energía a debate

ISSN 2007-6096

Una revista escrita por expertos del sector energético

Desafíos de la Industria Petrolera

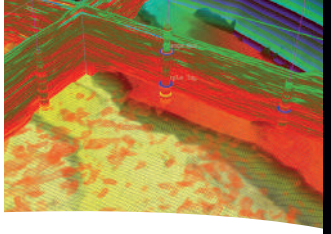
- **Reservas**
  Guillermo Pineda y Javier Estrada
- **Avances en sísmica**
  Oscar Roldán Flores
- **La Ronda Uno**
  José Pablo Rinkenbach
- **Uso superficial**
  Javier Zenteno

Perspectivas de Petróleos Mexicanos

- Artículo de Luis Vielma
- **Relatoría del foro organizado por Energía a Debate**

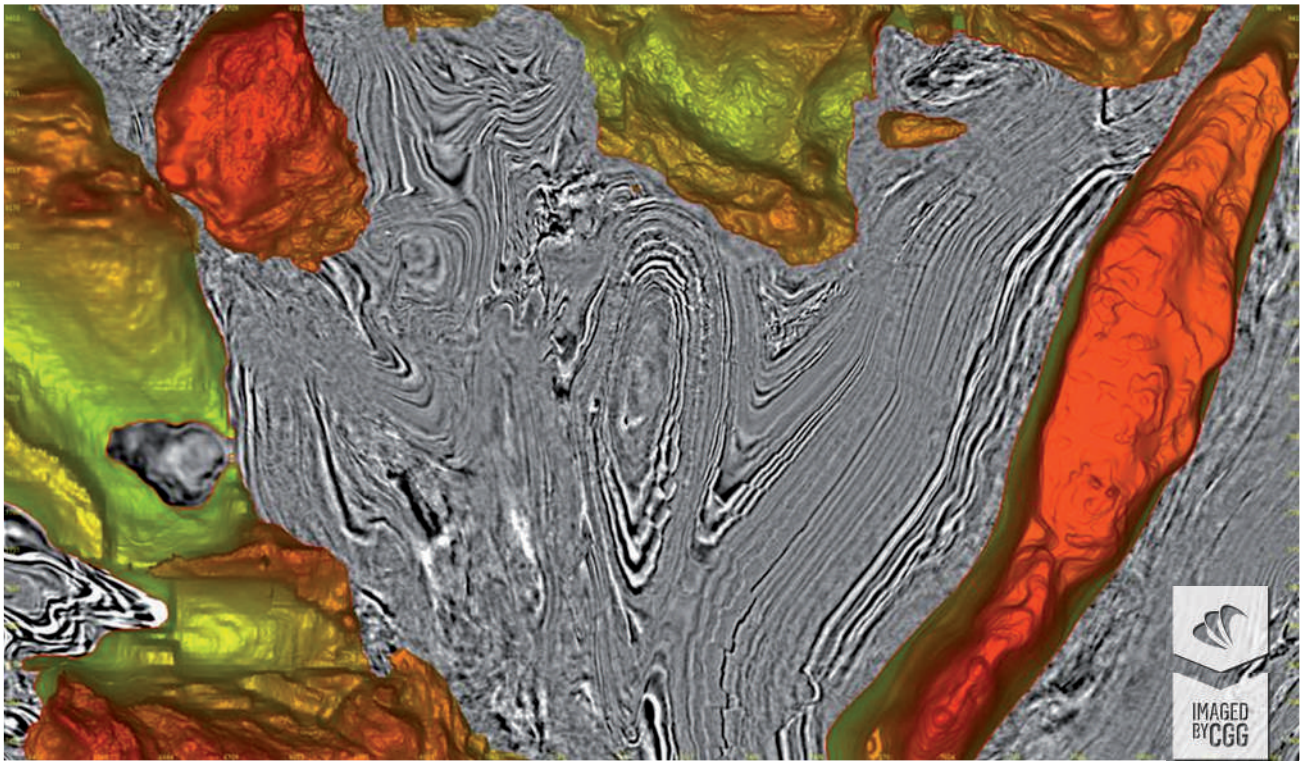
Energía y sustentabilidad

- Emisiones de GEI, sector eléctrico
  Daniel Chacón
- Transición energética
  Gerardo Bazán y Gilberto Ortiz
- Llevar gas natural a todos los hogares
  Angel Larraga Palacios
- Renovables en el mercado eléctrico
  Juan Manuel Ávila H. y José Antonio Reyes G.



¿Explorando México?

Incremente el éxito desde aguas profundas hasta yacimientos no convencionales



Corte en profundidad de un acimut amplio (WAZ) que muestra la parte superior de la sal y claramente la estructura geológica.

Más de 25 años de experiencia en la realización de Imágenes del subsuelo en México y la terminación de 250 proyectos de Caracterización de Yacimientos, califican a CGG como su guía para el éxito en Exploración y Producción.

Nuestras soluciones integrales en geociencias le ayudarán a evaluar las nuevas Rondas de Licitaciones. Nuestras Librerías Multicliente en México, incluyen nuestra nueva Revisión Geológica-Petrolera Robertson de México, nuestra base de datos Seep Explorer, con alrededor de 200,000 km lineales de datos airborne gravimétricos y magnetométricos de nueva adquisición y 38,000 km^2 de datos 3D y acimut amplio que actualmente están siendo reprocesados con una secuencia de vanguardia.

Visítenos en nuestra página web para ver cómo podemos mejorar su éxito, y en el Congreso Mexicano del Petróleo en el stand #525.

cgg.com/mexico

CGG
Passion for Geoscience

horas de operación.
Y contando.

Hasta un 100% de aumento de la tasa de producción usando los únicos sistemas de bombeo submarinos multifásicos comprobados en el campo

Para ofrecer un mayor recobro se requiere una solución de procesamiento submarino confiable que esté diseñada con base en el reservorio. OneSubsea presenta el conjunto de productos más completo que ofrece soluciones adaptables de procesamiento submarino y sistemas de bombeo para todos los entornos, incluyendo las condiciones extremas de hasta 15,000 psi y 3000 m de tirante de agua.

Con más de 30 sistemas operando en regiones submarinas desde el mar del Norte hasta Australia, desde África hasta Brasil, OneSubsea cuenta con un portafolio de sistemas de bombeo submarinos comprobados y confiables que aumentan las tasas de producción de manera exitosa desde un 30% hasta un 100%. Visite onesubsea.slb.com/bombeosubmarino

OneSubsea
A Schlumberger Company

*Marca de Schlumberger. Copyright © 2016 Schlumberger. Todos los derechos reservados. OSS-1060

ASOCIACIÓN MEXICANA DE GAS NATURAL, A.C.

Catálogo de cursos

"Soldadura en tubería de acero"

TEMARIO:

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

"Mantenimiento de redes"

TEMARIO:

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

"Generalidades del Gas Natural"

TEMARIO:

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

"Básico de medición para Gas Natural"

TEMARIO:

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

"Básico de regulación para Gas Natural"

TEMARIO:

- El elemento restrictivo.
- El elemento de carga (o respuesta).
- Reguladores auto operados.
- Reguladores con carga por piloto.
- Reguladores con carga por instrumento.

"Normatividad del Gas Natural"

TEMARIO:

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

"Protección catódica Nivel I"

TEMARIO:

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

"Detección y centrado de fugas"

TEMARIO:

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

"Protección catódica Nivel II"

TEMARIO:

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

Cursos de Certificación:

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

Prontuario Regulatorio y Directorio de la AMGN 2014-2015

Contenido:

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

Costo $350.00 más IVA.

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

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

Costo: $200.00 más IVA.

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

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

Editorial

Reforma Energética: logros y dificultades

La Reforma Energética del actual gobierno fue concebida, en sus orígenes, como una reforma petrolera principalmente, con el propósito de atraer grandes inversiones al país. El colapso de los precios del petróleo ha limitado severamente esa aspiración económica. No obstante, se observan algunos logros en la Ronda Uno: a través de tres licitaciones, se han otorgado 30 áreas en aguas someras y en tierra. De hecho, persiste mucho entusiasmo en torno a la Reforma en muy diversos aspectos.

Para sorpresa de muchos, tal vez el mayor éxito de la Reforma se está dando en el ámbito del mercado eléctrico con un impulso al gas natural en proyectos de generación eléctrica y con la participación de energías renovables, en particular, la solar y la eólica. Así se observó en la primera subasta eléctrica de largo plazo, donde se comprometieron casi 2 mil millones de dólares de inversiones en proyectos solares, que es un monto superior a los que típicamente se atraen en una licitación petrolera de la Ronda Uno. Este resultado confirma la creciente competitividad de las energías renovables, incluso frente a fuentes fósiles con precios castigados.

El Acuerdo de París sobre cambio climático establece la prioridad urgente y el compromiso, en todos los países, de usar menos combustibles fósiles. Es el principio del fin para el petróleo, dicen algunos. Esa afirmación podría ser prematura, pero sin duda apunta a una nueva tendencia en el uso de los energéticos a nivel global. El uso del petróleo, por sus emisiones de gases de efecto invernadero, también por fenómenos de contaminación global y sus recurrentes crisis geopolíticas, es cada vez más un problema para el mundo.

En México, país petrolero, parece que el petróleo es un problema aún mayor, por diversos conflictos, accidentes, delitos y distorsiones económicas asociados a él. En particular, el desplome de los precios ha expuesto una compleja problemática financiera, fiscal, de organización y de operación en torno a Petróleos Mexicanos, que hace temer por el futuro de esta empresa productiva del Estado.

La Reforma no le ha servido mucho a Pemex, cuyas deficientes administraciones hoy lo han dejado sujeto a un rescate por parte de la Secretaría de Hacienda al haber acumulado 190 mil millones de dólares de pasivos financieros y laborales. Nunca se planteó su capitalización vía Bolsa, la cual habría garantizado disciplina empresarial, transparencia y autonomía real, así como un blindaje frente a las injerencias políticas. Las dificultades de la industria petrolera global, a su vez, complican el aplicar esquemas de asociación con capital privado previstos en la Reforma.

Es hora de tomar decisiones y acciones difíciles en Pemex, pero hay que exigir que los nuevos esquemas de negocios bajo consideración sean transparentes. Para ser la empresa productiva que deseamos, Pemex requiere algún tipo de refundación o renacionalización que lo salve de los desaciertos y de la corrupción de su sindicato, de las administraciones en turno. Sólo así Pemex podrá tener un futuro viable y promisorio.

David Shields.

Año 13 Edición No.74
Mayo/Junio de 2016.
México, D.F.

energía a debate

Circulación certificada por Lloyd International

Miembro activo de Prensa Unida, A. C.
www.prensaunida.org

www.energiaadebate.com

Director General
David Shields Campbell
Gerente General
José Mario Hernández López
Gerente de Relaciones Públicas
Ing. Alfredo Rangel Islas
rangel_energiaadebate@yahoo.com.mx
Coordinador de Proyectos
Ulises Juárez
U.S. ADVERTISING:
Dr. George Baker.
g.baker@energia.com
Distribución: Héctor González B.
Diseño: Concepción Santamarina E.
Sitio internet: Eduardo Lang
Administración: Armando B. Cruz

INFORMACIÓN SOBRE
PUBLICIDAD Y SUSCRIPCIONES AL
CORREO ELECTRÓNICO:
energia_adebate@yahoo.com.mx
mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx
Y EN LOS TELÉFONOS:
7045-9973 y 7045-1667

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.

REVISTA ENERGÍA A DEBATE. Año 13 Edición No. 74 Mayo/Junio de 2016. 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: 7045-9973 y 7045-1667. www.energiaadebate.com; mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx. Editor responsable: José Mario Hernández López. Reservas de Derechos al Uso Exclusivo No. 04-2013-011710160400-102. ISSN 2007-6092. Licitud de Título14315. Licitud de Contenido No. 11888, ambos otorgados por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación. Permiso SEPOMEX No. PP09-1629. Impresa por Talleres Lara,Valdivia No. 31 María del Carmen, C.P. 03540. Benito Juárez, Distrito Federal, México. Este número se terminó de imprimir el 28 de abril, con un tiraje de 12,150 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.

LAOGA
LATIN-AMERICAN OIL & GAS ASSOCIATION

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

GCA

revista Negocios & Petróleo

mexicoenergy
El medio informativo de la Industria Energética Mexicana

Petroleum
La Revista Petrolera de América Latina

Oil & Gas MAGAZINE

Contenido

Metodología para la estimación de reservas petroleras.
GUILLERMO PINEDA Y JAVIER ESTRADA... 8

La nueva industria de la información petrolera en México.
OSCAR ROLDÁN FLORES... 12

Hagamos llegar la Reforma Energética al hogar de todos los mexicanos.
ÁNGEL LARRAGA PALACIOS... 21

Ronda Uno: resultados a la fecha.
JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA... 24

La oportunidad para gasolineros.
JOSÉ ANTONIO BELTRÁN MATA... 30

La montaña rusa petrolera.
EDGAR OCAMPO TÉLLEZ... 31

Facetas de la transición energética
GERARDO R. BAZÁN Y GILBERTO ORTIZ... 34

Las renovables en el mercado eléctrico: una perspectiva para el inversionista.
JUAN MANUEL AVILA HERNÁNDEZ Y JOSÉ ANTONIO REYES GONZÁLEZ... 38

Oportunidades para mitigar emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico.
DANIEL CHACÓN ANAYA... 42

Reforma es cambiar de mentalidad.
RAMSES PECH RAZO... 48

Pemex: la dificilísima transición.
LUIS VIELMA LOBO... 49

Se llevó a cabo la conferencia “Perspectivas de Petróleos Mexicanos”.
ORGANIZADO POR LA REVISTA ENERGIA A DEBATE... 52

Impacto social y ocupación temporal.
JAVIER ZENTENO, GUILLERMO PINEDA Y DANIELA ROBLEDO... 62

Disrupción con valor agregado e innovación.
ALVARO ALFONZO Y FABIOLA ACOSTA... 69

El camello.
OSCAR SCOLARI R. ... 71

¿Qué hacer con las empresas estatales?
ALVARO RÍOS ROCA... 74

Metodología para la estimación de reservas petroleras

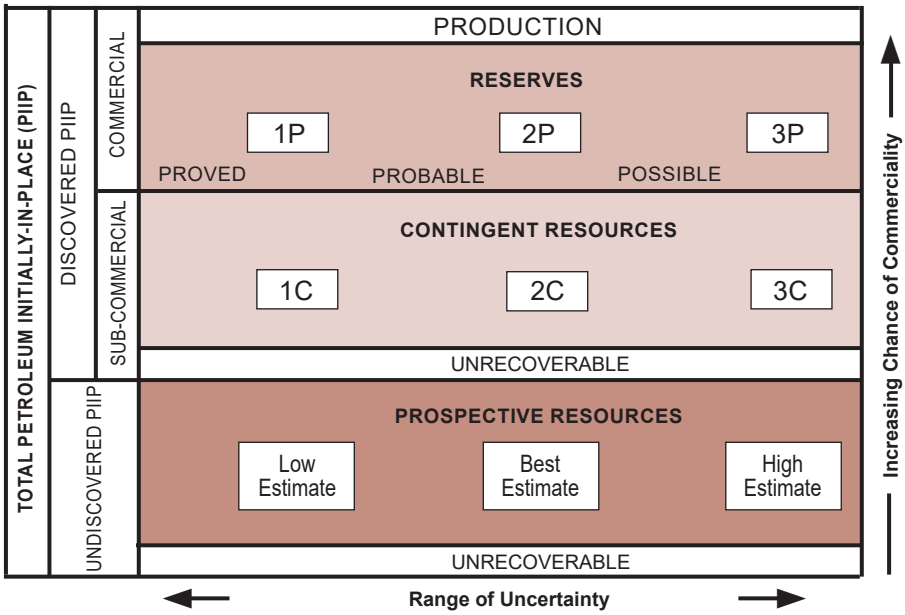
Corresponde a los operadores petroleros entregar un reporte a la CNH relativo al análisis de cuantificación de las reservas.

Guillermo Pineda y Javier Estrada*

Las reservas de hidorcarburos son volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que pueden ser comercializables. La estimación de estas reservas consiste en el análisis, actualización y revisión de la información técnica de los yacimientos donde se encuentran almacenados.

Esta información es muy valiosa para el sector y las empresas petroleras, ya que muestra los indicadores más importantes que se requieren para definir las actividades de exploración y producción de los yacimientos.

La estimación de reservas de hidrocarburos es una labor compleja que requiere una interpretación de volúmenes y datos que tienen cierto grado de incertidumbre, y es por ello que vamos a analizar sus elementos más relevantes.



Fuente: SPE, recuperado de PwC Petroleum Accounting, Principles, Procedures and Issues, 7th edition.

¿Cómo se clasifican las reservas en el mundo?

Existen diferentes formas para clasificar la estimación de reservas. Entre las más conocidas figuran las siguientes:

Clasificación SPE/WPC: Existe la clasificación propuesta de manera internacional por la *Society of PetroleumEngineers (SPE)/WorldPetroleum Council (WPC)/ American Association of Petroleum Geologists (AAPG),* la cual define la estimación de las reservas desde el estado en el que se encuentra el proyecto y la viabilidad comercial de éste como 1P, 2P o 3P (reserva probada, posible o probable, dependiendo del grado de certeza de explotación comercial). La forma más representativa de mostrar esquemáticamente este tipo de reservas es con el esquema "McKelvey Box" y es aceptado en los reportes presentados ante la Security Exchange Comission (SEC).

Clasificación UNFC: De la misma forma y con estándares internacionales, la *United Nations Framework Classification* (UNFC) clasifica las reservas no sólo con el conocimiento geológico y económico del proyecto, sino también considera la viabilidad comercial de éste. A diferencia del SPE/WPC, éste se muestra con mayor detalle.

Otras clasificaciones: Rusia ha establecido su propia clasificación, y por ende, ha desarrollado su propia metodología para la estimación de reservas, basándose en la información geológica disponible. China también cuenta con su propia clasificación de reservas, su enfoque es más comercial y geológico.

Metodología para estimar reservas

En México, la medición de las reservas se hace con base en la clasificación de la SPE/WPC bajo la metodología del *Petroleum Resources Management System (PRMS,* por sus siglas en inglés), reconocida por la

• *Guillermo Pineda es Socio Líder Sector Energía de PwC (guillermo.pineda@mx.pwc.com) y Javier Estrada es Director O&G Energía de PwC (javier.estrada.estrada@mx.pwc.com)*

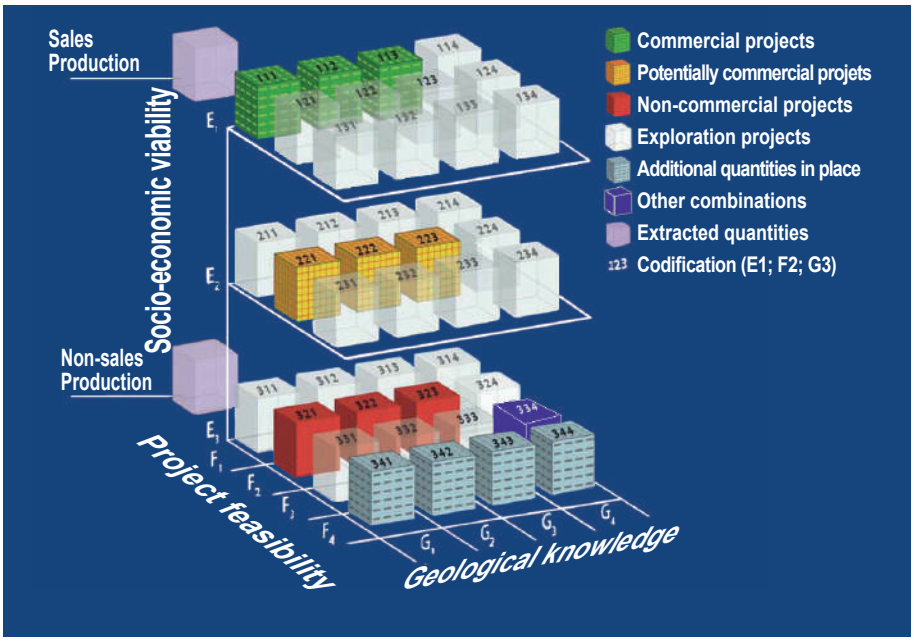
Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Dicha metodología contiene el conjunto de conceptos, criterios, métodos, principios y procedimientos matemáticos empleados para la estimación, cuantificación, evaluación y verificación de las reservas de hidrocarburos.

