de la región y la creciente apuesta por energías limpias frente a la situación de crisis que azota las economías avanzadas. Brasil tiene un liderazgo indiscutible en las inversiones en el sector eléctrico.

Las empresas españolas del sector energético han desarrollado una importante actividad inversora en la región. El 78% de la inversión registrada se concentra en la década de los noventa, como consecuencia de la relevancia de los montos derivados de la adquisición de empresas estatales privatizadas. La inversión desarrollada por empresas españolas se caracteriza por una clara voluntad de permanencia en los países de destino, sin que se registren desinversiones significativas. En torno al 54% de la inversión registrada se dirige al sector de extracción de petróleo y gas natural y productos derivados, mientras que el 46% restante se destina al sector de transporte y distribución de gas y electricidad

y tratamiento de residuos. Los años más recientes han supuesto la entrada en la región de empresas españolas del segmento de energías renovables que también están desarrollando una actividad importante en proyectos de inversión acogidos al Mecanismo de Desarrollo Limpio en el marco del protocolo de Kioto. Argentina, Brasil, Chile, México y Colombia han sido los principales destinos. Mientras Argentina y Chile tuvieron una posición preeminente en los noventa, Brasil y México han sido los destinos prioritarios una vez entrados en el siglo XXI. En los años más recientes, Perú y la República Dominicana se han convertido también en destinos importantes de las empresas españolas.

Impacto económico de la inversión extranjera

El análisis del impacto económico de la inversión extranjera global y de la inversión extranjera dirigida al sector energético se ha centrado en cinco áreas: balanza de pagos, esfuerzo inversor, empleo, productividad y desarrollo económico. Los efectos de la presencia de multinacionales en un país se generan por vía directa y, por vía indirecta, se transmiten al resto de empresas y sectores de la economía receptora. El total de la inversión acumulada, la tipología de esta inversión, los sectores de destino de la misma son factores relevantes para evaluar el posible impacto de la inversión extranjera en el desarrollo económico. Un mayor peso de proyectos *greenfield* tendrá un mayor impacto directo en términos de formación bruta de capital o de empleo. La inversión en sectores comercializables, por otro lado, puede generar un mayor efecto en la apertura de la economía y en el volumen de exportaciones.

Los flujos de inversión extranjera tienen un papel importante como mecanismo de financiación de la economía en la medida que suponen una entrada directa de divisas en el país que no genera deuda y que se caracteriza por una menor volatilidad que otros flujos de capitales. La inversión reporta entradas brutas de recursos, pero también genera salidas como las inversiones de la filial en el exterior, la repatriación de dividendos a la matriz o las rentas de la inversión.

Los resultados referidos a Latinoamérica permiten comprobar que los flujos de entrada neta de capitales del exterior (una vez restados los pagos en concepto de rentas de la inversión) han sido de signo positivo. Chile y Venezuela, a los que se añaden Bolivia y Ecuador en los años más recientes, serían una excepción.

Junto a esta función, la inversión extranjera puede incidir en la apertura exterior y la balanza comercial de la economía receptora. Las multinacionales se caracterizan por una mayor propensión a exportar y a importar que las empresas domésticas. Ello se explica,

en primer lugar, porque es más probable que se ubiquen en sectores intensivos en comercio internacional. Y, por otro lado, sus mayores niveles de productividad y su mayor tamaño les permiten aprovechar las economías de escala que surgen en el comercio internacional. Asimismo, hay que tener presente que en éstas, el comercio intrafirma tiene un peso muy significativo puesto que pueden aprovechar las ventajas de la internalización. El efecto directo de una mayor inversión extranjera será, así, de signo positivo en el volumen de exportaciones y de importaciones del país receptor, aumentando el grado de apertura e internacionalización de éste.

Al mismo tiempo, las multinacionales pueden generar un efecto demostración en las empresas locales e impulsar la actividad exportadora de las firmas domésticas. Contrariamente, podrían desplazar exportaciones si atraen recursos de estos sectores. En el caso de las importaciones, pueden también facilitar los canales de importación de las firmas locales o desplazar las compras al exterior que éstas efectúan si la producción de la multinacional se orienta fundamentalmente a satisfacer el mercado local.

El impacto dependerá, en gran medida, de la finalidad de la inversión extranjera. En el caso de inversiones orientadas a la exportación el resultado global en la balanza por cuenta corriente será, con toda probabilidad, de signo positivo. En el caso de inversiones orientadas a satisfacer el mercado local es más probable que el resultado final sea de signo negativo.