Dentro de los criterios que se utilizan para hacer una estimación de reservas, se debe tomar en cuenta la disponibilidad de datos suficientes y fiables, la evaluación que se tiene de la etapa de desarrollo, el comportamiento histórico, la experiencia con la que se cuenta respecto al lugar donde se hará el análisis, y con respecto a zonas con propiedades similares.

Una vez considerada la información disponible, se procede a elegir algún método para hacer la estimación de las reservas, la cual depende del criterio profesional que se basará tanto en su experiencia como en la localización geográfica y las características geológicas para elegir el método más oportuno. La combinación de diferentes métodos proporciona una mayor confianza a la estimación.

Los métodos más utilizados son el método volumétrico, el análisis de datos, los modelos matemáticos, las analogías de reservas comparables y los métodos de estimación de reservas tanto determinísticas como probabilísticas.

- El **método volumétrico** estima las reservas petrolíferas con base en toda la información geológica y geofísica disponible como modelos y mapas geológicos, registros de pozos, información relevante de sísmica y su interpretación, principalmente.
- A través de **análisis del desempeño** y proyecciones de las reservas también se pueden estimar las mismas. Estas estimaciones pueden ser pronosticadas con base en el análisis de la declinación de producción y en consideraciones apropiadas de otros parámetros como por ejemplo la proporción de la presión del reservorio aceite/agua, promedio de gas/aceite, y promedio de gas/líquido.
- Las reservas y futuras producciones se pueden estimar a través de la combinación de estudios detallados de geología e ingeniería junto con la simulación de **modelos matemáticos.**
- Cuando se tiene información de reservorios comparables, con la misma formación y el mismo ambiente geológico que comparte características litológicas (se refiere a las características de las rocas), se pueden hacer estimaciones de la producción y las reservas por pura analogía.
- El **método determinístico** también es útil para la estimación de reservas, el analista de reservas selecciona un valor único por cada parámetro, para ser utilizado en el cálculo de las reservas, mientras que para el **método probabilístico** se utiliza un amplio rango de valores para cada parámetro y se utiliza una técnica matemática, como la Simulación de Monte Carlo, para generar un rango de posibles resultados para las reservas y su probabilidad asociada de ocurrencia.



Recuperado del United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Resources 2009.

Cuantificación de reservas en México

En estricto sentido y con apego al artículo 4, fracción XXV de la Ley de Hidrocarburos el término **Reservas**; significan *"el volumen de hidrocarburos en el subsuelo calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente, bajo el régimen fiscal aplicable, con cualquiera de los métodos y sistemas de extracción aplicables a la fecha de evaluación".*

Con la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) y la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, se estableció un proceso de evaluación y certificación de reservas de hidrocarburos de la Nación.

Corresponde a la CNH, emitir y supervisar el cumplimiento relativo a la cuantificación de reservas y los recursos contingentes, así como la certificación de las reservas de la Nación por parte de terceros independientes y el proceso de selección de los mismos, de conformidad con el artículo 43 fracción I, incisos f) y g) de la Ley de Hidrocarburos.

En agosto de 2015, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF), los lineamientos de cuantificación, evaluación y certificación de las reservas, los cuales consideran establecer los elementos técnicos y procedimentales de los operadores petroleros[1]. En ellos, se establecen, un procedimiento para la cuantificación de reservas por parte de los operadores petroleros;

y la metodología que deberán seguir para realizar el análisis, clasificación, cuantificación y evaluación, el proceso de registro de los terceros independientes para integrar un padrón, del cual los operadores podrán contratar como certificadores, entre otros.

Los operadores petroleros deberán entregar un reporte a la CNH relativo al análisis de cuantificación de las reservas. Dicho reporte contendrá desde el número de asignación o contrato, una descripción del Plan de Desarrollo para la Extracción que deberá ser aprobado por la CNH, una tabla comparativa de la cuantificación de las reservas 1P, 2P y 3p de los campos certificados que se encuentren asociados con un contrato o asignación.

Adicional a lo anterior, se deberá incluir los volúmenes brutos recuperables, además de los elementos necesarios para determinar la restitución de las reservas tales como la incorporación, delimitación, desarrollos, revisiones y producción del periodo. Por último, terceros independientes que fungirán como certificadores deberán expedir los documentos que avalen las reservas 1P, 2P y 3P.

Comentario final: Podemos concluir que la metodología adoptada por la CNH es la adecuada, ya que es ampliamente reconocida y utilizada internacionalmente, por lo que será posible para los operadores cumplir con la serie de requisitos que son necesarios para llevar a cabo la evaluación de reservas de hidrocarburos. Sin embargo, será un reto el poder hacer las implementaciones necesarias tanto para Pemex como para los operadores que estarán participando en las actividades de exploración y producción de crudo en el país.

(1) El 19 de julio de 2010, la Comisión Nacional de Hidrocarburos emitió la resolución CNH.07.001/10 por la que da a conocer los primeros Lineamientos que regulan el procedimiento de dictaminación para la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de las reservas de hidrocarburos elaborados por Petróleos Mexicanos y el visto bueno a los reportes finales de las certificaciones realizadas por terceros independientes".

Con información obtenida de

1. *DOF (Publicación del 15 de agosto 2008 sobre los lineamientos para cuantificar las reservas de la Nación, y publicación del 15 de abril de 2016 que modifica los lineamientos del 15 de agosto de 2015).*
2. *Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos*
3. *United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Resources*
4. *PwC Petroleum Accounting, Principles, Procedures and Issues, 7th edition.*

VEINTIUNODIEZ COMUNICACIONES

Porque en tiempos de incertidumbre es necesario fortalecer la confianza y el propósito de la empresa.

Somos una agencia boutique con soluciones innovadoras para las comunicaciones del sector energético. **Más de 20 años de experiencia certifican la excelencia de nuestro trabajo.**

Identificamos y caracterizamos tus grupos de interés *(Stakeholders)* para definir con quién debes comunicarte y relacionarte, ¿cuándo?, ¿cómo?, ¿por qué? y ¿para qué?

Contáctanos para encontrar juntos la mejor alternativa que se adapte a tus necesidades y presupuesto.

www.veintiunodiez.com contacto@veintiunodiez.com

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

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

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

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

www.basf.com.mx

BASF

We create chemistry

La nueva industria de la información petrolera en México

Ser testigo de los mayores levantamientos sísmicos en la historia petrolera demuestra que México va en el camino correcto.

Oscar Roldán Flores*

Uno de los objetivos de la Reforma Energética aprobada por el Congreso de la Unión en noviembre de 2013 fue detonar la actividad exploratoria de nuestro país. Si bien México logró ocupar el cuarto lugar en el mundo como productor de petróleo, es probablemente el país dentro de dicho ranking con menor número de pozos exploratorios perforados.

Para dimensionar lo anterior, es preciso hacer algunas comparaciones. En los últimos 36 años (1980-2016) en las aguas someras del Golfo de México en los Estados Unidos se perforaron 3,451 pozos exploratorios, mientras que en México también en aguas someras se perforaron únicamente 198 pozos exploratorios. Esto es, en México se perforaron el 5% de los pozos que se perforaron en los Estados Unidos en las aguas someras del Golfo de México.

Si observamos a Brasil en el mismo periodo de tiempo (1980-2016), se observa que en las aguas someras de dicho país se perforaron alrededor de 1,230 pozos exploratorios. Esto es, en los últimos 36 años en las aguas someras mexicanas se han perforado el 14% de los pozos perforados en las aguas someras brasileñas.

Lo interesantes es cuando observamos dichos números a la luz de las reservas recuperables descubiertas y la producción alcanzada en estos tres países. En México con únicamente el 5% de los pozos exploratorios perforados, Petróleos Mexicanos descubrió en las aguas someras del Golfo de México 2.1 veces más reservas recuperables que las descubiertas en los Estados Unidos en dicho periodo y además producimos 1.5 veces más hidrocarburos.

Con respecto a Brasil, la diferencia es aún mayor. En México, Petróleos Mexicanos descubrió 3.8 veces más reservas recuperables que Brasil entre 1980 y 2016, y producimos 7 veces más hidrocarburos.[1]

Pozos exploratorios perforados en aguas someras

1980-2016

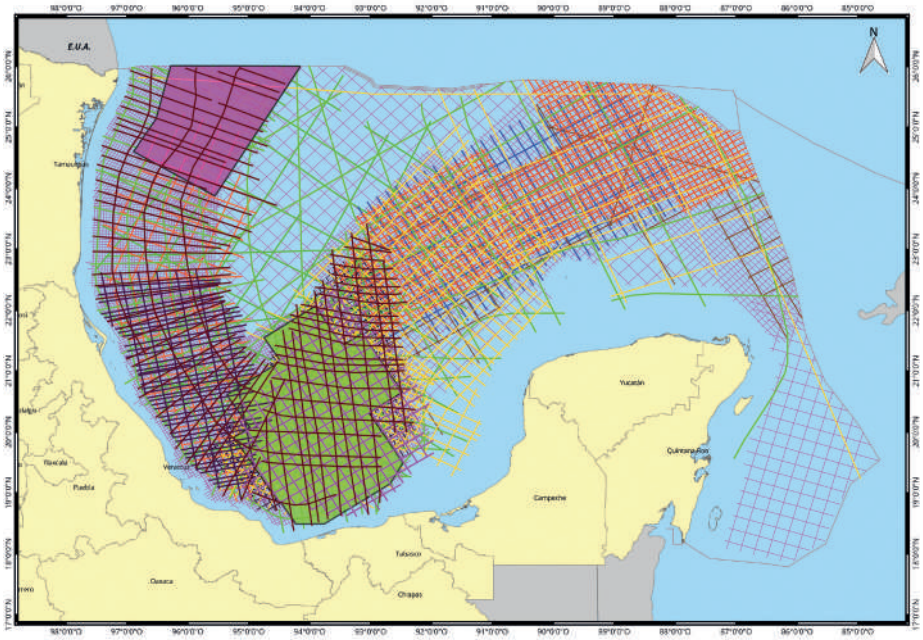
Estados Unidos vs México

Brasil vs México

Fuente: Wood Mackenzie, Upstream Data Tool.

• *Titular de la Jefatura del Centro Nacional de Hidrocarburos (oscar.roldan@cnh.gob.mx)*

Autorizaciones para adquisición de datos



Lo anterior nos lleva a la reflexión respecto a que la producción de hidrocarburos alcanzada en los años anteriores, que nos permitieron ocupar el cuarto lugar en el ranking mundial, está lejos de su verdadero potencial. México necesita incrementar sustancialmente la perforación de pozos exploratorios para descubrir más hidrocarburos.

Sin embargo, la clave para incrementar la perforación de pozos exploratorios radica en la información del subsuelo. A mayor cantidad y calidad de información del subsuelo, menor incertidumbre y mayor la probabilidad de descubrir hidrocarburos.

En este sentido un objetivo estratégico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) es desarrollar una industria de la información en México que incentive la generación de información y permita un mayor conocimiento del subsuelo. Para alcanzar dicho objetivo la Comisión ha trabajado en el desarrollo de tres instrumentos que se describen a continuación.

1. Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial

La primera regulación que se implementó después de la Reforma Energética corresponde a las autorizaciones para el reconocimiento y la exploración superficial. Con base en esta regulación, las empresas privadas generan información a nombre del Estado y la entregan al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos[2], a cambio, la Comisión otorga el derecho al aprovechamiento comercial de manera exclusiva por un período de tiempo definido en función de la modalidad de dicha autorización. Las modalidades de las autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial son dos:

a) Por adquisición de datos de campo. Bajo esta modalidad las empresas autorizadas adquieren información por métodos directos o indirectos, como podría ser sísmica, gravimetría, magnetometría o incluso muestras físicas de afloramientos; y entregan la información adquirida a la Comisión. En este caso se otorga un periodo de 12 años de aprovechamiento comercial. Mientras esté vigente este derecho todos los datos generados tendrán carácter de confidencial.
b) Por reprocesamiento de datos. Bajo esta modalidad las empresas autorizadas solicitan los datos de campo a la Comisión para reprocesarlos y generar productos distintos a los existentes. En este caso se otorga un periodo de 6 años de aprovechamiento comercial. Mientras esté vigente este derecho todos los datos generados tendrán carácter de confidencial.

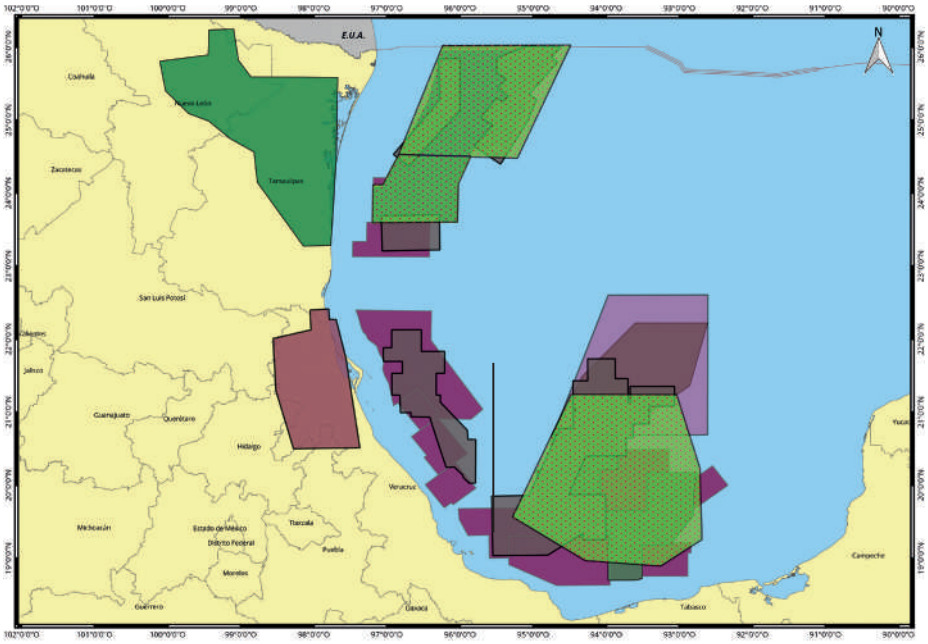
De 2015 a la fecha, la Comisión ha otorgado 33 autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial; de éstas, 22 han sido para adquisición de datos y 11 para reprocesamiento de datos existentes.

Las 22 autorizaciones otorgadas para la adquisición de datos están focalizadas en el Golfo de México y cubren distintas tecnologías y métodos:

- 13 para adquisición sísmica 2D.
- 3 para adquisición sísmica 3D-WAZ.
- 2 para adquisición de muestras físicas para geoquímica y mineralogía.
- 2 para adquisición de electromagnéticos.
- 1 para adquisición de Multihaz para reconocimiento del fondo marino.
- 1 para adquisición de gravimetría y magnetometría.

Con lo anterior, la cantidad de información que será generada en el Golfo de México sin duda permitirá tener una nueva visión y nuevas ideas respecto al potencial en esta región.

Autorizaciones para reprocesamiento de datos



En lo que respecta a las autorizaciones para reprocesamiento de datos, de las 11 autorizadas 9 fueron para sísmica 3D en el Golfo de México y 2 para sísmica 2D en tierra.

Los resultados alcanzados por esta vía de autorizaciones se describen a continuación:

- 350,140 kms de nueva sísmica 2D; esto es, casi 9 veces la circunferencia de la tierra. Uno de los levantamientos 2D que se están realizando es el más grande que se ha realizado mundialmente en una adquisición.
- 111,805 km^2 de nueva sísmica 3D WAZ; se triplicó la cantidad de sísmica 3D WAZ existente en México. Unos de los levantamientos 3D WAZ que se está realizando es el más grande que se ha realizado mundialmente en una adquisición.
- 387,407 km^2 de reprocesamiento sísmico; 2.6 veces el total de sísmica 3D del Golfo de México en aguas profundas.

2. Licencias para el acceso y uso de la información del Centro

Si bien la generación de nueva información es un elemento crucial, el acceso y uso a la totalidad de la información existente también lo es. Por lo anterior, en el segundo semestre del año pasado la Comisión emitió una regulación para permitir a todas las empresas interesadas el acceso y uso de la información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Este acceso se otorga vía una licencia de acceso y uso que permite a las empresas licenciadas el uso de la información por un periodo de 25 años, siempre que la empresa cubra los aprovechamientos definidos por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público.

En una primera instancia se puso a disposición de las empresas interesadas la totalidad de la información sísmica 3D de aguas profundas del Golfo de México (20 estudios sísmicos), así como 55 pozos exploratorios de esta región.

Actualmente, ya se cuenta también con información de aguas someras: 4 paquetes con 165 pozos; 15 estudios sísmicos 3D y un paquete con 23 estudios sísmicos 2D.

El objetivo es que las empresas interesadas tengan acceso a la información del Centro para así detonar un mayor conocimiento del subsuelo.

Hasta la fecha se ha licenciado a 13 empresas, las cuales han tenido acceso a distintos volúmenes de información.

Empresas licenciadas

#	Empresa
1	AtlanticRim México, S. de R.L. de C.V.
2	BHP Billiton Petróleo Operaciones de México
3	BP Exploration Mexico
4	Chevron Energía México
5	Cobalt Energía México, S. DE R.L. DE C.V.
6	FMOG México, S. DE R.L. DE C.V.
7	Shell México, S.A. de C.V
8	Statoil Mexico
9	Stone EnergyCorporation
10	Total E&P México, S.A. DE C.V.
11	ExxonMobil E&P Mexico S. de R.L de C.V.
12	Premier Oil E&P Mexico S.A. de C.V.
13	Sierra O&G E&P S. de R.L. de C.V.

Instaladora y Constructora, S.A. de C.V.

DEMAR es una Empresa Mexicana con más de 26 años de experiencia en proyectos Costa Afuera e Instalaciones Estratégicas en tierra.

Por los buenos resultados en los proyectos realizados se ha ganado un posicionamiento en el Sector Energético, así como la confianza y reconocimiento de Petróleos Mexicanos.

DEMAR ha participado en el desarrollo de proyectos prioritarios y estratégicos para PEMEX – Exploración y Producción, destacando los campos Ku-Maloob-Zaap, el tendido de Cable Submarino y los IPC del campo Cantarell, entre muchos otros.

Se ha especializado en:

-Ingeniería
-Procura de Materiales
-Construcción e Instalación
-Alianzas Comerciales
-Servicios para Industria Petrolera
-Operaciones Marinas

ISO 9001 - ISO 14001
OHSAS 18001
BUREAU VERITAS
Certification

Corporativo
Av. Ejercito Nacional 216
piso 15
Col. Anzures CP 11590
México D.F.
Tel (55) 5262.1720
Fax (55) 5262.1742

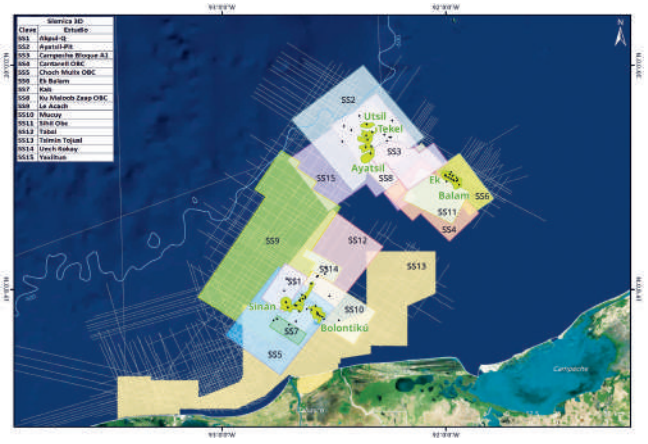
Cd del Carmen
Calle 5 sur, mz "q" lote 9
Pto. Industrial y Pesquero
Laguna Azul CP 24140
Ciudad del Carmen, Campeche
Tel (938) 381.2400 ext 2384

Matriz
Boulevard Manuel Ávila
Camacho 80-201
CP 53398
Naucalpan, Edo. de México
Tel y Fax (55) 5395.0100

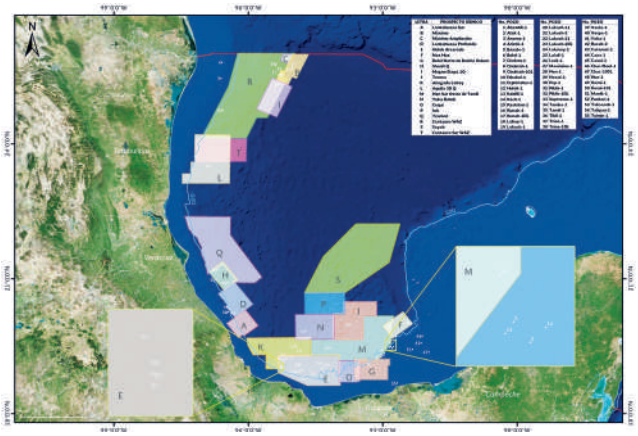
Houston, Texas
9000 Monroe Rd.
Houston, Tx 77061 USA
Tel (713) 333.0225
Fax (713) 943.9769

Información disponible para acceso y uso vía el Centro

INFORMACIÓN DISPONIBLE EN EL CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS



Información disponible sobre **Aguas Someras**



Información disponible sobre **Aguas Profundas**

Correo: contactoCNIH@cnh.gob.mx

Insurgentes Sur 1228 Piso 3, Colonia Tlacoquemecatl del Valle, Delegación Benito Juárez. C.P. 03200 México, D.F.

3. Paquetes de datos

El primer mecanismo de acceso a la información producto de la reforma energética fueron los paquetes de datos de las licitaciones. Cada proceso licitatorio ha sido acompañado por un paquete de datos y la posibilidad de visitar los cuartos de datos para visualizar la información integrada en una plataforma de interpretación.

Hasta principios de abril de 2016 la Comisión había entregado 143 paquetes de datos en cuatro distintas licitaciones

Paquetes de datos entregados

Licitación	Área	#
CNH-RO1-L01/2014	Aguas someras	39
CNH-RO1-L02/2015	Aguas someras	29
CNH-RO1-L03/2015	Terrestre	64
CNH-RO1-L04/2015	Aguas profundas	11

Asimismo, se atendieron 312 sesiones en los cuartos de datos. Cada sesión es de 4 horas en dos horarios distintos, de 9 a 13 horas y de 16 a 20 horas de lunes a viernes.

Consideraciones finales

La cuarta licitación de la Ronda 1 será la primera licitación donde las empresas que participen cuenten con información adicional al paquete de datos, como lo es:

- Tres estudios regionales 2D recién adquiridos
- Un estudio 3D WAZ recién adquirido para el área de Campeche
- Dos versiones de reprocesamiento en perdido
- Dos versiones de reprocesamiento en Campeche
- Información geoquímica y multihaz

En los últimos 14 meses, la industria de exploración y extracción de hidrocarburos en México ha sido testigo de una revolución sin precedente. No sólo el hecho de haber tenido 3 rondas de licitaciones, de las cuales se adjudicaron 30 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, sino también el *boom* en la adquisición y reprocesamiento de información existente.

Las autorizaciones para la exploración superficial son el mejor indicador adelantado de la industria petrolera. El hecho de que México sea testigo de los mayores levantamientos sísmicos de distintas tecnologías en la historia petrolera es una muestra de confianza de que vamos en el camino correcto y que las futuras rondas petroleras en México tendrán más y mejor información.

Todo esto a pesar de la crisis de los precios del petróleo.

Pie de notas:

(1) Fuente: Wood Mackenzie, Upstream Data Tool, considerando pozos con inicios de perforación >= 01/01/1980.

(2) Conforme al artículo 32 de la Ley de Hidrocarburos pertenece a la Nación toda la información relacionada con las actividades de reconocimiento y exploración superficial, así como de exploración y extracción de hidrocarburos. La CNH es la responsable de la administración de dicha información a través del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

www.microturbine.com

www.industriasenergeticas.com

Industrias Energéticas S.A. de C.V.

QUALITY SYSTEM CERTIFICATION
DNV·GL
ISO 9001: 2008

Líderes en la generación de energía limpia y confiable por un Mundo Verde

CMP
Congreso Mexicano del Petróleo

8 al 11 de junio Monterrey 2016

Industrias Energéticas, SA de CV, *distribuidor y centro de servicio autorizado de* ***Capstone Turbine Corporation*** *estará presente en el* ***Congreso Mexicano del Petróleo****, ven y conoce nuestra propuesta en generación de energía eléctrica. Somos la solución perfecta a la necesidad de generar energía limpia y confiable mediante gas natural, logrando una gran rentabilidad y eficiencia en cualquier tipo de proyecto, cumpliendo siempre nuestro principal objetivo de ser una industria verde en pro del planeta.*

Visítanos en el Stand #500 CINTERMEX, Salas A,B,C, D, E & F
Av. Fundidora No. 501 - Col. Obrera - Monterrey, N.L., México - C.P. 64010

Nuevas Oficinas Ciudad de México

Boulevard Manuel Ávila Camacho 36 , Torre Esmeralda II. Piso 10, ofic. 1003 y 1004, Col. Lomas de Chapultepec, Ciudad de México, C.P.11000

ABS Group

SERVICES DE MEXICO S.A. DE C.V.

American Bureau of Shipping was created in United States in 1862 one of the main classification societies maritime industry and coast out with over 150 years of experience and positioned in 70 countries internationally and initiates activities in Mexico in the year 1967 1982 born ABS Group Services of Mexico, SA de CV as ABSTECH in the energy sector Oil & Gas, as part of the transformation and technological innovation of ABS changed its name to that currently holds since 1994.

ABS Group Services of Mexico, S.A. of C.V., it is a leading company that helps its customers manage risk, improve safety, enhance quality and minimize negative environmental impacts of business activities. ABS Group Services of Mexico, S.A. of C.V. belongs to ABS Consulting Inc., which

It is headquartered in Houston Texas and is a subsidiary of the group of companies of ABS Group and a subsidiary of ABS.

ABS Group Services of Mexico, S.A. of C.V. is dedicated to the Administration (Management) Integrity, Safety and Risk, Project Work and Service, Industries: Oil & Gas, Chemical, petrochemical and processes, Electric Power, Government, Maritime, Insurance. Thirty-three (33) years of experience developing complex projects in Mexico and Latin America, in Mexico we have headquartered in Monterrey, Reynosa, Tampico, Poza Rica, Veracruz, Minatitlan, Cd. del Carmen and principal Mexico City. , in Latin America in Chile, Argentina, Brazil, Colombia and Peru.

Some of Our skills

1. Development of Basic and detailed engineering.
2. Control Project and Contract Administration Building.
3. Supply and Human Resources Administration.
4. Safety Administration.
5. Risk Management.
6. Integrity Management.
7. Certification of Assets, Human Resources, Equipment and Materials.
8. Water / Wastewater.
9. Independent Inspections and Audits of Suppliers.
10. Implementation of Management Systems.
11. Management System Certification by ABS Quality Evaluations (QE).
12. Technical and Administrative Assistance for the development of specialized Bases Procurement of Works and Services and Unit Price Analysis.

Strengths

- A code of ethics that allows us to offer customers reliability in our services.
- We have technological tools developed expressly for different analyzes.
- The development of methodologies for specific solutions, experience and best practices worldwide.
- Our technical staff.
- *Over thirty years serving the oil industry in Mexico and the world.
- Our Intellectual Capital.

www.absconsulting.com

www.abs-group.com

- More than 2,000 highly trained professionals and certificates in more than 30 countries including Mexico.
- We have specialized technical personnel in various disciplines, with a great experience and availability to meet the requirements of the Oil & Gas, Power, Marine, Naval, Chemical and Petrochemical, automotive and general industry.

Support for the industry Mexican energy sector

For over thirty years we have worked with Petroleos Mexicanos, Federal Commission and private industry, in the development of Methodologies for project management and review of the regulations Both internally and internationally for its implementation in different areas Processes.

Advice, Technical Assistance, Training, Certification personnel and facilities, Site Supervision and Services, Project Management, Analysis and Incident Investigation, Risk, Reliability, IBR, maintainability, security, etc.

Methodologies

- Risk Analysis Methodologies.
- Contract Management Methodologies.
- Integrity Management Asset.
- Management and Risk Analysis Process.
- Among others.

Oficina México
Ciudad de México.
(55) 5511 4240
mcinta@eagle.org, cgonzalez@eagle.org, agonzalez@eagle.org , somorales@absconsulting.com

Jortiz@eagle.org	Jtorga@eagle.org	Vavila@eagle.org	Cmartinez@eagle.org	Jorosa@eagle.org	Rfhernandez@eagle.org
Ciudad de México Minatitlan	Cd. cd del Carmen	Reynosa	Tampico	Veracruz	Poza Rica
55 55258680	938 3824530	899 9202727	833 2134452	229 9808133	782 8227942

© Copyright 2015 ABSG Consulting Inc. All rights reserved.

Análisis de Riesgos en los Procesos.

Los accidentes donde ocurren explosiones resultan lesiones muy graves como: la pérdida de vidas, daños a la propiedad, paro de la producción y sanciones al negocio por las autoridades. Pueden ocurrir en instalaciones del gobierno, entornos comerciales e industriales, con los materiales inflamables que están presentes o introducidos accidentalmente. Es importante comprender las causas y consecuencias de los accidentes así como las medidas de prevención y protección se pueden mejorar.

La Misión de ABS Group of Companies, es ser un proveedor líder global de servicios técnicos que le permita a nuestros clientes operar mejor con seguridad, confiabilidad, eficiencia y en cumplimiento con los reglamentos y normas correspondientes. Estamos centrados en agregar valor a las industrias a las que prestamos servicios y en captar sinergias estrátegicamente con ABS.

ABS Group
SERVICES DE MEXICO S.A. DE C.V.

Administración de la integridad.

- Inspecciones a terceros y auditorías a distribuidores.
- Administración de la confiabilidad y del mantenimiento.
- Verificación de ingeniería, diseños y análisis especializados.
- Inspección Basada en Riesgo e inspecciones independientes.

Administración de la integridad.

- Administración de la calidad en los proyectos.
- Inspecciones a terceros y auditorías a distribuidores.
- Administración de la confiabilidad y del mantenimiento.
- Verificación de ingeniería, diseños y análisis especializados.
- Inspección Basada en Riesgo e inspecciones independientes.

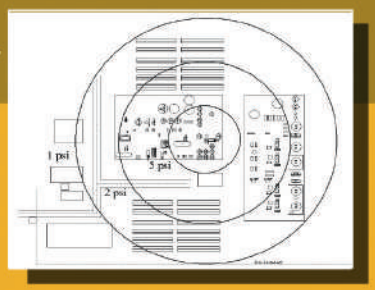
Administración de riesgos.

- Modelaje de Catástrofes.
- Análisis de Peligros - HAZOP, HAZID Studies y Análisis de capas de protección (LOPA).
- Evaluación de Riesgos - Evaluación Cuantitativa de Riesgos y Modelaje Probabilístico de Riesgo.
- Seguridad y vulnerabilidad.
- Análisis de explosiones y detonaciones.

Administración de la seguridad.

- Administración de la seguridad de los procesos.
- Sistemas de Administración de la seguridad y protección.
- Análisis de riesgos en los procesos.
- Investigación de incidentes y Análisis de Causa Raíz.
- Evaluación y capacitación para una cultura de la seguridad.

Nuestra Política es Responder a las necesidades de nuestros clientes y del público proporcionando un servicio de calidad en apoyo a nuestra Misión, a la vez que nos preocupamos por la seguridad de la vida y la propiedad, así como por la conservación del ambiente. Estamos **comprometidos** con mejorar continuamente la eficacia de nuestro Sistema de desempeño y gestión HSQE con el objetivo de prevenir lesiones, enfermedades y contaminación. Cumplimos con los requerimientos legales y regulatorios correspondientes, así como con otros requerimientos con los que **ABS Group** está de acuerdo, relacionados con los aspectos, objetivos y metas de HSQE (Política de Salud, Seguridad,Calidad y Ambiental).



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

CD CARMEN jtorga@eagle.org
VERACRUZ jorosa@eagle.org
REYNOSA vavila@eagle.org
TAMPICO cmartinez@eagle.org
POZA RICA rfherandez@eagle.org

Hagamos llegar la Reforma Energética al hogar de todos los mexicanos

¿Qué nos falta para que todos los mexicanos puedan disfrutar de la seguridad, comodidad y progreso que implica un servicio de gas natural?

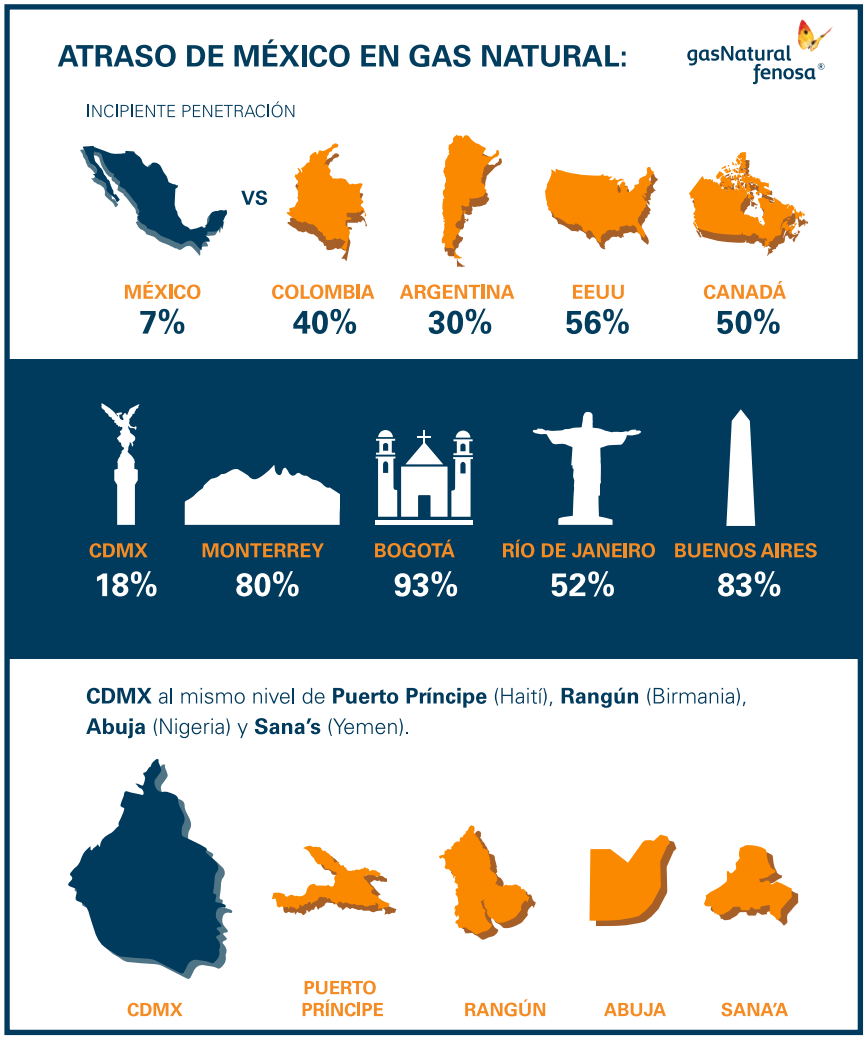
Ángel Larraga Palacios*

La Reforma Energética es una de esas revoluciones del marco institucional de un sector económico que tienen el potencial de detonar transformaciones radicales en todos los sectores de la economía. Sin embargo, sus beneficios seguirán viéndose como una utopía para la mayor parte de la población, mientras no logremos hacerlos llegar directamente a los hogares, con opciones modernas, económicas y seguras como el gas natural.

Gracias a nuevos esquemas de participación de la iniciativa privada, hoy se puede incrementar sustancialmente la capacidad de ejecución en exploración y producción, aprovechando todo el horizonte de reservas del país. El *midstream* se desarrollará con la incorporación de privados y el impulso a renovables está presente en la nueva Ley de Transición Energética.

El mercado de gas natural, favorecido por los precios de la región norteamericana, los más bajos del mundo, también se fortalece por un nuevo andamiaje institucional y decisiones estratégicas de grandes jugadores, como la CFE, que ha sabido aprovechar las virtudes de un combustible de transición seguro, económico y amigable con el medio ambiente. El gas natural permite disminuir sustancialmente los costos de generación de electricidad –lo que comienza ya a apreciarse en el bolsillo de los usuarios-, así como las emisiones de gases de efecto invernadero.

El gas natural, por precio y disposición, es sinónimo de competitividad y progreso. Fenómenos como el despegue de la industria automotriz en el país no se explica sin este insumo esencial, y se calcula que los municipios con el combustible cuentan con un PIB hasta 50% mayor a aquellos que no disfrutan de la misma ventaja.



Pese a las transformaciones, sin embargo, muchos mexicanos aún están lejos de acceder a los beneficios de los cambios en el mercado del gas. México se encuentra en el sótano de la tabla de penetración del combustible, incluso en Latinoamérica: mientras

Presidente de Gas Natural Fenosa México

que en Colombia un 40% de la población cuenta con gas natural, y Argentina un 30%, en México apenas se alcanza un magro 7%. Los socios comerciales del TLC están aún más lejos: más de la mitad de los canadienses y los estadounidenses disfrutan también de las ventajas del combustible. En Europa, los porcentajes son aún más altos: Reino Unido alcanza 89%, Italia un 88% y Alemania un 48 por ciento.

La economía del siglo XXI se crea, desarrolla y expande a partir de las ciudades, que a su vez consumen cada vez mayores cantidades de energía. Las ciudades son exitosas en la medida en que son capaces de atraer talento y generar valor, a partir del acceso a infraestructura de primer nivel e insumos a precios competitivos. El gas natural ha sido clave en el impulso de las grandes urbes del planeta, al punto que ninguna de las grandes metrópolis prescinde de él. Nueva York, París, Londres, Tokio: todas cuentan con una extensa infraestructura de gas natural. En Latinoamérica, los porcentajes de cobertura son altos: destaca Bogotá, con 92%; Buenos Aires, con 83% y Río de Janeiro, con 52%. En México, Monterrey tiene una larga tradición de desarrollo vinculada al gas natural, lo que se demuestra con 77% de cobertura.