Los resultados muestran que los efectos en la balanza por cuenta corriente en los países de Latinoamérica no son suficientemente sólidos. Buena parte de las inversiones dirigidas a la región han tenido por objetivo cubrir la demanda del mercado doméstico, lo cual ha podido limitar los efectos positivos en las exportaciones. Argentina, Colombia y Bolivia se configuran como los países donde el impacto de la inversión en energía en la balanza comercial ofrece resultados positivos más robustos.

El análisis de los efectos de la IED debe tomar en consideración, por otro lado, que la inversión realizada por empresas multinacionales no siempre se traduce en inversión en sentido económico. En el caso de la IED dirigida al sector energético, la relevancia de los montos derivados de fusiones y adquisiciones provoca que el efecto directo en la inversión sea algo más reducido que en sectores donde predominan proyectos de nueva planta. Este rasgo es especialmente destacable en la década de los noventa.

La presencia de inversión extranjera tiene también un impacto indirecto en la inversión de las empresas domésticas. En este caso, la relación puede ser de complementariedad o de sustitución. Por



Dos eventos Una Meta

Intercambio internacional de conocimientos y soluciones

dmg::events es uno de los productores de conferencias y ferias comerciales más grandes del mundo, organizando más de 80 eventos especializados con el sector de energía, en 25 países cada año.

La reforma energética impulsará el crecimiento económico y posicionará al país para ser más competitivo a nivel mundial. Pemex se asociará con empresas privadas en diez proyectos, agrupados en cuatro paquetes que incluyen campos maduros, campos de petróleo extra pesado, desarrollo de gas y reservas en aguas profundas.

PanAmerican Mature Fields se llevará a cabo del 20 al 22 de Enero del 2015 en Veracruz. Auspiciado por PEMEX y presidido por el Ing. Gustavo Hernández, Director General de Pemex Exploración y Producción, el evento será el anfitrión de los líderes de la región panamericana, centrándose específicamente en el desarrollo y optimización de campos maduros.

Reuniendo a los mejores expertos, los métodos y tecnologías más innovadoras a través de una conferencia de tres días y una exposición tecnológica, que permitirá una discusión con profundidad para ofrecer soluciones a los retos.



Gas México Congress, del 24 a 26 febrero del 2015, en Villahermosa, conectará a la comunidad de gas natural en todo el mundo, proporcionando un foro en el que las empresas y los líderes de pensamiento técnico abordaran cuestiones comerciales, asuntos regulatorios, geopolíticos y técnicos relacionados con la cadena de suministro de gas natural en México.

Encabezada por un comité de expertos líderes, el evento examinará los aspectos comerciales y técnicos de la industria del gas de México. El Congreso será una excelente plataforma para las empresas de servicios y suministros, empresas de energía independientes e institutos de investigación para posicionarse en el mercado mexicano, en frente de los principales tomadores de decisiones de la industria.



"México posee importantes reservas de petróleo y gas sin explotar, además de la necesidad de maximizar sus reservas actuales. Estar bien informado sobre las tecnologías de vanguardia y las mejores prácticas constituye la ruta más directa para poder tener acceso a estos recursos de manera eficaz, económica y segura. Pan American Mature Fields Congress girará en torno a la explotación plena de este potencial para la optimización de los campos de México, con expertos de Canadá, Latinoamérica y Estados Unidos de Norteamérica."

Dr. Pedro Silva
Subdirector de Tecnología
PEMEX E&P

"Gas Mexico Congress & Exhibition representa una importante oportunidad para conocer un panorama detallado de cómo ha evolucionado el mercado del gas en México y Latinoamérica, y cómo los cambios legales en esta región están impactando la manera de hacer negocios."

Dr. Vinicio Suro Peréz
Director General
Instituto Mexicano del Petróleo

www.maturefieldscongress.com | www.gasmexicocongress.com

Contáctenos hoy mismo para participar en dos de los congresos más importantes que tienen lugar en México!

Contact
Sandy Basler
sandybasler@dmgevents.com
+1 713 252-4594



Organized by: **dmg::events**

La inversión desarrollada por empresas españolas se caracteriza por una clara voluntad de permanencia en los países de destino, sin que se registren desinversiones significativas. En torno al 54% de la inversión registrada se dirige al sector de extracción de petróleo y gas natural y productos derivados, mientras que el 46% restante se destina al sector de transporte y distribución de gas y electricidad y tratamiento de residuos.



un lado, la inversión extranjera puede desplazar a la doméstica si reduce los retornos marginales del capital o los beneficios esperados de las empresas locales. Pero alternativamente, y por la vía de los encadenamientos productivos, puede aumentar la demanda de insumos a los proveedores locales o proveer de insumos a menor costo a las empresas locales, facilitando su actividad inversora. Asimismo, la competencia que pueda suponer para empresas locales del mismo sector puede generar un efecto desplazamiento o incentivarlas a mayor inversión para conseguir mejoras en la productividad.