Con estos antecedentes, llama la atención que en la Ciudad de México, una de las mayores metrópolis en el mundo, fuente de innovación y de una cultura vibrante, que debería catapultar su competitividad entre sus pares mundiales, apenas alcance 18% de penetración del gas natural, similar a las ciudades de Puerto Príncipe (Haití), Rangún (Birmania), Abuja (Nigeria) y Sana's (Yemen).

Considerando que los ahorros frente a otras opciones energéticas son de entre el 20 y el 60 por ciento, no puede entenderse que no se cuente con un programa acelerado de gasificación que permita detonar el potencial económico de la capital del país, en donde persiste en el día a día la circulación de vehículos abastecedores de gas, pesados y contaminantes, que no garantizan la

seguridad en el suministro.

México simplemente no puede permitirse quedar fuera de la revolución del gas y detener el progreso y ahorros que demanda una población joven y en plena expansión.

La distribución del gas, la gran olvidada de la reforma energética

Con todos sus logros y visión de largo plazo, la Reforma Energética parece haber olvidado este rezago. En los últimos años hemos visto un incremento de las licitaciones de gasoductos y ciclos combinados que contrasta con una trágica falta de incentivos para la extensión de las redes de distribución de gas natural. Como ejemplo, solamente el proyecto del gasoducto San Isidro-Samalayuca interesó a seis licitantes, mientras que solamente tres compitieron para brindar gas en la nueva zona de Sinaloa. Fueron cuatro también los interesados en el gasoducto Waha-Ojinaga, mientras que sólo uno levantó la mano para acercar el gas natural a Morelia.

Y esto no es nuevo. Si analizamos las metas de crecimiento de usuarios de gas natural de la Comisión Reguladora de Energía, veremos que los objetivos planteados para el año 2000 de alcanzar a 2.3 millones de usuarios ni siquiera se habían alcanzado en 2013 donde apenas 2.2 lo tenían.

A esto se suma el riesgo de aperturas de mercados sin un plan maestro de expansión y exigencias de alta calidad en los participantes, la multiplicación de infraestructura duplicada y descoordinación, y la realidad de una rentabilidad de la distribución menor a la aprobada, para desincentivar la inversión en el panorama en donde los grandes consumidores solucionan su problema de abastecimiento, pero no contribuyen al desarrollo general marcando una pérdida de oportunidades.

¿Qué nos falta para que todos los mexicanos puedan disfrutar de la seguridad, comodidad y progreso que implica un servicio de gas natural como en cualquier país competitivo?

En principio, seguir en la senda abierta por la reforma energética, y atreverse a dar el siguiente paso en el sector del gas natural, mejorando el marco regulatorio actual a partir de una verdadera agenda de gasificación del país, que permita aterrizar en lo local un plan de acción nacional, y que incentive la inversión en la distribución.

Asimismo, debe impulsarse una mayor competencia en el precio del gas natural, promoviendo que nuevos suministradores accedan a gas propio en condiciones competitivas; permitir el acceso libre a la infraestructura de importación, transporte y

distribución; implementar un premio al crecimiento para la distribución, y por último, pero no menos importante, aplicar una Tarifa Postal Nacional, equiparando tarifas de las distintas regiones, lo que permitiría desarrollar infraestructura y acercar el gas natural a una población mayor.

Aprovechar de igual manera las ventajas que implican otras alternativas de combustible para los automotores, como es el caso del Gas Natural Vehicular con ahorros del 50% en su consumo comparado con las gasolinas; y lo más importante, su uso permite la reducción de 90% en las emisiones de partículas causantes de enfermedades respiratorias.

De un total de 5.5 millones de vehículos que circulan en la Zona Metropolitana del Valle de México, según datos de la Secretaría de Medio Ambiente del Distrito Federal, sólo 3,800 usan gas natural vehicular, con 3 estaciones de carga disponibles.

Además, vale recordar que el gas natural es más seguro comparado con otras alternativas de combustibles para usos de movilidad. Es más ligero que el aire, se dispersa y sube a las partes altas de la atmósfera; lo que lo hace un combustible altamente confiable y seguro.

La instrumentación de estas medidas exigen la creación de un modelo incentivador para la distribución de gas en el país, que conjugue una regulación atenta a los cambios que se están dando en el sector, que atienda las nuevas oportunidades de gasificación y permita al consumidor final, quien siempre tiene la última palabra, tener una mejor oferta energética y acceder a un combustible competitivo y seguro como es el gas natural.

Ronda Uno: resultados a la fecha

Se ha procurado, progresivamente, realizar mejoras a las bases de licitación y a los términos contractuales.

José Pablo Rinkenbach Lizárraga*

A casi un año y medio de iniciada la Ronda Uno de licitación de bloques petroleros, es propicio hacer un alto en el camino para analizar los resultados y aprendizajes obtenidos. Dos de los más agradables hallazgos a la fecha han sido (i) la transparencia con que se ha instrumentado el proceso y (ii) la apertura del gobierno a ajustar los términos contractuales a las realidades del mercado petrolero internacional.

El plan quinquenal publicado por la Secretaría de Energía en julio de 2015 planteó una serie de licitaciones públicas internacionales de diferentes campos y bloques petroleros a realizarse a través de cuatro rondas petroleras. La primera aproximación de la Ronda Uno consideró la licitación de 109 bloques exploratorios y 60 campos de producción que serían asignados durante una serie de convocatorias a licitaciones públicas internacionales. Estos 169 bloques fueron divididos en cinco convocatorias: (i) Exploración en aguas someras (asignados 2 de 14 bloques), (ii) producción en aguas someras (asignados 3 de 5 contratos), (iii) producción terrestre (asignados 25 de 25 campos), (iv) crudos pesados y extra-pesados y aguas profundas (crudos pesados y extra-pesados pospuesta y aguas profundas para el 5 de diciembre 2016) y (v) Chicontepec y no convencionales (programada).

Desde diciembre de 2014 cuando inició oficialmente la Ronda Uno, sólo tres convocatorias han sido completadas, logrando asignar campos y bloques con características y riesgos muy variados: (i) Primera convocatoria: Exploración en aguas someras con contratos de producción compartida, (ii) Segunda convocatoria: Producción en aguas someras con contratos de producción compartida y (iii) Tercera convocatoria: Producción terrestre con contratos de licencia

A continuación se presenta un análisis de los resultados obtenidos en estas tres convocatorias limitado a dos variables: i) desempeño del proceso de licitación; y ii) éxito de las convocatorias.

a) Desempeño del proceso de licitación

Visto como un proceso continuo (y no como eventos puntuales), los resultados de las tres convocatorias de la Ronda Uno han sido positivos. Aun cuando existe la tendencia en México de cuestionar y criticar casi todas las decisiones y acciones tomadas por las autoridades, se debe reconocer que el gobierno ha sido profesional en el proceso ejecutado hasta ahora en las licitaciones petroleras, y que ha mostrado apertura para ajustar los términos y condiciones para incrementar su competitividad, la transparencia en el proceso, la comunicación y la interacción entre autoridades y participantes.

Si bien los términos contractuales han sido mejorados, aún existen oportunidades para de hacerlos más competitivos vis a vis el contexto petrolero internacional, específicamente en materia de:

- Cambios en el mecanismo de ajuste basado en TIR con el objetivo de eliminar el efecto de *"gold plating"* que afecta de manera negativa los incentivos para la reducción de costos;
- Cambios en la fórmula de asignación de los contratos, aumentando el peso relativo de los compromisos de trabajo para disminuir la presencia de ofertas especulativas e incrementar la probabilidad de realmente generar producción.

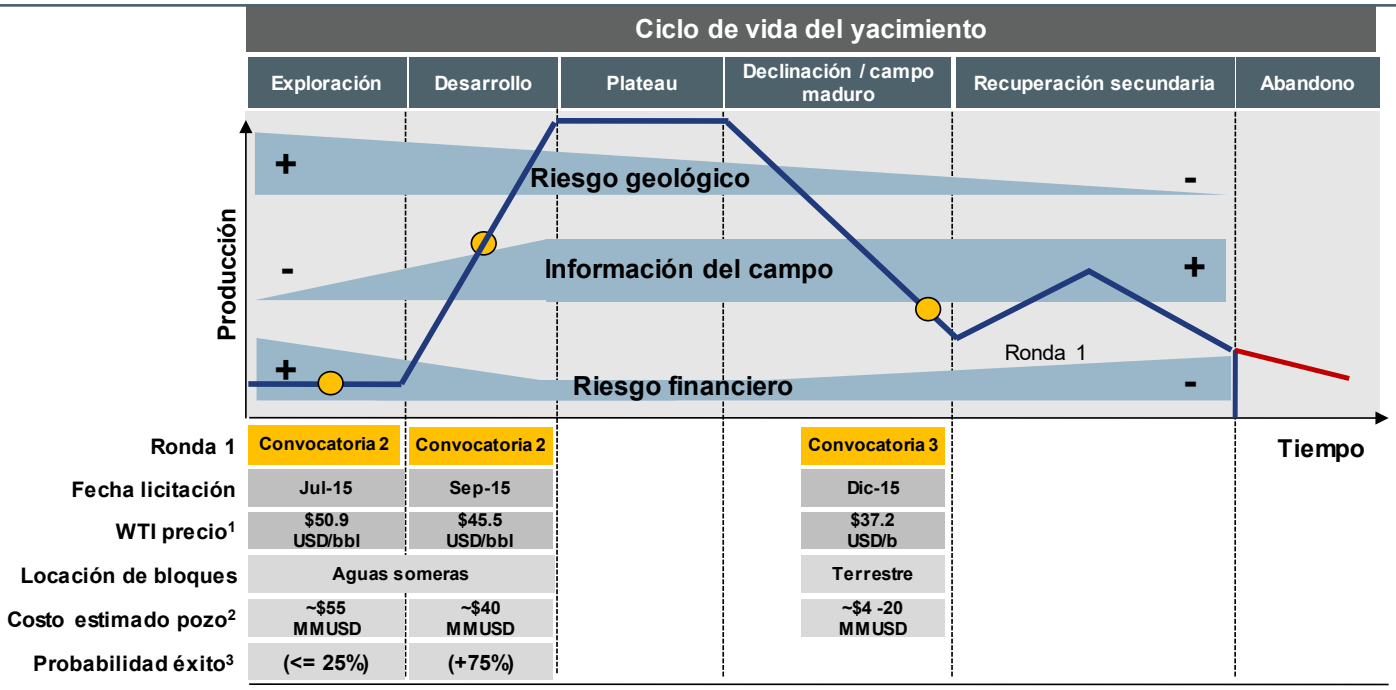
b) Éxito de las convocatorias

Por otra parte, es importante considerar que no existe una forma simple de determinar y medir el éxito de las convocatorias basados en un criterio único. Generalmente, el éxito de una licitación petrolera se define por el número de bloques o campos asignados, ya que un elevado número de campos desiertos refleja en gran medida (i) la falta de interés de la industria en las áreas que ofrece el Estado y/o (ii) la falta de competitividad de las condiciones contractuales y económicas exigidas por el Estado para dichos campos.

Si bien los resultados individuales de las convocatorias de la Ronda Uno han sido diversos, los resultados agregados han mostrado una clara tendencia de mejora de acuerdo a los indicadores de desempeño tales como: (i) bloques asignados por licitación y (ii) número de ofertas por bloque.

Las mejoras en los indicadores antes mencionados se deben en buena medida a las mejoras continuas a los términos y condiciones de las bases y contratos para cada licitación, así como los protocolos de subasta. Tal es el caso de la tercera convocato-

* *Maestro en Negocios por Rochester y cuenta con diversos estudios especializados en materia contractual y fiscal en la industria petrolera. Es coordinador del Programa de Inversiones en Energía del ITAM. Es Director de Inversiones en Ainda Energía & Infraestructura y Director de Ainda Consultores.*



Fuente: Análisis Ainda
Notas: 1) U.S. Energy Information Administration (WTI Cushing, OK (FOB) promedio mensual)
2) Promedio estimado Ainda
3) Estimado de perforación de Deutsche Bank.

ria donde se permitió a los participantes la presentación de multi-ofertas, donde dichas ofertas serían consideradas una a una mientras el participante tuviera el saldo mínimo de capital requerido para el bloque licitado, traduciéndose en mayor competitividad en términos de número de ofertas recibidas válidas.

No obstante, el aspecto más importante para mejorar los indicadores de éxito de las licitaciones de la Ronda Uno ha sido que el Gobierno ha ido alineando la naturaleza de los bloques y campos licitados en términos del riesgo en un contexto de precios bajos de petróleo y gas.

Como se puede observar en la siguiente ilustración, el tipo de campos/bloques licitados en cada convocatoria ha ido reduciendo su nivel de riesgo pasando de riesgo geológico (exploratorio) a riesgo de desarrollo y, por último, a riesgo de producción.

Lo anterior se ha reflejado en una mejora de la participación, competitividad y asignación de bloques donde el Estado ha logrado obtener una tasa promedio de 62.5% sobre la utilidad operativa en la primera convocatoria (cercana al 65% de utilidad compartida que Pemex paga al Estado por la explotación de hidrocarburos en sus asignaciones). En el caso de la segunda convocatoria el Estado asignó los campos a una tasa promedio 10.9 puntos porcentuales superior a la tasa que paga Pemex.

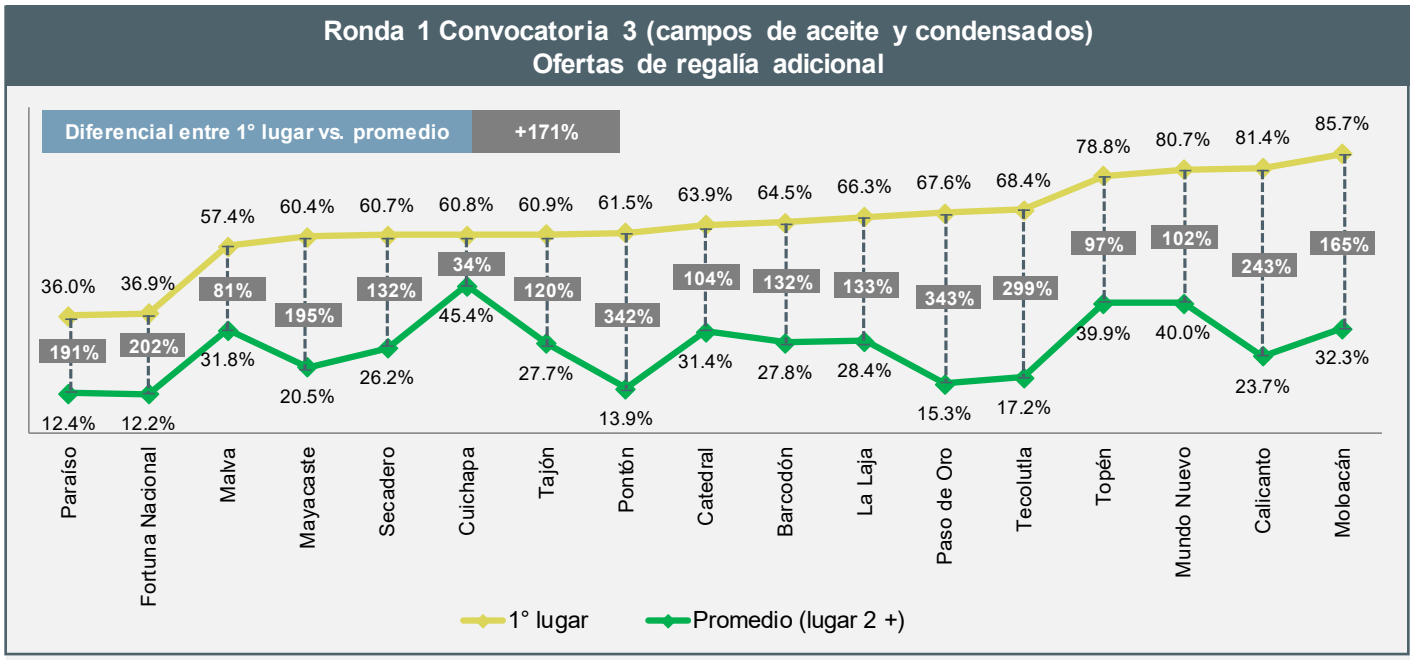
La tercera convocatoria ha sido calificada en la opinión pública como la convocatoria más exitosa hasta el momento en México, en la cual el Estado logró asignar los campos de crudo y condensados a una regalía adicional de 64.2% en promedio. Sin embargo, las tasas de regalía adicional que ofertaron los ganadores fueron más altas de lo esperado por lo que se vuelve necesario responder la siguiente pregunta: **¿Es factible el desarrollo de los campos ofertados en la tercera convocatoria considerando las tasas de regalía adicional ofertadas?**

Una forma sencilla de inferir si hubo sobreofertas o no es analizando la desviación de la oferta ganadora en comparación al promedio ofertado en la licitación, donde es difícil de comprender que los ganadores pudieran ofertar en promedio 171% por encima del promedio de las ofertas de sus competidores (incluso alcanzando un máximo de 342% adicional).

Para responder a esta pregunta de forma más detallada es crucial entender las expectativas de precios futuros a los que se venderá la producción y los márgenes restantes una vez pagadas las regalías con lo que se deberá cubrir el capex, opex, costo de capital, impuesto corporativo y la ganancia.

La utilidad después del pago de regalías depende directamente del precio del petróleo y de las expectativas que existan sobre el mismo, así como de la tasa de regalía adicional ofertada. Cabe recordar que en promedio la tasa de regalía adicional de las ofertas ganadoras fue de 64.2%. De estas ofertas, las 4 más altas alcanzaron un promedio de 82%.

Como se observa en la siguiente ilustración, el ingreso remanente para cubrir inversiones, gastos operativos y



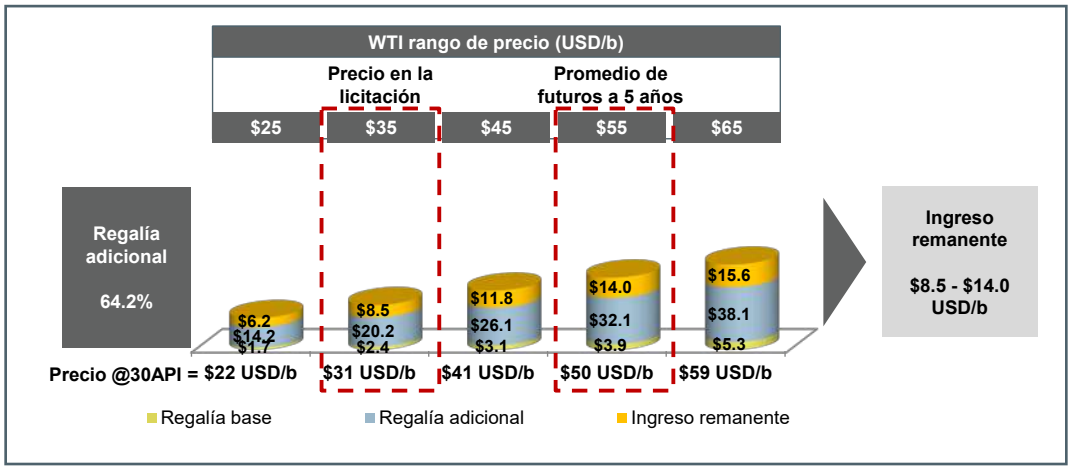
Fuente: Análisis de Ainda con información de la página de internet SENER Ronda 1.

la ganancia neta podría ubicarse entre $8.5 y $14.0 dólares por barril si el operador del campo estima que los precios se ubicarán en el escenario esperado de los futuros de petróleo negociados en la bolsa de derivados de Chicago.