El efecto de la IED global en la formación bruta de capital es de signo positivo y se deriva tanto de un impacto directo (algo menor en el caso del sector energético, donde el peso de las fusiones y adquisiciones ha sido muy significativo) como indirecto, indicativo de una cierta complementariedad entre la inversión extranjera y la inversión doméstica. Este efecto *crowding-in* es algo más débil en el caso de la inversión en el sector energético como consecuencia de que los lazos con el tejido productivo local son, en general, menores.

Brasil, Bolivia, Colombia y Perú registran una relación positiva más sólida entre inversión extranjera en energía e inversión del resto de sectores de la economía. A ellos cabe añadir Argentina cuando se considera la inversión extranjera total.

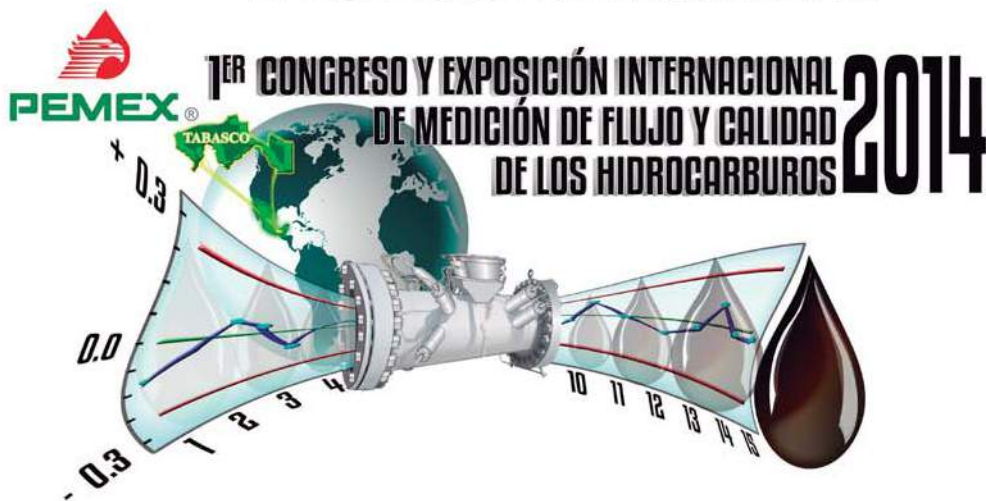
Asimismo, las filiales de las grandes multinacionales disfrutan de una serie de ventajas sobre sus competidores locales como son una mayor productividad y una superior capacidad de lanzar nuevos productos y nuevos procesos productivos. Esto es debido a que las filiales poseen ventajas de propiedad derivadas del acceso a tecnologías de producto y de proceso, y a prácticas organizacionales, productivas, comerciales y ambientales de sus casas matrices. Una mayor presencia de empresas extranjeras redundará, así, en una mayor productividad de la economía receptora. La inversión extranjera, pero, puede también dar lugar a efectos indirectos que se derivan de la existencia de externalidades. La difusión de tecnología y conocimiento que promueven las multinacionales (al tratarse de bienes no excluyentes pueden ser apropiados por las empresas locales) puede mejorar la productividad de las empresas domésticas. Por un lado, pueden producirse externalidades hacia empresas locales de otros sectores, esto es, *spillovers* verticales o intersectoriales. Ello se fundamenta en los posibles beneficios que las empresas locales pueden obtener de las tecnologías y prácticas organizativas de las empresas transnacionales a través de mayores exigencias de calidad, precio y/o plazo de entrega que las filiales suelen exigir a sus proveedores y de la asistencia técnica que pueden brindar para conseguir esas exigencias. Por otro, la presencia de nuevas compañías extranjeras puede elevar el nivel de competencia en el mercado interno e inducir a las empresas locales que compiten con las extranjeras a elevar su productividad y/o mejorar la calidad de sus productos, dando lugar a *spillovers* horizontales o intrasectoriales.

Los resultados obtenidos muestran que las empresas multinacionales se caracterizan por mayores niveles de productividad que a su vez han contribuido a la mejora de la productividad global de las economías receptoras (efectos *spillover* positivos). En el caso del sector energético existen, no obstante, dudas respecto a la posibilidad de que se haya producido un efecto derrame hacia otras empresas o actividades. Ello puede explicarse por el hecho de que se trata de actividades que, por lo general, se caracterizan por efectos encadenamiento hacia atrás relativamente reducidos, es decir, que muestran una reducida relación con otros sectores locales. Brasil, Bolivia, Colombia y Perú, de nuevo, registran los mejores resultados al observar la relación entre IED en el sector energético y produc-



LO QUE NO SE MIDE NO SE PUEDE CONTROLAR,
LO QUE NO SE CONTROLA NO SE PUEDE MEJORAR.

TE INVITAMOS A PARTICIPAR EN EL



12/13/14 • Noviembre 2014

www.congresomedicionhidrocarburos2014.com

¡Comparte tu conocimiento!
Participa en las Sesiones Técnicas.

COMITÉ ORGANIZADOR

Teléfonos:

Rubén Ostos Villaseñor ruben.ostos@pemex.com	+ (01) 993 316.5619
Oscar López Ortiz oscar.lopezo@pemex.com	+ (01) 993 316.6514
Jaime Edgar Martínez Hernández jaime.edgar.martinez@pemex.com	+ (01) 993 316.5619

OPERADORA DEL EVENTO



Informes y ventas:

Gonzalo García
gonzalo.garcia@consiisa.com + 01 (55) 2159.1245
a.hurtado@consiisa.com + 01 (55) 6312.0738
j.garcia@consiisa.com + 01 (55) 6363.4520

www.consiisa.com

Parque Tabasco, Paseo Usumacinta SN,
Villahermosa, Tabasco. CP 86037,
Naves del Parque Tabasco



tividad. Argentina y México ofrecen también buenos resultados cuando se considera la inversión extranjera total.

La inversión extranjera tiene también un efecto positivo en los niveles de empleo del país receptor, efecto que se diluye en el caso del sector energético. Este resultado es lógico cuando se tiene en cuenta que el sector energético ha sido una de las actividades donde mayor presencia han tenido los procesos de fusiones y adquisiciones. En estos casos, el “cambio de manos” no lleva implícito necesariamente variaciones de signo positivo en el empleo. Por otro lado, el sector energético es más intensivo en capital con lo que la creación de empleo de este sector en relación a otros es relativamente reducida.

Los resultados en términos de empleo, aunque de signo positivo, son más débiles que en el resto de variables. Brasil y México ofrecen los resultados más robustos.

Así pues, y en sintonía con la literatura existente sobre el tema, la IED influye sobre el crecimiento económico esencialmente de forma directa, por medio de la mayor productividad de las filiales y la inversión fija que éstas realizan. También contribuye al crecimiento económico del país receptor a través de las externalidades productivas, especialmente *spillovers* verticales hacia los proveedores locales. Esto, no obstante, no es un resultado generalizable y depende del sector y las características de las empresas extranjeras y de las características y capacidad de absorción de la economía receptora.

En síntesis, los resultados confirman un impacto positivo de la inversión extranjera en el desarrollo económico de los países de Latinoamérica. A través de la estimación de un modelo econométrico en que la evolución del PIB per cápita depende del capital humano, del conjunto de capital físico y del conjunto de inversión extranjera, se estima que un aumento del 1% en la inversión extranjera genera un incremento del 0,2% en el PIB per cápita del país receptor.

En el caso de la inversión en el sector energético el resultado es también positivo, aunque más débil. Un aumento del 1% en el total de inversión extranjera en el sector energético aumenta en 0,014% el PIB per cápita. Aunque en términos cuantitativos el efecto es reducido, se trata de un sector estratégico para el crecimiento económico, en la medida de que se ve arrastrado por el aumento de la demanda que se registra en el resto de la economía. Según ello, el buen funcionamiento de estas actividades es clave para evitar posibles cuellos de botella en los procesos de desarrollo económico. La realización de las inversiones necesarias para mejorar la eficiencia y cobertura de las infraestructuras energéticas se configura, pues, como un elemento clave en el desarrollo económico de los países de Latinoamérica. La inversión extranjera en este sector ha

tenido un papel fundamental en este proceso y, así, ha facilitado el desarrollo de estos países.

La magnitud y relevancia de los efectos positivos que se desprenden de la presencia de inversión extranjera dependerá, en gran medida, de las características de la economía local y, en especial, de la capacidad de absorción de los posibles beneficios derivados de la IED. En este sentido, un mayor nivel de cualificación de la población, un marco institucional y normativo estable, una mayor seguridad política y jurídica son factores que inciden de forma positiva.

IED y crecimiento económico en Latinoamérica

Incrementos en el PIR per cápita derivados del aumento del 1% en cada una de las variables.

	Modelo IED total	Modelo IED energía
Capital humano	1,5497	3,964
Capital físico	0,2825	0,525
IED total	0,2048	-
IED energía	-	0,014

Fuente: elaboración propia.