Este margen remanente sería insuficiente para cubrir tan sólo los gastos de inversión y operación y por lo mismo dificulta la factibilidad de obtener utilidades (después de impuestos) por la ejecución de actividades de producción en los campos asignados. Las condiciones y términos de la tercera convocatoria permiten la producción de algunas formaciones a través de reparaciones, sin embargo, el nivel de *government take* complica el desarrollo rentable de todas las formaciones en la columna estratigráfica.

Es claro que el objetivo principal de la tercera convocatoria fue el desarrollar un nuevo mercado de operadores mexicanos de petróleo y gas. En este aspecto, la tercera convocatoria fue exitosa. Sin embargo, si se quiere lograr el desarrollo y explotación de los campos asignados sea factible en futuras rondas, sería conveniente realizar algunos cambios adicionales a las bases de licitación y a los términos contractuales. A continuación se presenta una lista preliminar y no exhaustiva de áreas de oportunidad:

- Incrementar el peso al compromiso de trabajo dentro de la fórmula de asignación, ya que este componente es un fiel reflejo del verdadero compromiso de un licitante para lograr hacer exitoso un desarrollo petrolero. Dicho compromiso de trabajo tiene un costo financiero real para el operador del contrato por lo que éste buscará siempre que el campo sea explotado a su máximo potencial para compensar su inversión.
- En el mismo sentido, la licitación de campos en México podría considerar el cobro de un bono a la firma, el cual genera los mismos incentivos en el operador que el caso del compromiso de trabajo.



En resumen, el éxito de las licitaciones petroleras deberá medirse no por el número de campos asignados sin por el número de campos que realmente tengan el potencial para desarrollarse en el futuro.

RENGEN

ENERGY SOLUTIONS

EPC PARA
DUCTOS DE GAS Y LÍQUIDOS

VENTA DE TURBINAS
Y EQUIPOS PARA GENERACIÓN

ESTUDIOS DE INGENIERÍA
PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

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

REPARACIÓN DE TURBINAS DE GAS
AERODERIVADAS E INDUSTRIALES

Turbina FT8 PW POWER SYSTEMS instalada por Rengen Energy Solutions en Central Termoeléctrica Valle de México - CFE

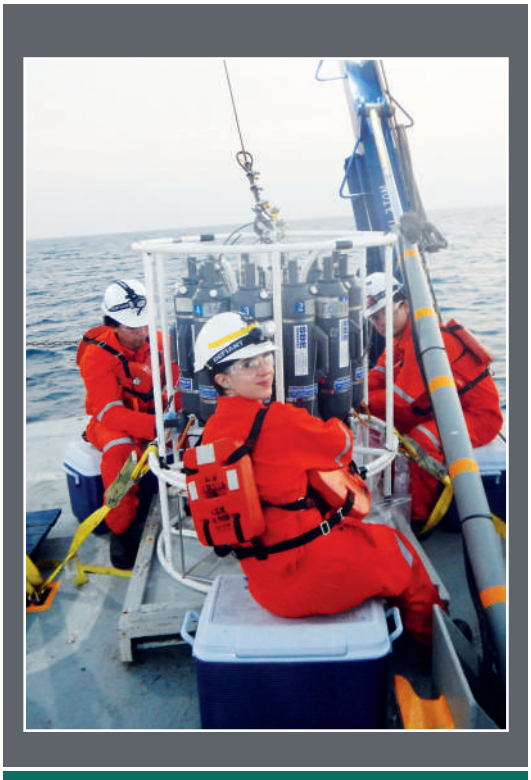
RÍO PÁNUCO NO. 55, 2º PISO, COL. CUAUHTÉMOC, C.P. 06500, MÉXICO, D.F.
Tel. (55) 5207-7074 / www.rengen.com.mx

Implicaciones ambientales, sociales y de seguridad de la Reforma Energética

Desde la Expropiación Petrolera del 18 de Marzo de 1938, se han realizado varios cambios al sistema legal y regulatorio mexicanos en materia de hidrocarburos y energía, siendo el cambio más significativo la Reforma Energética publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2013. El principal objetivo de esta gran reforma es fomentar un crecimiento económico más dinámico y un mercado más competitivo, a través la diversificación y creación de nuevos empleos en los sectores de hidrocarburos y energía en general, con la participación importante del sector privado, además de PEMEX.

La Reforma Energética se puede abordar desde diferentes ángulos, desde sus implicaciones económicas, la posibilidad de inversión privada nacional y extranjera en una industria que durante años operó prácticamente como un monopolio del Estado Mexicano, así como sus aspectos tecnológicos y de procesos.

Además de lo anterior, las implicaciones ambientales, sociales y de seguridad son de gran relevancia, y por lo mismo, merecen un análisis particular. Se ha modificado de manera importante el marco institucional, incluyendo la creación de nuevas agencias y la asignación de nuevas responsabilidades a agencias existentes, y nuevos requerimientos regulatorios se hacen necesarios. ¿Qué significa La Reforma Energética desde un punto de vista ambiental, social y de seguridad industrial? ¿Cuál es la finalidad de la creación de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA)? ¿Cuáles son los requerimientos contractuales en estos temas? ¿Cuáles son sus implicaciones económicas, riesgos y responsabilidades asociadas?



Desde el punto de vista institucional, las siguientes son las agencias y dependencias más relevantes, sus objetivos y responsabilidades asociadas:

- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) es, por parte del Estado Mexicano, el signatario de los contratos;
- Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), tiene el objeto de regular y supervisar, en materia de seguridad industrial y de protección del medio ambiente, las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos durante todo el ciclo de vida de los proyectos, es decir, desde las etapas de diseño hasta la fase de terminación, abandono y desmantelamiento de las instalaciones. La misión de la ASEA es: Garantizar la seguridad de las personas e instalaciones y la integridad del medio ambiente, con certeza jurídica, procedimientos definidos y claros, de manera costo efectiva, para el sector de los hidrocarburos.

- Secretaria de Energía (SENER), que entre otras atribuciones tiene la de revisar y en su caso aprobar las Evaluaciones de Impacto Social de los proyectos específicos, así como realizar la Consulta Previa Libre e Informada a las comunidades y pueblos indígenas cuyos derechos colectivos puedan ser susceptibles de afectación por el desarrollo de proyectos del sector energético.

Los requerimientos contractuales más relevantes desde el punto de vista social, ambiental y de seguridad son:

- Realización de los estudios para establecer y documentar la línea base ambiental y social.
- Identificación y documentación de los pasivos ambientales o daños prexistentes.
- Identificación y documentación de los pasivos sociales.
- Contar con sistemas robustos y probados para una adecuada gestión de los aspectos sociales, ambientales y de seguridad de los proyectos propuestos.

En el entorno actual de la industria petrolera, la evaluación adecuada de todos los riesgos asociados a los proyectos, pero en particular los llamados riesgos no técnicos, es de suma importancia para el éxito de los mismos. Los principales retos para la realización/implementación de los estudios/sistemas indicados anteriormente son: El tiempo relativamente corto establecido en los contratos, el acceso y disponibilidad de la información existente, así como el hecho de que la definición detallada de las metodologías se tiene que hacer sobre la marcha con el concurso de las autoridades.

Los riesgos asociados con una inadecuada realización de los estudios indicados, por las razones ya expuestas, requieren de la participación de personal con amplia experiencia tanto de los profesionales responsables de realizar los estudios, como del personal responsable por parte de los promoventes, y la buena disposición y flexibilidad por parte de las autoridades.

En experiencias recientes, ERM ha estado involucrado en varios proyectos relacionados con los contratos de aguas someras, y hasta el momento, ha enfrentado con éxito estos retos, trabajando muy de cerca y en conjunto con sus clientes, así como con las autoridades correspondientes. La clave para la realización exitosa de los estudios ambientales y sociales ha incluido entre otros: una planeación temprana y altos estándares de seguridad.

The world's leading sustainability consultancy

CONTACTO: jaime.martinez@erm.com
Ciudad de México, México t.: +52 55 5000 2513
erm.mexico@erm.com
www.erm.com

La oportunidad para gasolineros

El mercado interno es la joya de la corona para la recaudación fiscal.

José Antonio Beltrán Mata*

Petróleos Mexicanos se encuentra en una posición para algunos vulnerable, para otros fortalecida como consecuencia de la Reforma Energética. En mi opinión personal, se encuentra en una encrucijada donde puede resultar en un camino exitoso derivado de los grandes cambios que se darán en la industria petrolera nacional.

Existió un gran interés en observar el ¨apetito¨ de algunos nacionales y extranjeros en participar en las tareas de exploración y producción *(upstream)* y poca importancia se le daba a las formas de transformación industrial *(midstream y downstream)*. Sin embargo, no se puede negar la importancia de ésta última, si nos damos cuenta del tamaño del valor del mercado interno de petrolíferos.

Tan sólo en 2015 Petróleos Mexicanos pagó a Hacienda 393 mil 232 millones de pesos en impuestos y derechos, 29 veces el rendimiento bruto de la empresa. En México, a diferencia de otros países, Hacienda ingresa 47 por ciento del precio de cada litro de gasolina magna. La carga fiscal en un litro de gasolina –cuyo precio es de 13.16 pesos- suma 6.23 pesos considerando el IVA más la suma de cuotas de impuestos especiales.

Lo anterior nos explica porque el mercado interno de petrolíferos representa la joya de la corona de la Secretaria de Hacienda, y explica por otra parte la trascendencia de la medida tomada por el Ejecutivo de adelantar la libre importación de hidrocarburos a partir de abril de este año.

En el caso del gas licuado de petróleo (gas LP), a partir de junio próximo se aprovecharán las oportunidades de importación, como es manifiesto por parte de grupos nacionales y extranjeros, quienes a partir de ese mes arrancaran operaciones de la primer planta de distribución de gas LP, privada y construida especialmente para competir en el nuevo mercado, y no para operar por Petróleos Mexicanos.

Cabe destacar en este contexto de apertura que el 54% del volumen de gasolinas vendido en el país es de origen extranjero. En el primer trimestre de este año, las ventas de los combustibles llegaron a 791,300 barriles diarios, un máximo histórico.

Sin embargo, antes de anunciar exitosamente la participación de grupos interesados en aprovechar la oportunidad de la libre importación de petrolíferos, y que esto se convierta en beneficios directos a los consumidores, deberán entenderse las insuficiencias de la infraestructura de almacenamiento y distribución.

Pemex cuenta tan sólo con una red de 77 terminales y 3,000 kilómetros de ductos, lo cual coloca a la distribución en el país en una franca desventaja para lograr conducir eficientemente la oportunidad que se presenta para crear un nuevo mercado competitivo en materia de hidrocarburos.

Pese a la Reforma Energética, la importación de petrolíferos seguirá a cargo de Pemex y su filial PMI, al menos en el corto plazo, ya que los grandes proyectos llevan en promedio tres años en concretarse, desde la conceptualización hasta desarrollar la ingeniería básica y lograr el funcionamiento.

Grupos gasolineros, así como inversionistas especializados en infraestructura de distribución de petrolíferos han expresado su interés en participar, tanto en posible asociación con Pemex como de manera independiente, pero lo cierto es que en el corto plazo sólo podrán proyectarse acciones concretas en la zona noreste y en algunos puertos del país.

El almacenamiento y la logística de hidrocarburos son actividades estratégicas para México. De entrada, es una cuestión de seguridad nacional, porque se debe tener la capacidad de abastecer a su industria y sociedad.

Por otra parte, la efectividad del sistema nacional de refinación es incierta. Tan sólo hay que destacar que en 2015 se produjeron 149,000 barriles diarios menos en comparación con 1,430,000 barriles diarios que Pemex Refinación –hoy Pemex Transformación Industrial– logró producir en 2014. Lo anterior significa una reducción anualizada de 10.4% en la producción de petrolíferos.

En conclusión, una vez que la Secretaría de Energía (Sener) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) puntualicen los criterios normativos que solicitan los grupos privados interesados en invertir en infraestructura de almacenamiento y distribución, así como las oportunidades que presenta la refinación en México, sabremos si la Reforma Energética presentará las oportunidades en el corto plazo o si esto sucederá en el mediano y largo plazo. Lo cierto es que nadie puede ser indiferente al conocer que el mercado mexicano es el quinto mercado de gasolinas más importante del mundo.

* *Presidente del Grupo Combustibles de Oriente S.A.*

La montaña rusa petrolera

¿Qué sucederá si los bajos precios destruyen capacidad de extracción?

Edgar Ocampo Téllez*

Muchas de las compañías que participan en la industria petrolera mundial corren el riesgo de ser aniquiladas este año por el devastador golpe del bajo precio del barril de crudo. Varios tipos de explotación no son rentables a los niveles actuales, entre ellos, aguas profundas, lutitas *(shale)* y las arenas asfálticas de Canadá. El mismo CEO de Schlumbeger, Paal Kibsgaard, externó preocupado, en una reunión con sus inversionistas, que la mayoría de las empresas de servicios petroleros están luchando por sobrevivir.

Para salir de esta tormenta, las compañías están mutilando sus operaciones, reduciendo sus proyectos, ya sea aplazándolos o simplemente cancelándolos, ajustando su tamaño con despidos masivos, disminuyendo sus montos de inversión en exploración y producción y, en caso extremo, fusionándose con otras empresas petroleras. La quiebra de algunas de ellas y las medidas de salvamento en el resto podrían llegar a repercutir severamente en la capacidad mundial de producción futura de petróleo. En tal caso, el efecto podría ser dramático para la economía mundial en dos o tres años.

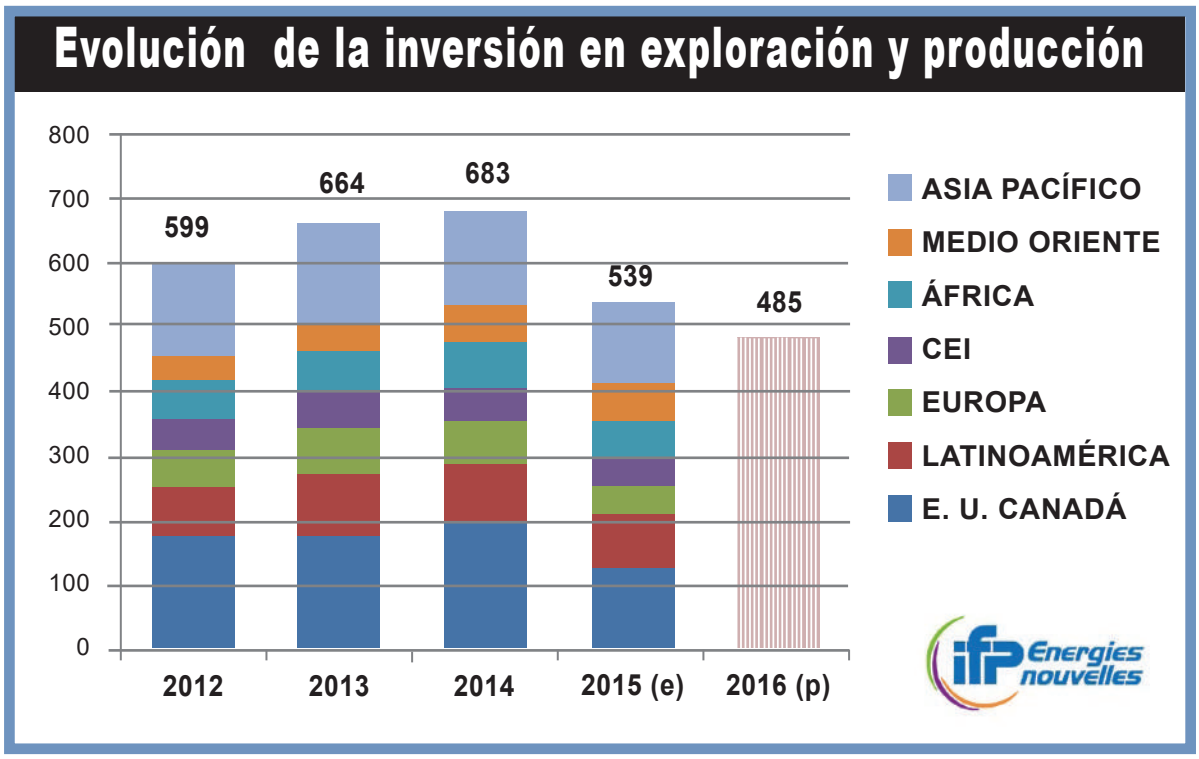
Para mantener los casi 97 millones de barriles de producción diaria mundial, cada año es necesario poner en operación nuevos yacimientos para compensar la producción que se pierde con el declive natural de los campos maduros que se encuentran en explotación desde hace décadas. La experiencia técnica indica que la tasa promedio de la caída natural de la producción de los yacimientos de petróleo es de 6% anual. Eso significa que cada año se pierden alrededor de 4 millones de barriles diarios de la capacidad mundial de extracción de petróleo, y si la desinversión que está provocando el bajo precio del barril provoca la cancelación de proyectos importantes, esa pérdida de producción no podrá ser compensada en el corto plazo.

Para ser exactos, la agencia noruega consultora en energía Rystad Energy determinó, en uno de sus recientes informes, que en 2016 los campos en explotación dejarán de aportar unos 3.5 millones de barriles de producción diaria por su declive natural, en tanto que los proyectos que están programados para entrar en operación en este mismo año, solo aportarán unos 3 millones de barriles al día de capacidad mundial. Además, hay que agregar que, por la coyuntura actual, la producción en *shales* en los Estados

Unidos se está desplomando, por lo que es previsible que en 2016 se pierdan no 3.5 millones, sino alrededor de 5 millones de barriles diarios de capacidad. La misma agencia Rystad señaló en su informe que, con la falta de inversión en exploración y producción, el mercado internacional del petróleo puede voltearse rápidamente y la demanda puede superar a la oferta de manera violenta, provocando un *shock* petrolero.

Si bien se ha reducido el ritmo de crecimiento de la demanda de hidrocarburos, su volumen continúa siendo colosal. Hoy el precio

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



del barril de petróleo le ha permitido a los conductores americanos un respiro en sus bolsillos para llenar el tanque de combustible sin remordimientos y conducir más de lo habitual, llevando el consumo de gasolina en los Estados Unidos a una nueva marca histórica, por encima del máximo registro de 9.3 millones de barriles al día alcanzado en 2007, según un artículo reciente de *Reuters*. La misma situación ocurre en la India. Los bajos precios de los combustibles incita el incremento de la utilización del automóvil.

La agencia *Wood Mackenzie* estimó hace unos meses que han sido congelados unos 380 mil millones de dólares en inversiones para proyectos de exploración y producción, pero que esa suma podría alcanzar los 500 mil millones. Según esa consultoría, el ritmo de puesta en operación de grandes proyectos petroleros era de unos 40 por año, pero en el 2015 la cantidad cayó a sólo 10. En la coyuntura actual, muchos contratos de gran envergadura se están cancelando, por lo que en los próximos años veremos muy poca nueva producción.

La demanda mundial de petróleo se encuentra por debajo de la capacidad de extracción. Sin embargo, cada día son necesarios alrededor de 95 millones de barriles de crudo para hacer funcionar la industria, el comercio y el transporte mundial, a pesar de que el crecimiento de China se está volviendo más lenta, de que Europa está en crisis y de que Estados Unidos se encuentra casi en recesión.