En definitiva, puede señalarse que aquellos países en los que la inversión extranjera ha ido dirigida en mayor medida a bienes comercializables, en los que ha habido mayor presencia de proyectos de inversión de nueva planta, o aquellos en los que los sectores energéticos presentan una mayor interrelación con el tejido productivo local se verían más beneficiados de la presencia de grandes empresas transnacionales. Asimismo, los países que muestran un tejido económico con mayor capacidad de absorber estos posibles efectos positivos serían también los potencialmente más beneficiados de la entrada de capital exterior. Este es el caso de aquellos que disponen de una mano de obra más formada o donde ha aumentado más su capital humano. También las características del marco institucional y regulador en el que actúan las empresas extranjeras tiene una especial relevancia.

A estos aspectos económicos cabe añadir los beneficios sociales que puedan derivarse de la mejora de las infraestructuras energéticas y la mejor calidad de vida que de ello pueda derivarse. Las mejoras en la inclusión social, la creación de empleo e infraestructuras en áreas no urbanas y el aumento en los niveles de acceso al servicio de electricidad de la población y la mejora en la competitividad sistémica de los países receptores son aspectos a destacar. ●

Cómo ahorrar gasolina

Para la mayoría de los autos, la gasolina Magna, no la Premium, es recomendada.

RAMSES PECH*

Existen muchas formas de economizar el uso de gasolina en vehículos livianos, pero la realidad es que siempre que se use combustibles fósiles se emitirá contaminación. Lo que se puede hacer es reducir el volumen que se emite en función de la eficiencia mecánica-motriz en el ensamble y diseño de los automóviles livianos.

Primeramente es necesario entender que la emisión se genera en función de la utilización de una fuente que proporcione la ignición para el movimiento del motor, el cual a su vez tendrá que poner en movimiento una masa estática, es decir, el automóvil mismo. En el movimiento del auto intervienen su peso, la fricción que experimenta al rodar y la resistencia aerodinámica, todo ello ligado a la velocidad con que se desea mover el automóvil.

Entre más peso, más fuerza motriz se requiere para mover la unidad y mayor será la torsión de la transmisión en el motor para moverse, requiriendo más ignición y más consumo de combustible. Entonces existe un cambio radical de cómo diseñar los vehículos para requerir el menor potencial y consumo de combustibles, es decir volver más eficiente el diseño del automóvil.

Sólo entre 14% y 30% de la energía del combustible que se pone en un vehículo convencional se utiliza para el movimiento de la unidad, en función de un ciclo de conducción. El resto de la energía se pierde debido a ineficiencias del motor, la línea de conducción o en accesorios de alimentación. Las pérdidas pueden ser de muy distintos tipos, entre ellos, pérdidas en conducción o en motor, pérdidas por fricciones, aerodinámica

Tecnologías para mejorar economías en combustibles, disponibles para vehículos livianos

Engine technologies:
 Engine friction reduction.
 Variable valve timing.
 Variable valve lift.
 Cylinder deactivation.
 Stoichiometric gasoline direct injection.
 Turbocharging and downsizing.
 Exhaust gas recirculation.

Electrification technologies:
 Improved accessories.
 Electric power steering.
 Micro hybridization.
 Mild hybridization.

Vehicle technologies:
 Tires w/10% rolling resistance reduction.
 Tires w/20% rolling resistance reduction.
 Aerodynamics w/20% drag reduction.
 Low drag brakes.

Mass-reduction technologies:
 1.5% mass reduction.
 3.5% mass reduction.

Transmission technologies:
 Aggressive schift logic.
 Early torque converter lockup.
 Dual clutch automated manual.
 High efficiency gearbox.
 Continuously variable transmission.
 6-, 7-, 8- speed transmissions.

Fuente: U.S. Energy Information Administration.

inámica y electricidad, pérdidas de frenado o en la transmisión, resistencia al viento o a la rotación de llantas

Pronto estarán disponibles varias tecnologías que pueden ofrecer reducciones significativas en el consumo de combustible para vehículos convencionales a gasolina. Estas tecnologías, que pueden ser de motores, electrificación, transmisión, reducción de peso o en neumático y aerodinámica, pueden permitir a los fabricantes satisfacer las futuras normas sobre emisión de gases de efecto invernadero a un costo relativamente accesible.

¿Cuál es la gasolina que necesito?

Enfoquémonos sobre el tema de la gasolina. Si el motor de su automóvil no requiere gasolina de mayor octanaje, no desperdicie su dinero comprando caro. Se

recomienda octanaje regular, es decir, la gasolina Magna, para la mayoría de los coches. La gasolina Premium (92 o 93 octanos) cuesta por litro alrededor de 70 centavos más que la Magna (87 octanos). No hay cifras exactas disponibles en México, pero estudios realizados en Estados Unidos indican que los conductores gastan cientos de miles de dólares cada año por usar un mayor octanaje de lo que necesita su motor. Sin embargo, algunos vehículos con motores de compresión alta, como los coches deportivos y algunos de lujo, necesitan gasolina Premium para evitar el golpeteo.

Dentro de las sustancias que conforman la gasolina podemos encontrar moléculas de distintos tamaños como los heptanos (compuestos de siete carbonos), los octanos (ocho carbonos), nonanos (9 carbonos), etcétera. La gasolina Magna tiene 87 oc-

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



10 consejos para ahorrar gasolina

Los consejos necesarios para que gastes lo mínimo en tus viajes

1 No usar el auto en distancias cortas



Caminar es un buen ejercicio. Programar compras en un sólo viaje.

2 Lleva poco peso



Lleva en el maletero lo indispensable.

3 Ventanas cerradas



Y el aire acondicionado por encima de la temperatura de confort (21-23°C).

4 Conducir de manera tranquila



Sin acelerones bruscos ni frenadas fuertes.

5 Marchas largas y revoluciones bajas



En ciudad siempre que puedas utiliza la cuarta y quinta marcha. Utiliza la primera marcha lo menos posible.

6 Apaga el motor en paradas largas



Si el coche va a permanecer parado más de un minuto, apaga el motor.

7 Revisa la tapa del tanque de combustible



Una tapa del tanque en mal estado puede causar la evaporación de la gasolina.

8 Reduce la velocidad



Ir a 140 km/h consume entre un 14% y 16% más que ir a 100 km/h.

9 Si bajas pendientes levanta el pie



Mantén la velocidad con la inercia de la propia cuesta (no pongas punto muerto).

10 No aprietes la manilla de la manguera al máximo



Si la gasolina se echa de manera más lenta se creará menos vapor y la mayor parte del vertido se convierte en un llenado eficaz.

Fuente: europapress.es

tanos, esto es, que en su comportamiento antidetonante equivale al de una mezcla formada por un 87% de octano y un 13% de nonano. Ahora bien, el índice de octanos requerido por un motor está directamente asociado con su nivel de compresión, que es la relación que existe entre el volumen de la cámara de combustión y el volumen del cilindro, más la suma del volumen de la propia cámara. En términos sencillos, basta con decir que a mayor octanaje (siempre que el automóvil así lo requiera) es mejor la combustión, lo que previene el desgaste prematuro del motor. No todos los vehícu-

los trabajan con niveles de compresión iguales. Los autos más sofisticados, de alto desempeño y alta compresión requieren de gasolina de alto octanaje (en el caso de nuestro país, Pemex Premium); el no utilizar este tipo de combustible ocasionaría casca-beleo, pérdida de potencia y daños al motor a largo plazo. En cambio, un consumidor que tiene un vehículo común y acostumbra a utilizar gasolina Premium, desperdicia su dinero porque no le traerá ningún beneficio adicional.

Así entonces, la gasolina Pemex Magna es recomendada para todo tipo de au-

tomóviles, mientras que la Pemex Premium es para automóviles de lujo o deportivos. En el mundo, la relación de los automóviles que necesitan de gasolina de 87 y 92 octanos es de 90% y 10% respectivamente. Verifique el manual de propietario de su auto o recurra a la agencia automotriz para saber qué tipo de gasolina requiere el motor.

Ahora ya sabemos que no depende del tipo de combustible que compremos, importemos o generemos en México, esto depende fundamentalmente de la eficiencia del diseño del vehículo a usar y de las características en donde transitara el mismo. ●



EFICIENCIA ENERGÉTICA

Es una publicación del Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE)



Revista especializada
en el sector eléctrico

Los mejores contenidos
que refieren el uso eficiente
y sostenible de la electricidad

¡Suscríbete ahora mismo!

1 año

4 números

\$200.00

A partir de 4 suscripciones
la 5ª es gratuita

.....
Empresa

.....
R.F.C.

.....
Nombre y Apellidos

.....
Dirección (Calle, Número, Colonia)

.....
Código Postal

.....
Ciudad o Municipio

.....
Teléfonos

.....
Fax

.....
Correo electrónico

.....
Giro o especialidad

Depósito bancario a nombre del FIDE en HSBC, sucursal No. 3003, cuenta No. 017741332-6. Transmite copia de este cupón junto con la copia de su ficha de depósito escaneados al correo electrónico carla.garmendia@cfe.gob.mx

Esta información está protegida por la Ley de Protección de Datos Personales en posesión de los particulares

Le enviaremos su recibo a vuelta de correo

Mariano Escobedo No. 420, 1er piso Col. Anzures. C.P. 11590
México DF, Tel.: (55) 1101 0520. Llame sin costo al 01 800 343 3835

El impresionante auge de los *shales*

El shale gas y oil impactan los mercados de la región.