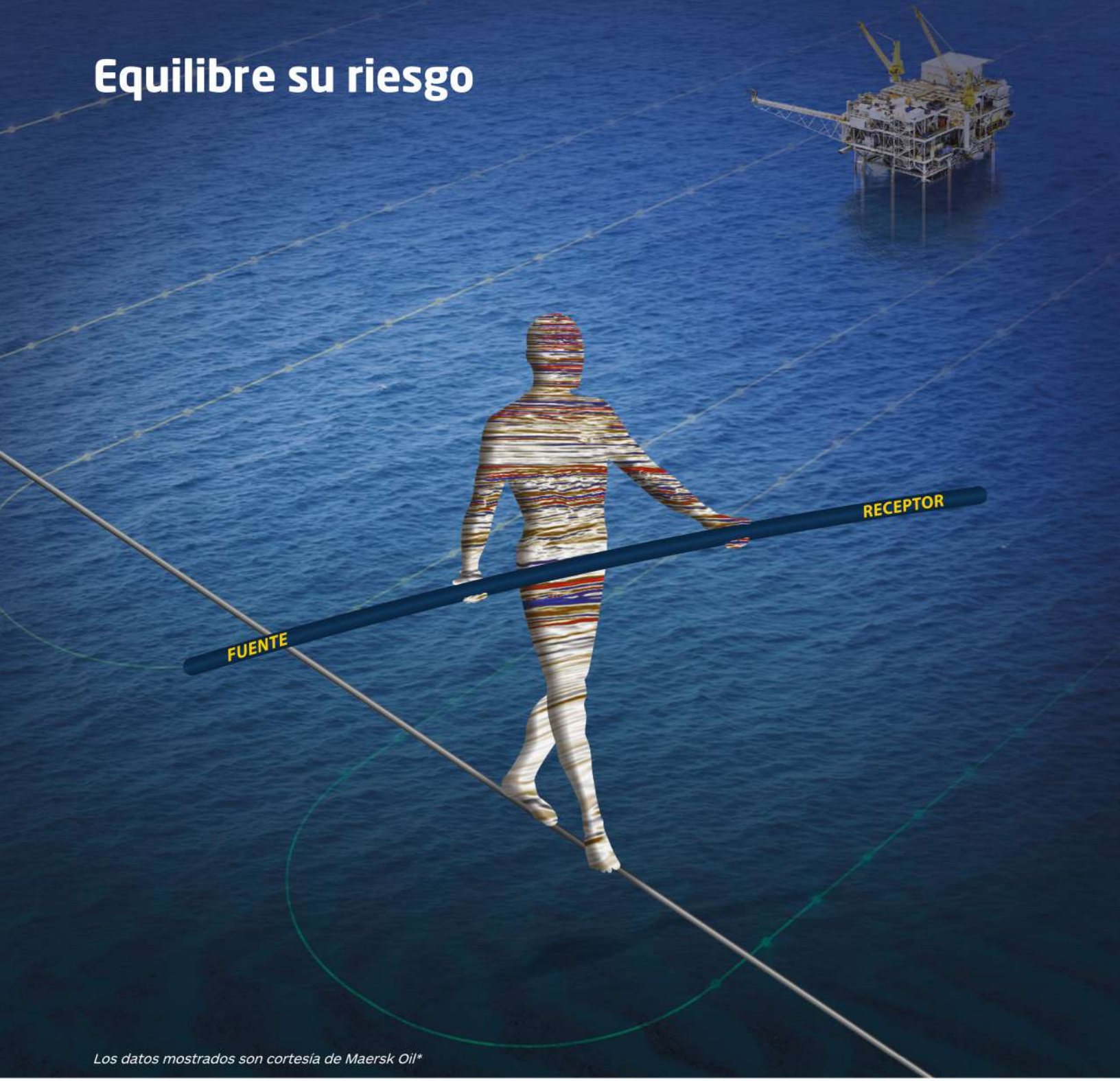
Un reporte titulado "La evolución de la inversión en exploración, producción y refinación de petróleo", realizado por el Instituto Francés del Petróleo, señala que el sector de la exploración geofísica es el más golpeado por esta crisis de precio, con una reducción de un 30% en sus actividades.

Lograr que la producción mundial de petróleo esté a la altura del consumo de los países industrializados ha sido siempre un dolor de cabeza y una prioridad de primer orden para las agencias internacionales y el Departamento de Energía de los Estados Unidos. El objetivo es prevenir desequilibrios en el abasto. El propio Fatih Birol, director ejecutivo de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) ha advertido que la falta de inversión actual en exploración y producción podrá causar serios problemas a la economía mundial en el corto plazo.

La historia ha mostrado que las crisis provocadas por la escasez de petróleo han sido las más severas en cuanto a sus efectos económicos. La falta de petróleo en los mercados internacionales, tanto en el caso del embargo petrolero de las naciones árabes en 1973 como en la guerra entre Irán e Irak en 1979, provocaron una profunda crisis económica mundial. La industria automotriz tuvo que adecuar sus vehículos, haciéndolos más ligeros y más eficientes. Fue tal el efecto que por aquellos años se inició el desarrollo de las energías alternativas, el uso de etanol en Brasil y la explotación de arenas asfálticas en Alberta, Canadá.

Hoy, los mercados son más complejos, con productores muy diversificados y hay una expectativa de que los precios "sigan más bajos por un tiempo más largo". No obstante, es claro que la desinversión en exploración y producción y el desmantelamiento de empresas petroleras están provocando la progresiva destrucción de capacidad de extracción en el mundo. En el momento en que la demanda de petróleo sobrepase la oferta, es muy factible que el precio del barril de petróleo suba bruscamente. ¿Incluso a niveles jamás vistos en la historia?

Equilibre su riesgo



*Los datos mostrados son cortesía de Maersk Oil**

*Resultados del levantamiento OBN del Campo Dan - Un estudio de caso de aguas someras. Zaske *et al.*, Conferencia EAGE (2014)

Eficiencia es clave

Colabore con nuestros expertos en el uso de tecnologías probadas para caracterizar su reservorio de la manera más económica. Colaboramos con Ud. en el balance del esfuerzo fuente/receptor, en cada paso del proceso, para garantizar la mitigación de riesgo segura y eficiente. Proporcionar soluciones que maximizan el retorno de su inversión, a través de la mejora de recuperación de hidrocarburos, es lo que mejor hacemos.

Para más información, visítenos en **CMP stand 527.**

Seabed GEOSOLUTIONS

seabed-geo.com/**Balance**

Facetas de la transición energética

La prioridad, a mediano y largo plazos, está ligada a la descarbonización de la economía.

Gerardo R. Bazán y Gilberto Ortiz*

El tema de energía y sustentabilidad ha estado cobrando interés creciente en todos los ámbitos, incluyendo los gobiernos, la iniciativa privada, el sector académico y diversas organizaciones especializadas internacionales y nacionales.

Entre otros importantes análisis, se tienen a la mano en la edición No. 72, marzo-abril 2016, de *"Energía a Debate"*, los ensayos de Pablo Mulás, Ángel de la Vega y José Antonio Reyes.

De acuerdo a las metodologías más conocidas se puede ver que el problema es de tipo multifactorial. Así, el Consejo Mundial de Energía (*World Energy Council* o WEC, por sus siglas en inglés) utiliza un modelo que denomina "Índice del Trilema Energético", donde trata de encontrar el balance entre la sustentabilidad ambiental, la seguridad energética y la equidad energética, como la base para la prosperidad y la competitividad de los países.

En los resultados de 2015 para un universo de 130 países, Suiza ocupa el primer lugar y México la posición 48.

A su vez, el Foro Económico Global ha desarrollado una metodología que genera el Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética y lo publica anualmente. Incluye el análisis de 126 países en los que relaciona al crecimiento económico, la sustentabilidad del medio ambiente y el acceso y la seguridad energética. Cada uno de estos apartados tiene, a su vez, seis indicadores. De acuerdo a los resultados del informe de 2016, Suiza ocupa la posición uno y México la 47 (ver cuadro).

2016 País	Índice general	Crecimiento económico	Sustentabilidad	Seguridad	Lugar
Suiza	0.79	0.72	0.76	0.88	1
México	0.64	0.59	0.6	0.74	47

El tema de energía y medio ambiente también puede ser analizado como un problema transfronterizo o como un asunto focalizado, siendo éste el caso de la contingencia ambiental que está ocurriendo en la Ciudad de México.

El WEC publicó recientemente el documento *World Energy Issues Monitor 201*, que trata sobre la situación predominante en diversos países en materia de energía y temas afines. Una de las características del documento es que los comentarios vertidos se basan en la opinión de expertos de cada país consultados por esa organización el año pasado.

Para el caso de México, el reporte señala que la problemática actual es que se llevan a cabo dos transiciones. Una a corto plazo y la segunda a mediano y largo plazos. Manifiesta que la prioridad de la primera es el cambio de una estructura monopólica estatal que tiene lugar en las empresas que manejan los subsectores de petróleo y gas y electricidad. Con relación a la transición a mediano y largo plazos, la problemática está concentrada en la descarbonización de la economía, para reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI).

Al respecto, los expertos nacionales consultados por el Consejo opinaron que las principales incertidumbres involucradas en ambas transiciones son:

- La política de los Estados Unidos
- La recesión global
- Los precios internacionales de los insumos, y
- La corrupción

Como se puede apreciar, tres de ellas se refieren a eventos externos y el restante es de carácter interno.

El proceso electoral en Estados Unidos está generando importantes incertidumbres ligadas a políticas públicas relacionadas con la economía nacional y el sector energético. Hay que recordar que el 80% de las exportaciones de México se dirigen a los Estados Unidos; adicionalmente podemos mencionar, que parte de esas incertidumbres estarían ligadas a la seguridad en el suministro del gas natural, cuya importación desde ese país cada vez es mayor. La recesión internacional y la volatilidad del precio de los insumos son preocupantes por el impacto financiero que causan en la industria energética y en los ingresos fiscales del país.

Con relación a la corrupción, señala que "la presión pública sobre el sector político ha crecido a tal grado que finalmente las dos Cámaras del Congreso están discutiendo propuestas importantes para crear una estructura legal que penalizaría su perjudicial práctica. Ahora la incertidumbre estriba en qué tanto se atreverá el sector político para legislar en la materia para crear leyes efectivas para reducir, si no eliminar, ese tipo de prácticas."

**Gerardo Bazán es académico de la UNAM (gerardorbn@yahoo.com). Gilberto Ortiz es miembro del Consejo Químico y del Comité de Energéticos de Canacintra (gortizyasoc@gmail.com).*

En este contexto, parece conveniente llamar la atención sobre otras transiciones vinculadas con las de corto y mediano plazo, y que también quedan enmarcadas en las incertidumbres de origen exterior y las internas. Nos referimos a la transición que están sufriendo los combustibles como el petróleo y sus derivados, el gas natural y el carbón.

Tradicionalmente, los combustibles fósiles han tenido un papel de héroes en la película por ser sustento del desarrollo económico. Sin embargo, ese papel se ha estado desvaneciendo para pasar a ser los villanos de la historia, por la generación de CO_2 derivada de su combustión.

Es el caso que esta transición en México tiene varios claroscuros. Por un lado, la política energética está encaminada a reducir el consumo de combustóleo en la generación de electricidad en las centrales de la Comisión Federal de Electricidad para que operen con gas natural, combustible que emite menor cantidad de CO_2. Sin embargo, la CFE tiene un programa de instalación masiva de ciclos combinados que incrementarán la emisión de bióxido de carbono en términos absolutos.

El argumento es que el gas natural es el energético más barato actualmente y los ciclos combinados operan con alta eficiencia térmica. Pero se tiene que importar el gas de los Estados Unidos y se nos olvida que la volatilidad de su precio está latente. Así, una de las principales incertidumbres es la seguridad de suministro que podría derivarse de políticas públicas en ese país.

Otra controversia es que las empresas eléctricas promueven la diversificación de las fuentes primarias para la generación de electricidad. En cambio, en México la fuente primaria se está concentrando en un solo energético, esto considerando los ciclos combinados de los productores independientes y los de CFE.

Es prioritaria la incorporación de fuentes limpias o renovables para reducir la emisión de bióxido de carbono a la atmósfera, cuya acumulación a nivel global se considera como causante del incremento de temperatura en la atmósfera y del cambio climático de la Tierra.

En este sentido se aprecia una desproporción entre los niveles de emisión del país (entre 1 y 1.5% del total mundial de emisiones) y los compromisos adquiridos por el gobierno federal para contribuir a la prevención y remediación del problema a nivel mundial.

Por otro lado, se puede ver que una ramificación del problema combustibles-medio ambiente (CO_2) se encuentra en el sector transporte y en el sector industria. En este tema, el ejemplo más cercano que tenemos es la periódica contingencia ambiental que

se desarrolla en la zona central de la capital.

El problema tiene muchos años, pero hasta la fecha no existen soluciones que atajen el problema. Por un lado, se observan políticas públicas que han privilegiado el uso del automóvil contra un sistema de transporte público adecuado, y por otro, se han retrasado la producción nacional y/o la importación de gasolinas y diesel limpios en volúmenes suficientes para reducir significativamente el problema.

Desafortunadamente en este campo, a pesar de la gran cantidad de normas ambientales que se han emitido y la amplia infraestructura que se ha desarrollado para limitar la emisión de contaminantes en el sector transporte, existen infinidad de reportes que señalan el incumplimiento de dicha reglamentación. En principio, la corrupción es una de las principales causas que la motivan. Es aquí donde se requiere llamar la atención para reflexionar sobre la necesidad de revisar algunas políticas públicas para que los resultados que se están observando, retomen su camino hacia el desarrollo económico y el bienestar de la población.

En otro orden de ideas, pero dentro del tema, se encuentra la adopción de prácticas administrativas acordes con la filosofía de gobierno corporativo. Las estructuras administrativas de las empresas energéticas plantean la inclusión de consejeros independientes, que como puede deducirse quedan seleccionados más con tintes

políticos que con base en méritos profesionales o empresariales y académicos afines al puesto a desempeñar. En principio se trata de un conflicto de interés.

Conclusiones

Además de las dos transiciones señaladas por los especialistas a qué hace referencia el WEC, coexisten muchos aspectos de transición importantes que reclaman atención y, en su caso, revisión de las premisas que les dieron origen.

En principio, el concepto de sustentabilidad generalmente ligado al binomio economía-energía está perdiendo peso y ahora el papel principal lo está tomando la sustentabilidad ambiental. En este contexto, los combustibles fósiles –petróleo y sus derivados, gas natural y carbón– se están viendo bajo una luz diferente, menos como sustento al desarrollo económico y más como precursores del cambio climático global.

Al respecto, la caída de precio internacional del crudo demolió la piedra angular de la Reforma Energética, que entre otras acciones consideraba recursos económicos para reconfigurar procesos de transformación de petróleo para producir combustibles más limpios.

Las emisiones de CO_2 de México representan 1.5% del total global, pero nuestro gobierno asumió compromisos superiores frente a la COP21, que podrían traducirse en sobrecostos para los consumidores. Otro ejemplo de sobrecostos es el relativo al incremento al precio del gas natural por cambio en el punto de arbitraje. Así, se están produciendo algunos resultados contrarios a la promesa de reducir los precios de los energéticos, que, en el caso del gas, ya provocaron la promoción de amparos contra las autoridades correspondientes. Resulta contradictorio que estos temas se resuelvan por la vía judicial.

Consideraciones finales

Resulta cuesta arriba, si no imposible, tratar de modificar las incertidumbres de origen externo que nos rodean, sobre todo las que tienen que ver con costos y precios. Es esencial profundizar en la transición hacia una matriz energética más limpia, pero también definir caminos alternativos a los previstos en la Reforma Energética, cuando se observan resultados contradictorios con los esperados. Esto, por ejemplo, en el caso de los incrementos a los precios de los energéticos.

Si bien la energía eólica y la solar están experimentando un auge y son benéficas para reducir las emisiones de CO_2, es recomendable emparejar el piso con tecnologías que ya han demostrado

su capacidad para producir electricidad de bajo carbono. Se podría incrementar la participación de la energía nuclear, lo cual reduciría los riesgos de volatilidad en los precios del gas natural, mejoraría la confiabilidad del sistema eléctrico y permitiría la generación de cadenas productivas de alta tecnología y la creación de empleos.

Derivado de las contingencias ambientales en la Zona Metropolitana del Valle de México, reaparecieron problemas inherentes a los combustibles automotrices que se han dejado a la deriva por décadas. También resurgieron recomendaciones[1] que se generaron hace más de 15 años, y que siguen vigentes como:

- Eliminar topes y baches de las vialidades.
- Organizar los paraderos de autobuses, taxis y microbuses.
- Organizar los horarios de carga y descarga de mercancías.
- Capacitación efectiva a conductores de vehículos automotores.

La industria automotriz es una de las ramas más importantes de la economía mexicana. Sin embargo, es necesario encontrar soluciones que permitan mantener su nivel de desarrollo sin perjudicar la sustentabilidad ambiental de las ciudades y del planeta. Con el tiempo, los autos eléctricos podrían ser una parte importante de la solución.

PIE DE NOTA:

[1] Energía y Contaminación del Aire en la Zona Metropolitana del Valle de México. Gerardo Bazán Navarrete et al. Contextos Culturales Editores, S.A. de C.V. Diciembre de 2000.

2do Congreso y Exposición Internacional de MEDICIÓN de Flujo y Calidad de los Hidrocarburos 2016

DEL 9 AL 11 DE NOVIEMBRE
CAMPECHE, CAMP.

OBJETIVO DEL CONGRESO

Crear entorno donde se presenten mejores prácticas normalizadas de acuerdo a los estándares nacionales e internacionales para la medición de flujo de hidrocarburos; así como, presentar tecnologías de última generación.

> Mayor beneficio operativo
> Mayor exactitud y calidad
> Menos costo posible
> Disminución en robo de hidrocarburos

BENEFICIOS DE PARTICIPAR

> Establecer relaciones con socios comerciales
> Lanzamiento de nuevos productos y/o tecnologías
> Sinergia con compañías del ramo de medición de hidrocarburos
> Aquirir base de datos de clientes potenciales del ramo
> Actualización en nuevas tecnologías y procesos

¡COMPARTE TU CONOCIMIENTO!
Participa en las sesiones técnicas

edición de proceso, balances o emisión de contaminantes | Cálculos con valore
ompensados y corregidos por efectos de presión y temperatura | A
elementos de la medición de Flujo | Tecnología en transferencia de cu
mplimiento legal en la calibración de Medidores de flujo | Transferenci cu
todia en altos caudales | Tecnología de última generación | Solu
edición de hidrocarburos en fase líquida | Lineamientos os en m
edición de hidrocarburos | Determinación de la cal

www.congresomedicion.com

Informes y ventas

Tel. (01) 55 2159.1245 | (01) 55 6363.4519
ventas@consiisa.com

Síguenos en:

ConsiiSA
Compartimos historias y creamos momentos inolvidables
www.consiisa.com

Las renovables en el mercado eléctrico: una perspectiva para el inversionista

Los costos y los factores de planta hacen que las energías renovables ya son una opción real y rentable frente a la generación eléctrica tradicional.

Juan Manuel Avila Hernández y José Antonio Reyes González*

Hoy más que nunca, el despliegue de las energías renovables en México se encuentra presente en todos los aspectos de la agenda energética nacional. Esto no debe sorprendernos, si se tiene en cuenta el creciente número de acuerdos nacionales e internacionales que comprometen a los diversos sectores industriales de México, incluyendo el de generación eléctrica, a hacer más eficientes y sustentables sus procesos de producción con el uso de fuentes de energía renovable e inclusive con fuentes de energía menos contaminantes.

Tras la Reforma Energética, que ha posibilitado la creación de diferentes organismos, como el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y el Consejo Consultivo de Transición Energética, y que ha consolidado a instituciones ya existentes como la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Comisión Nacional de Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), el sector energético mexicano se ha convertido en poco tiempo en el centro de gran competencia e interés para los inversionistas dispuestos a explorar las oportunidades que ahora el mercado nacional ofrece en lo que se refiere ala producción de energía renovable, todo ello dentro de un entorno de regulación y seguridad jurídica para el movimiento de capitales.