ALVARO RÍOS ROCA*

Hace una década se empezó a destacar el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en *shales* en Estados Unidos. Pronto se hablaba de que se estaba gestando un nuevo paradigma en la industria energética mundial. Los altos precios de los hidrocarburos alentaron tecnología para realizar fracturamiento hidráulico y perforación horizontal, que permitieron destrabar ingentes cantidades de recursos de hidrocarburos atrapados de zonas geológicamente conocidas como lutitas (*shales*).

Aquí presentamos un breve resumen de los beneficios de estos desarrollos en Estados Unidos y unas comparaciones y reflexiones sobre los impactos en nuestra región.

El impulso definitivo al *shale gas* y posteriormente al *shale oil* se originó desde principios de la década pasada en la formación Barnett, cuando los precios de los hidrocarburos comenzaban su escalada mundial por efecto de la demanda. El 2003 los precios del petróleo oscilaban entre 20 y 30 dólares por barril, llegando a un pico momentáneo de 140 dólares por barril en 2008 para luego estabilizarse hasta nuestros días en alrededor de 100 dólares por barril.

Durante el periodo 2004–2013 (10 años), en Estados Unidos se han perforado aproximadamente 120,000 pozos con fracturamiento hidráulico para desarrollar *shales* en siete formaciones (Bakken, Barnett, Eagle Ford, Haynesville, Marcellus, Niobrara y Permian Basin). Es decir, se ha perforado un promedio de 12,000 pozos por año.

Para efectos comparativos, en Argentina se han perforado hasta la fecha cerca de 200 pozos con fracturamiento hidráulico (tipo piloto) en la formación Vaca Muerta, una

de las más prolíficas del mundo, por su alto contenido de hidrocarburos, líquidos y por el espesor de la formación. Es el país que más ha avanzado en América Latina, siendo ésta una actividad apenas incipiente en México que tal vez pueda activarse con la Reforma Energética.

La producción de *shale gas* en Estados Unidos llegó en 2013 a 26 mil millones de pies cúbicos por día y la de *shale oil* a 3.5 millones de barriles por día. Esta producción combinada de *shale oil* y *shale gas* representa aproximadamente 8.6 millones de barriles de petróleo equivalente por día, que es ya superior a la producción combinada de México y Venezuela de petróleo y gas natural convencional que está en 7.6 millones de barriles de petróleo equivalente por día.

Es importante darse cuenta de la cantidad de dólares que Estados Unidos ha evitado de mandar fuera para importar petróleo y gas natural, porque ahora lo produce internamente de los *shales*. Si integramos la producción de *shale gas* de 2004 a 2013 y tomamos un precio de importación de 8 dólares por millón de BTU, se han ahorrado la módica suma de 340 mil millones de dólares. Si valoramos el gas a 12 dólares por millón de BTU, el ahorro es cercano a los 508 mil millones de dólares. Si hacemos lo mismo para petróleo y valoramos la producción de *shale oil* a 90 dólares por barril, se estima un ahorro de 34 mil millones de dólares.

Se trata de un ahorro total estimado de 458 mil millones de dólares en 10 años y un ahorro promedio anual aproximado de 46 mil millones de dólares anuales sólo en importaciones de energía. A esta exuberante cifra, deberíamos añadirle otros beneficios

económicos por las recaudaciones percibidas por regalías, así como la ampliación del empleo directo e indirecto por los servicios nacionales y por los que ahora viene exportando gradualmente al mundo. En un artículo anterior manifestábamos que el presidente Barack Obama fue reelegido gracias a la magia de los *shales* que impactó la economía en Estados Unidos.

Por su déficit en exploración y a pesar de su enorme potencial, en América Latina las terminales de regasificación para importar gas natural de otras regiones del planeta continúan incrementándose, mientras en Estados Unidos las terminales de regasificación que se construyeron, se revierten para exportar gas natural a varios lugares del planeta, incluyendo Latinoamérica.

Algunas voces señalan que esas futuras plantas de licuefacción en Norteamérica son una solución para la problemática energética de varios países de nuestra región. Desde el punto de vista de seguridad de abastecimiento, esto es totalmente cierto. Pero en cuanto a precios, se debe competir por el gas natural licuado (GNL) con los mercados asiáticos y europeos que son un mercado esponja para el gas natural. Por esta vía, no habrá gas barato.

Asimismo, Estados Unidos nos viene haciendo cada vez más adictos a sus derivados del petróleo que produce en sus mejoradas refinerías a partir de *shale oils*, principalmente de *diesel oil*. Más aun, esta situación viene complicando la viabilidad económica de desarrollos petroquímicos que se venían proyectando en América Latina.

Una frase para recordar en nuestra nostálgica Latinoamérica: El mundo se mueve con tecnología y no con ideología. ●

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



Proporcionando Servicios Integrales

a lo largo de la cadena de
valor del petróleo



OPERACIONES MARINAS

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



PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS

Comercialización y distribución de gas natural
en los sectores residencial, comercial e
industrial, por gasoducto y sobre ruedas.