Por lo tanto, hablar hoy de energías renovables ya no es una novedad sino una imperiosa necesidad. Según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), las energías alternativas han ganado participación en los mercados globales en años recientes, inclusive en muchos casos compitiendo ya exitosamente frente a las fuentes tradicionales de energía en la generación de electricidad, caso que aún no es el de México[1].

Sin embargo, el uso de estas tecnologías ha ido incrementando de manera sustancial en Méxicoen los últimos 15 años, pero todavía nos queda mucho camino por recorrer si se tiene en cuenta que, de acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), la demanda de energía eléctrica pronosticada para el periodo 2015-2029 se estima en 60,000 MW de capacidad adicional a los ya 65,500 MW instalados, y una inversión en el orden de 1,635,000 millones de pesos, dentro de los cuales al menos el 73% deberá ser destinado al desarrollo de la generación eléctrica a través de renovables[2].

Actualmente, el 98.4% de la población mexicana –esto es, 119.9 millones de habitantes– cuenta con servicios de electrificación a partir de 190 centrales generadoras de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)[3], pero será una ardua tarea mantener la misma tasa de cobertura con el crecimiento exponencial esperado para la población mexicana, la industria y en diversos grupos de consumo.

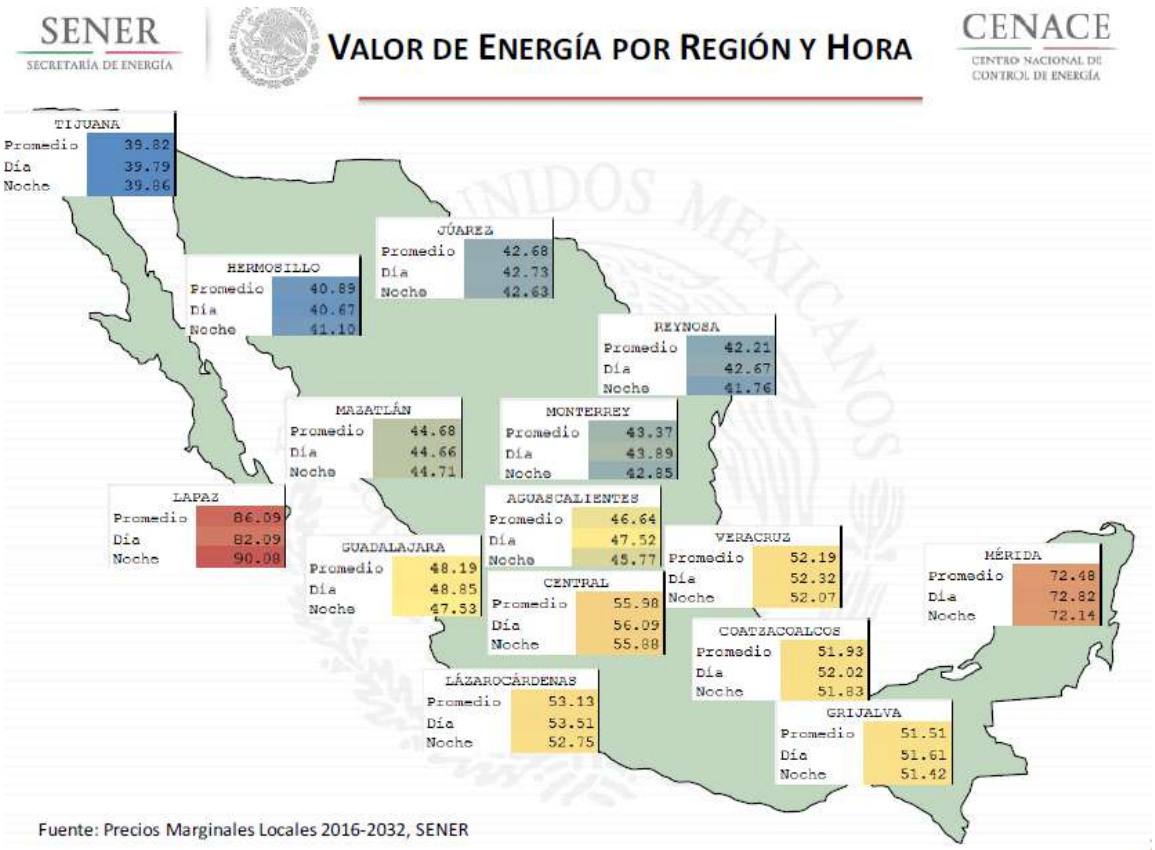
La tarea implica, entre otras cosas, desarrollar una cultura entre los inversionistas de investigación, actualización y asimilación de información, que incluya conocimiento sobre los costos de generación de cada fuente, dentro de los cuales destacan el costo de capital (CAPEX), el costo de operación (OPEX) y el factor de planta, pero también las metodologías para su cálculo y las estrategias comerciales que le permitan conocer y comparar en tiempo real los costos asociados a la producción de cada kWh de cada tecnología, en cada zona del territorio mexicano, y así también las implicaciones de sus decisiones en el mercado para ampliar sus probabilidades de éxito.

En pocas palabras, la tarea será dar mayor certidumbre al funcionamiento del mercado eléctrico, en donde han surgido diversos cuestionamientos sobre el incremento de costos que implica el despliegue de fuentes renovables en esta nueva arquitectura.

Un primer planteamiento

Para poder hacer más eficiente este flujo de información entre los agentes privados interesados en el sector eléctrico mexicano, es indispensable atender primero la falta de modernización que aún persiste en el sistema eléctrico nacional. Es decir, se deberá acelerar la mejora en las redes de transmisión y distribución a través del balance de cargas o, en otras palabras, se deberá contar con una mayor generación distribuida. Para ello, las oportunidades de inversión son muy altas en este respecto, si se considera que el crecimiento programado para las redes de transmisión y distribución

*Director General de Top Energy México (juan.avila.hdz@gmail.com). **Investigador y Maestro en Políticas Públicas por la Universidad de Nottingham, Gran Bretaña (jantreyes@hotmail.com). Ambos pertenecen a la Comisión de Energía de Coparmex Aguascalientes.



Fuente: Precios Marginales Locales 2016-2032, SENER

contará con una ampliación de 24,599 km-c nuevos para el 2030[4]. Derivado de estas inversiones y una mayor producción en las redes, los precios nodales de la energía tenderán a registrar un patrón a la baja, igualándose a un precio más competitivo.

Ahora bien, la Reforma Energética integra una nueva conceptualización en cuanto a generación se refiere, es decir, generación en base a la demanda y no a la oferta. Es un cambio de paradigma que los inversionistas deberán asumir a la brevedad. Al tener un mercado abierto en el que se incluyan varios participantes en la parte de generación, comercialización y suministro, eventualmente tendremos que ver mejoras en los precios y en las redes de transmisión y distribución, pero no sólo ello, sino que ahora la CFE se volverá un competidor más, obligándolo a modernizarse y ser más eficiente con la proporción del mercado que atenderá.

¿Dónde entran las renovables?

El nuevo modelo eléctrico establece una ventaja para las energías renovables, en específico las referentes a la solar y la biomasa. Para el caso de generación de energíaa través de fotovoltaicas, la incidencia solar en el país es de 6Kwh/m2[5], lo que hace que prácticamente cualquier punto en el territorio mexicano sea propicio para la generación de este tipo de energía. Así, los nuevos generadores fotovoltaicos podrán colocarse dentro de las áreas cubiertas por los nodos con mejores precios, obteniendo resultados más positivos para las inversiones en las primeras etapas del desarrollo del mercado eléctrico. Recordemos que, para calcular el precio en un nodo, se deben integrar tres componentes: uno de energía, uno de congestionamiento y uno de pérdidas. Pero si a lo anterior le sumamos que, de acuerdo a las últimas observaciones de las tendencias de los precios sombra, publicados por el CENACE, será fácil concluir que varias de las horas con mejores precios se encuentran dentro de los horarios de generación solar[6], una oportunidad que no todas las tecnologías podrán ofrecer.

Por su parte, la generación eléctrica a través de las plantas de biomasa cuenta también con una ventaja, que inclusive la solar carece. Entendida como la relación de la energía eléctrica generada en un año con respecto a la energía que podría generarse de manera continua a plena potencia, el factor de planta constituye esta ventaja competitiva para la biomasa. Mientras la energía eólica y solar son intermitentes, la generación con biomasa –como también es el caso de la geotermia– no lo es. Y en el caso de la biomasa, su producción industrial puede optar por ubicarse en nodos apropiados, donde producirá más energía dentro de los horarios más rentables.

Tanto la energía solar como la biomasa tienen proyecciones de crecimiento muy alentadoras para el 2030, lo cual es positivo, ya que actualmente es precaria su participación en la generación con tan sólo 366 MW, o sea, 0.4% de la potencia instalada en el país[7]. Mientras la biomasa estima crecimientos en 108 MW en capacidad instalada para dentro de 15 años, su inversión requerirá de 1,732 millones de pesos. Pero por otro lado, para la solar, se prevé cre-

Generación Eléctrica Actual por Energías Renovables (GWh/a) a junio de 2015							
ENERGÍAS	Geotérmica	Hidráulica >30 MW	Hidráulica ≤30 MW	Oceánica	Eólica	Solar	Biomasa
CFE	6 021.00	35 162.00	1 074.00	No Genera	220.00	13.00	No Genera
PRIVADOS	6.00	89.00	667.00	No Genera	7 455.00	49.00	1 414.00
TOTAL MÉXICO	6 027.00	35 251.00	1 740.00	No Genera	7 676.00	62.00	1 414.00

cimientos en capacidad instalada en 1,822 MW con una inversión que asciende los 93,707 millones de pesos para el mismo período[8].

No sería incorrecto pensar, pues, que las decisiones de tecnologías dependerán de las externalidades asociadas entre los puntos de interconexión y los sitios de instalación, y que tanto la energía solar y de biomasa, al no presentar grandes problemas para la obtención de recursos –serán proyectos bancables– y con proyecciones de crecimiento tan ambiciosas, podrían de manera más sencilla ubicarse e interconectarse en los nodos más rentables del territorio mexicano.

Ahora, si suponemos que todas las renovables suministraran el consumo nacional, observaríamos que actualmente hay 16,598 MW de potencia instalada –siendo las hidroeléctricas la tecnología preponderante–, que generan 52,170 GWh por año [9]. Sin embargo, según el Inventario Nacional de Energías Renovables (INERE), el verdadero potencial de generación para las energías de categoría renovable ya instalada en México es de 114,328 GWh al año o que es lo mismo 9,527.33 GWh por mes en promedio[10]. Comparando esta última cifra con el consumo de todo el sistema eléctrico nacional en el mes de enero de este año, que ronda en los 21,773 GWh[11], claro está, que con una diferencia de 12,245.67 GWh a favor de la producción eléctrica con fuentes fósiles, aún no podemos sustituir el 100% del consumo nacional de energía eléctrica con renovables inclusive a máxima potencia instalada y esto explica las proyecciones en su crecimiento.

Con el potencial de estas tecnologías, que ronda en el 40% del consumo nacional, nos demuestra una vez más, el largo camino que estas energías tienen por recorrer en el sector y con ello la oportunidad de negocio que representan.

¿Cuáles son las renovables con mayor potencial?

México cuenta actualmente con todas las tecnologías conocidas de energías renovables, salvo la mareomotriz y la oceánica, a pesar de que existe ya una iniciativa para la creación de los Centros Mexicanos de Innovación en Energías (CeMIe), de los cuales destaca el que estará a cargo de la investigación para la extracción de las diversas formas de energía del océano, su conversión y distribución, pero así también los hay para la energía solar, eólica, biomasa y de geotermia[12].

Son ya varias las tecnologías que están probadas en México, como lo muestra la siguiente estadística, donde se pueden apreciar las tecnologías instaladas y su capacidad de generación eléctrica al 2015[13].

Los costos de generación en todas las tecnologías renovables han disminuido considerablemente desde el año 2000 a la fecha, de tal manera que en el caso de la solar y eólica, la disminución de costos ha llegado a estar en el orden del 80%. La diferencia entre la generación tradicional y las renovables cada vez es más pequeña y si a eso añadimos la entrada de los Certificados de Energía Limpia (CELs) en el nuevo modelo de mercado eléctrico, claramente las renovables serán una alternativa segura para apostar.

Los costos de instalación de las tecnologías renovables más comunes rondan entre los 51.5 millones de pesos por MW instalado hasta los 16.2 millones de pesos por MW instalado, todas éstas con un factor de planta que varía entre el 85% y el 23% [14].

Por ello, casos de éxito en el uso de tecnologías renovables son cada vez más abundantes en el país. En concreto, desde el año 2011 hasta junio de 2015, la producción de energía solar ha comenzado a crecer considerablemente, aún y cuando es la que menos capacidad instalada tiene el país, pues apenas tiene 8 permisos de generación de gran potencia[15], mayores a 0.5 MW de potencia instalada, de los cuales 5 se encuentran entre la península de Baja California y el estado de Sonora. Cabe mencionar que 6 de los generadores son privados, y de éstos 4 tienen una modalidad de autoabasto mientras que los otros dos tienen permisos de pequeño productor independiente[16].

Subasta eléctrica: desenmascarando el mito

Con los recientes resultados de la primera subasta eléctrica de largo plazo del país, muchas concepciones de las energías renovables en México cambiaron para siempre. Este 30 de marzo se publicó que, en su calidad de Suministrador de Servicios Básicos, la CFE pudo obtener contratos de cobertura con generadores para potencia, energía eléctrica acumulable y CELs con vigencia de 15 y 20 años. Con 18 ofertas ganadoras de 11 participantes en esta primera “ronda” eléctrica, el mercado se encargó de dar una fuerte lección a todos aquellos industriales escépticos, en tanto que desenmascaró el mito de que las energías renovables no podrían competir a niveles de precios tan bajos.

Las empresas oferentes de energía solar se llevaron casi dos

terceras partes de la capacidad que se agregará al sistema eléctrico mexicano con un porcentaje de volumen asignado de 74.38%, que en comparación con el 25.62% de la energía eólica, es claro el avance de las solares en el interés del mercado [17]. Constituyendo la colocación más económica de energía solar en la historia con un precio de 671.24 pesos por MWh (T.C. $17.3 MXN-USD), la generación de esta categoría se acerca cada vez más a los precios de generación con ciclo combinado. Por lo tanto, la primera subasta eléctrica ya no sólo estableció un precedente histórico para el naciente mercado mexicano, sino que inclusive puso en entredicho las proyecciones de crecimiento planteadas en el mismo PRODESEN y que ahora han quedado por debajo gracias a las dinámicas que este mecanismo de mercado ha restablecido.

En conclusión

Como inversionista es importante saber que Mexico se encuentra en un momento coyuntural en su industria energética. Los bajos precios de los hidrocarburos han demostrado no ser un desincentivo para detener la expansión de las energías renovables y su integración en los diferentes procesos productivos del país. El mercado mexicano es amplio y atractivo, no sólo por los vastos recursos que posee en viento, sol, geotermia, hídricos y biomasa, sino también por la oportunidad de manufacturar equipo para el sector gracias al impulso al contenido nacional que se dispone ahora en la implementación de la Reforma Energética.

Como en cada proyecto empresarial, la inversión y rentabilidad depende en gran medida de las habilidades de quién lo opera. No obstante, sin considerar la creatividad inherente al empresario, pero sí al potencial de costos y de factor de planta ya mencionados en este artículo, hoy es un buen momento para apostar al futuro, que puede ser no sólo rentable, sino también renovable. ●

Bibliografía

(1). Reyes González, J.A. (2016). Redefiniendo la agenda energética y ambiental para México. Revista Energía a Debate. Ed. 73. Disponible en: http://energiaadebate.com/redefiniendo-la-agenda-energetica-y-ambiental-para-mexico/(última consulta marzo, 2016).

(2). SENER. (2015). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN). Secretaría de Energía. Disponible en: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/54139/PRODESEN_FINAL_INTEGRADO_04_agosto_Indice_OK.pdf (última consulta marzo, 2016).

(3). Ibíd.

(4). PwC. (2015). Resumen del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2015-2029. PwC México. Disponible en: http://www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/20150720-ms-pordesen.pdf (última consulta marzo, 2016).

(5). INERE. (2016). Inventario Nacional de Energías Renovables, Sector Fotovoltaico. Secretaría de Energía. Disponible en: http://inere.energia.gob.mx/version4.5/ (última consulta marzo, 2016).

(6). CENACE. (2016). Soporte de Resultados Horarios del Mercado Eléctrico Mayorista. Precios marginales locales del MDA. Centro Nacional de Control de Energía. Disponible en: http://www.cenace.gob.mx/DocsMEM/OpeMdo/PreEner/MargLoc/MDA/Dia/5_07-03-2016_19-28-25_SIN_PreciosMargLocalesMDA.pdf (última consulta marzo, 2016).

7). Op Cit., INERE (2016).

8). Op Cit., PwC (2015).

9). Op Cit., INERE (2016).

10). Ibíd.

(11).Ibíd.

(12). UNAM. (2015). CeMIE Océano para la UNAM. Instituto de Ingeniería UNAM. Disponible en: http://www.iingen.unam.mx/es-mx/difusion/Lists/AnunciosDelIIUNAM/DispForm.aspx?ID=75 (última consulta febrero, 2016).

(13). Op Cit., INERE (2016).

(14). SE. (2013). Energías Renovables. Unidad de Inteligencia de Negocios. Secretaría de Energía. Disponible en: http://mim.promexico.gob.mx/work/sites/mim/resources/LocalContent/42/2/130726_DS_Energias_Renovables_ES.pdf (última consulta febrero, 2016).

(15). Op Cit., INERE (2016). Se investigaron todos los permisos otorgados en energía solar disponibles en el sitio:
http://inere.energia.gob.mx/documentos/GENERACION/Solar/coppel.pdf
http://inere.energia.gob.mx/documentos/GENERACION/Solar/plamex.pdf
http://inere.energia.gob.mx/documentos/GENERACION/Solar/cerroprieto.pdf
http://inere.energia.gob.mx/documentos/GENERACION/Solar/Santa_Rosalia.pdf
http://inere.energia.gob.mx/documentos/GENERACION/Solar/servicios_comerciales_de_energia.pdf http://inere.energia.gob.mx/documentos/GENERACION/Solar/tai_durango_uno.pdf
http://inere.energia.gob.mx/documentos/GENERACION/Solar/renovable.pdf
http://inere.energia.gob.mx/documentos/GENERACION/Solar/apaseo.pdf

(16). Ibíd.

(17). CENACE. (2016). Presentación CENACE Conclusión 1a Subasta Largo Plazo v2016 03 30. Centro Nacional de Control de Energía. Disponible en: http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SubastasLP.aspx (última consulta abril, 2016).

Oportunidades para mitigar emisiones de gases de efecto invernadero en el sector eléctrico

Se requerirá una transición energética más profunda para descarbonizar el crecimiento económico del país de una forma ordenada.