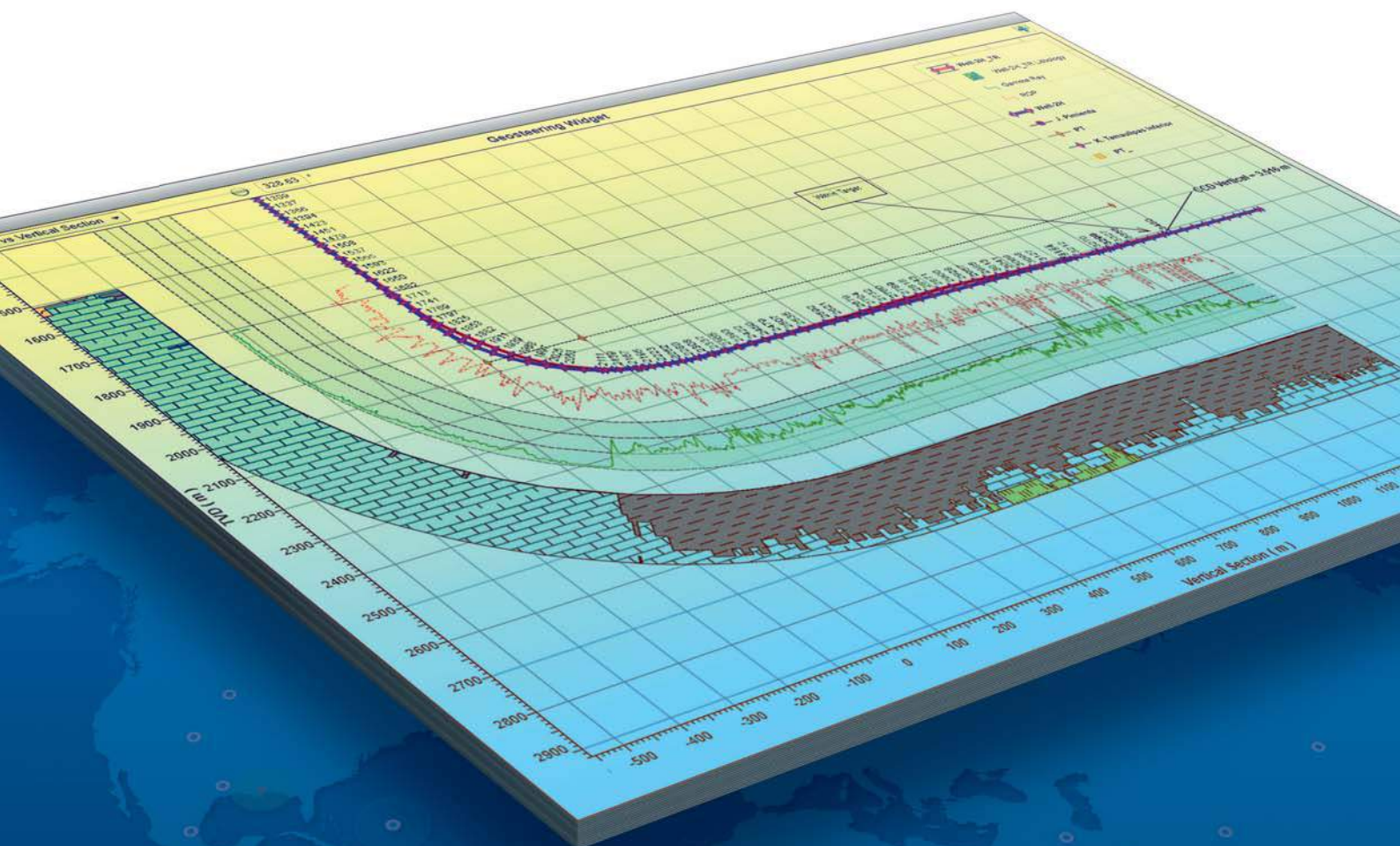


EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

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

¿QUIERES SABER QUÉ ESTÁ PASANDO EN TU POZO?

¡PETROLINK te da la solución en Tiempo Real!



Integra. Colabora. Consolida.

Nuestro servicio **PetroVault™** permite la integración de información técnico operativa de sus pozos para el análisis, la interpretación y distribución rápida y segura de la información entre operadoras, compañías de servicios e instituciones gubernamentales.

Oficinas en México | Villahermosa | Paraíso | Poza Rica | Reynosa | Ciudad de México

El Líder Independiente en Soluciones de Tiempo Real
Real-Time | Real People | Real Results