Daniel Chacón Anaya*

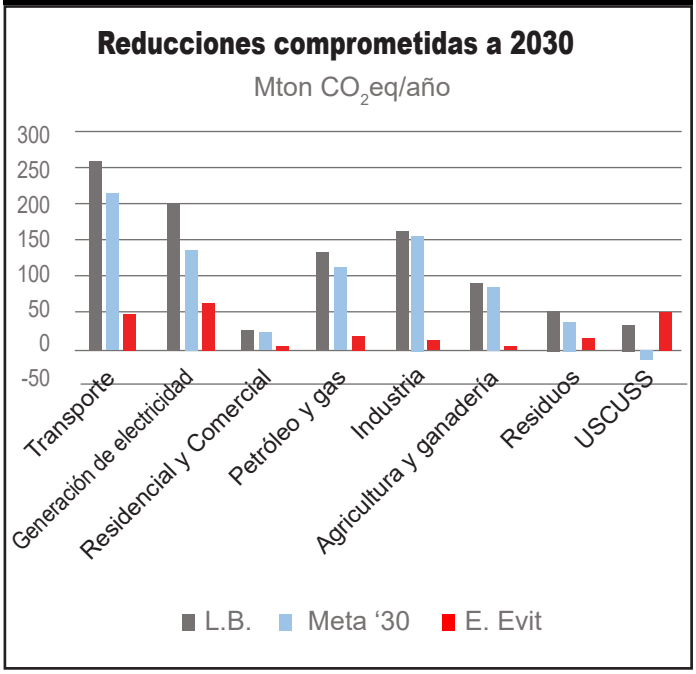
El sector eléctrico en México es la pieza más cierta que tiene el país para cumplir con sus compromisos de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) expresados ante la comunidad de naciones a partir de marzo de 2015 y refrendada en la 21ª Convención Marco de las Naciones Unidas celebrada en París (COP21) en noviembre de ese mismo año.

El gran activismo que mostraron las naciones desarrolladas y algunos países en desarrollo en los meses previos a la COP21 constituyó un motivador poderoso para que el resto de las naciones entendieran el mensaje de que esta vez iba en serio el comprometerse para limitar el incremento de la temperatura global. En efecto, la gran actividad desplegada por el presidente Barak Obama logró que China, India y otras naciones tomaran en serio el problema del cambio climático y cambiaran sus posiciones tradicionalmente displicentes ante el tema. Es sorprendente cómo los países mencionados se comprometieron a reducir significativamente sus emisiones ante la presión de Washington mediante los llamados INDCs *(intended nationally determined contributions)* que pudieran traducirse como las emisiones evitadas que, de manera soberana, cada país definió como posibles de comprometerse a cumplir.

Siguiendo la tendencia, la mayoría de los países hicieron lo propio incluyendo México. Nuestro país se ha comprometido a limitar sus emisiones en un monto de 762 millones de toneladas de GEI expresados como toneladas equivalentes de CO_2 para el año 2030 ($MtonCO_2eq/a$). Este límite tiene como punto de partida una escala de referencia denominada Línea Base (L.B.) que es una estimación, no necesariamente precisa, del monto de las emisiones que tendríamos para el 2030 si no se hiciera un cambio significativo en los usos y costumbres del país. El límite de 762 Mton de CO_2eq es incondicional, es decir, el país se compromete a cumplirlo sin poner pretextos de por medio.

La disminución calculada de emisiones de GEI obedece a una lógica muy simple. La temperatura del planeta depende de la concentración de GEI en la atmósfera y existe el límite de 2°C en el incremento de la temperatura si se quiere evitar una afectación peligrosa del clima según el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC)[1]. El cálculo combinado de ambos factores lleva a

Figura 1. INDCs por Sectores



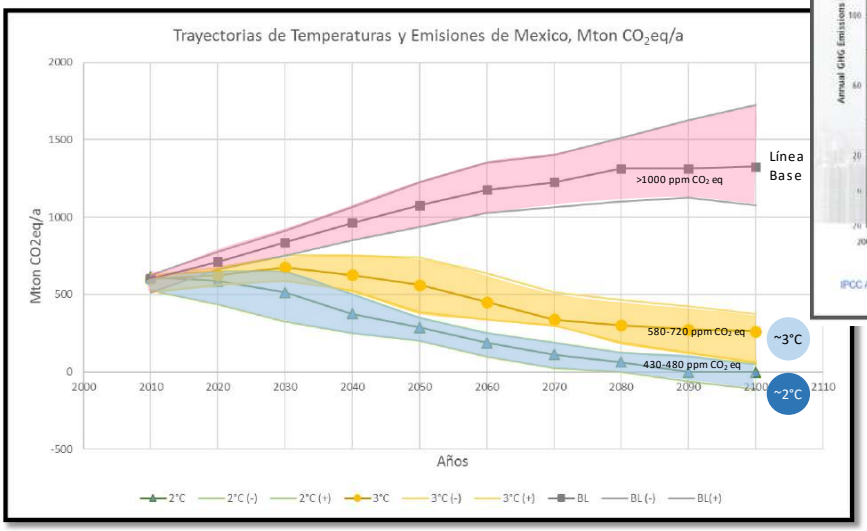
Fuente: Autor con datos de SEMARNAT

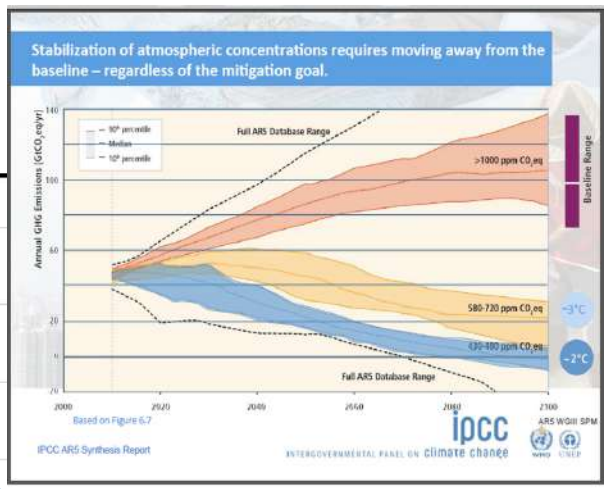
(1) IPCC; Climate Change 2014, Mitigation of Climate Change; 2014. Consúltese https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_full.pdf

*Oficial del Programa de Energía de la Iniciativa Climática de México, A.C. (antes LARCI).

Figura 2. Presupuestos de CO_2eq Global y de México

Presupuesto de CO_2eq para México
Límite de 2°C: **~23.6 GTonCO_2eq**





Presupuesto de CO_2eq Global
Límite de 2°C: **1,765 GTonCO_2eq**

Fuente: Autor con datos del IPCC

la determinación del tonelaje de GEI que todavía se puede poner en los siguientes años en la atmósfera. A este tonelaje se le ha llamado presupuesto de CO_2eq. Existe un presupuesto global y uno para cada país considerando su contribución histórica individual de GEI.

La Figura 1 muestra el compromiso de México dividido por sectores(2). Las barras grises representan el tonelaje esperado de emisiones de CO_2eq en cada sector para 2030. Las barras azules muestran el tonelaje de emisiones que nos comprometemos a no rebasar en dicho año; y las barras rojas expresan la diferencia entre las dos anteriores, es decir, el tamaño del esfuerzo que deberemos hacer para poner la parte que nos corresponde a fin de limitar el calentamiento global.

Podemos observar en el gráfico que el sector Transporte es superior en emisiones al resto de los sectores. Por su parte, el sector denominado Uso del suelo, cambio de uso de suelo y silvicultura (USCUSS) tiene una barra roja en terreno negativo, lo cual significa que no solamente nos comprometemos a disminuir sus emisiones, sino a constituir dicho sector en un sumidero que elimine gases de efecto invernadero de la atmósfera mediante la reforestación.

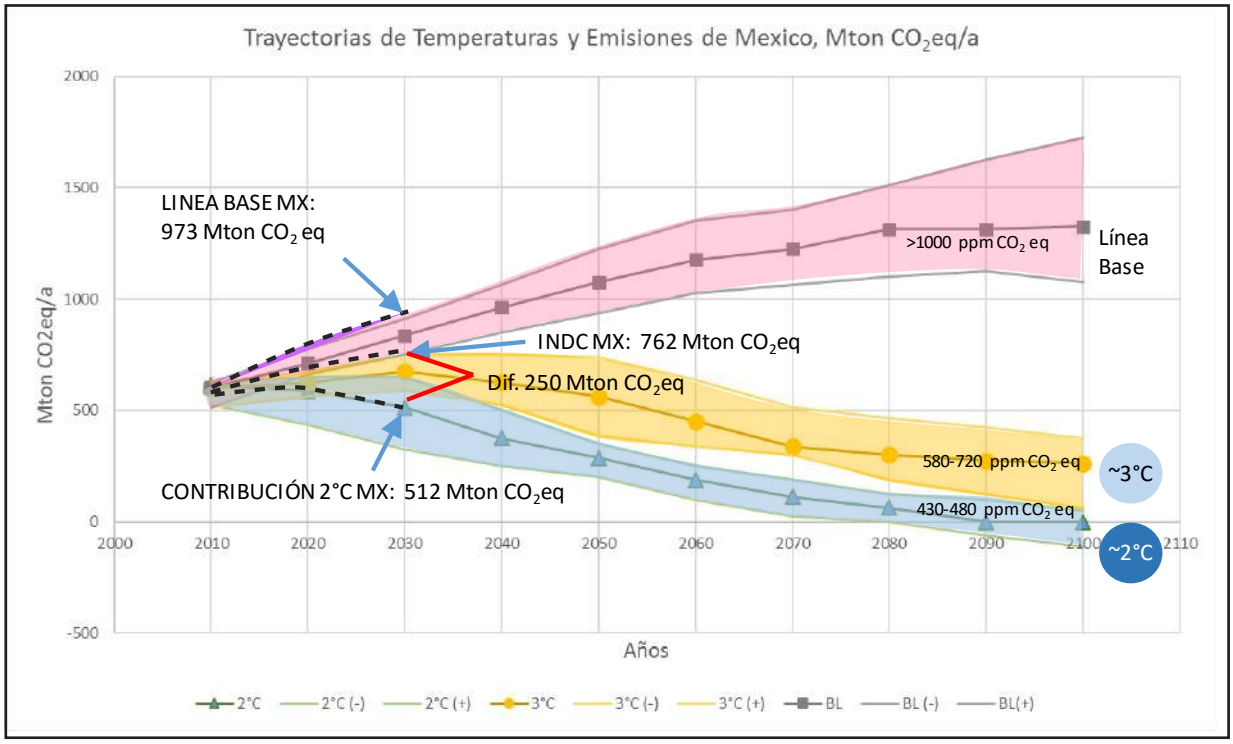
Es de notarse que el resto de los sectores tienen asignado un papel menor en el esfuerzo de mitigación; la razón más plausible para ello es que se considera que limitar sus emisiones en un mayor grado pudiera poner en riesgo el desarrollo económico del país.

El sector de *Generación de electricidad* tiene la barra roja más grande -63 millones de toneladas anuales de CO_2eq- a pesar de que no es el que contribuye más. En efecto, si sacamos porcentajes, este sector debe disminuir en 31% sus emisiones con respecto a su propia línea base, mientras que para Transporte sólo se propone que su disminución sea del 18%.

Es evidente entonces que existe la presunción de que hay una mayor oportunidad de mitigar emisiones en la industria eléctrica que en el resto de los sectores sin sacrificar el desarrollo económico del país. La razón para esta presunción es que en *Generación de electricidad* se puede instrumentar más fácilmente un cambio de paradigma que en el resto de los sectores. Cuando se definieron los INDCs se apostó a que se cumpliría la meta aspiracional de llegar a un 35% de energías limpias en la matriz energética en 2024, tal como lo expresaban la Ley General de Cambio Climático (LGCC) de 2012, y la todavía vigente en ese tiempo Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la

(2) SEMARNAT Sala de Prensa; Informa Semarnat acciones para cumplir compromisos de mitigación de GEI; 07 abril 2015; consúltese http://saladeprensa.semarnat.gob.mx/index.php/noticias/2131-informa-semarnat-acciones-para-cumplir-compromisos-de-mitigacion-de-gei. También consúltese: http://www.semarnat.gob.mx/sites/default/files/documentos/mexico_indc_spanish.pdf

Figura 3. Presupuestos de CO2eq de México y su relación con los INDCs



Fuente: Autor con datos del IPCC y de SEMARNAT

Transición Energética (LAERFTE) de 2008 modificada en 2011. Esta apuesta fue muy arriesgada ya que ambas leyes estaban y están llenas de buenas intenciones, pero son poco efectivas. Para fortuna del país, en diciembre de 2016 se aprueba y publica la Ley para la Transición Energética (LTE) que deroga la LAERFTE y que establece metas obligatorias de energías limpias que debe cumplir el sector eléctrico so pena de multas.

La pregunta que surge ahora es *¿qué tanta congruencia existe entre la meta del 35% de energías limpias de la LTE para 2024 y el compromiso para el sector eléctrico de bajar sus emisiones en 63 millones de toneladas para 2030?* La respuesta correcta es: no mucha. En efecto, cuando se fijó la meta de 35% en una reforma a la LAERFTE en 2011, no se tenía idea de las implicaciones técnicas y económicas de remontar desde 3% hasta un 35% de energías renovables verdaderas -básicamente solar y eólica en contraste con las energías limpias actuales que incluyen la gran hidroeléctrica y la nuclear, ambas ausentes en la definición de energía renovable de la LAERFTE. Tampoco se hizo el cálculo de cuántas toneladas de CO_2eq se podrían mitigar con esa meta.

Por otra parte, cuando se hizo el cálculo de 63 millones de toneladas de CO_2eq de emisiones evitadas del sector *Generación de electricidad* en los compromisos de los INDCs, tampoco se sabía -presumo- qué porcentaje de energías limpias se deberían alcanzar para 2030. Es decir, existe poca relación entre ambas aproximaciones en sus bases además de que sus tiempos de elaboración difieren en 4 años.

Sabiendo que las dos aproximaciones a la mitigación comprometida internacionalmente no están relacionadas entre sí, es necesario hacer una reflexión cuantificada de las acciones necesarias para que ambas aproximaciones cuadren. Para ello hay que comenzar con la revisión de los compromisos para el sector eléctrico estimados en los INDCs.

Los INDCs obedecen a la lógica del llamado "presupuesto de CO_2eq". El presupuesto global, según cálculos del IPCC es de 1,765.6 giga-toneladas (Gton) de CO_2eq para mantener el calentamiento por debajo de 2°C. Esta cantidad es el máximo tonelaje que la humanidad puede poner en la atmósfera en los años venideros. Siguiendo las tendencias de emisión actuales, el IPCC expone las curvas de emisiones correspondientes a un incremento de 2°C en color azul, 3°C en color amarillo y más de 3°C en color rosado. Estas curvas se muestran en el recuadro derecho superior de la Figura 2.

Hay que hacer la aclaración que las curvas coloreadas corresponden a áreas probabilísticas cuyo rango expresan la probabilidad de que el calentamiento se limite a las temperaturas descritas. Cada curva tiene una línea promedio.

Considerando que nuestra contribución al presupuesto global histórico es del orden de 1.34%, el presupuesto disponible para nuestro

Haga sus máquinas aún más inteligentes. Fácilmente.

Logre excelencia empresarial con soluciones de máquinas preparadas para el futuro

SEGURO CONECTADO FLEXIBLE EFICIENTE

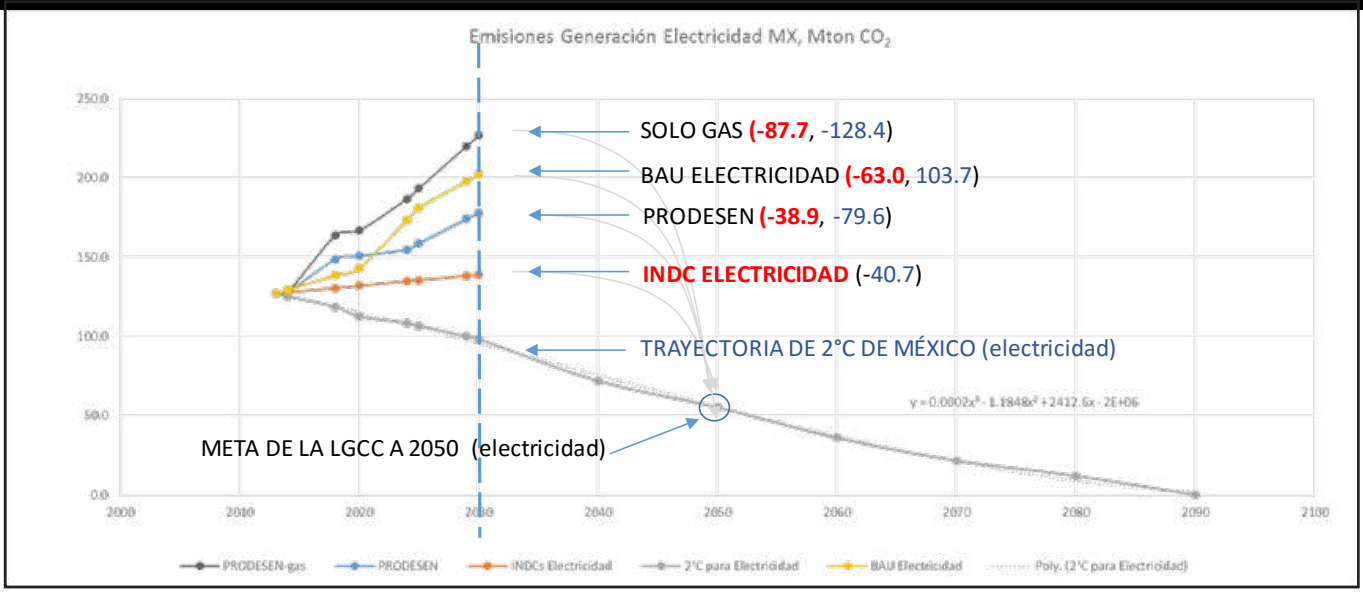
Como pionero en tecnologías de automatización inteligentes, Schneider Electric hace que sea más sencillo que usted pueda ofrecer a sus clientes máquinas seguras, mejor conectadas, más flexibles y más eficientes. Simplificamos la integración entre los productos, máquinas y procesos para aumentar la eficiencia empresarial y la sostenibilidad. Tanto hoy y mañana.

schneider-electric.com/smartmachines

Life Is On Schneider Electric

© 2015 Schneider Electric. All Rights Reserved. All trademarks are owned by Schneider Electric Industries SAS or its affiliated companies. • 998-19598768_MX

Figura 4. Presupuestos de CO_2eq del Sector Eléctrico y su relación con los INDCs y PRODESEN



NOTA 1: Las cifras en rojo representan la diferencia de los escenarios con respecto al INDC. Las cifras en azul representan la diferencia con respecto a la media de la trayectoria de 2°C
NOTA 2: El factor de emisión de CO2 eq. utilizado es de 450 kg/MWh

Fuente: Autor con datos del IPCC, SENER y SEMARNAT

país es de alrededor de 23.6 Gton de CO_2eq. Bajo la consideración de que nuestro país marcharía al unísono del resto de los países mitigando las emisiones al mismo ritmo, el escalamiento de la curva de 2°C para México nos lleva al lado izquierdo de la Figura 2. Esta curva incluye a todos los sectores. Puede verse que ambas curvas tienen la misma forma, aunque con montos diferentes obviamente.

La revisión de las curvas para México evidencia una serie de inconsistencias que es necesario tomar en cuenta para esclarecer las oportunidades del sector de *Generación de energía* para contribuir al cumplimiento de las metas de mitigación al mismo tiempo que se avanza la penetración de energías limpias en la matriz eléctrica del país. La Figura 3 hace un recuento de las potenciales inconsistencias.

En la Figura 3 se puede observar que la línea base de México suma 973 millones de toneladas anuales en el año 2030 de acuerdo a la autoridad ambiental federal. Este valor se encuentra en el extremo menos favorable de la curva donde el cambio climático pudiera adquirir características incontrolables. Es evidente que el país no puede transitar por esta trayectoria. También puede observarse en la figura que el ofrecimiento de México de manera no condicionada se encuentra en la parte alta de la curva de 3°C, no en el medio de la curva de 2°C como sería de esperarse. Si el país se adhiriera a la preocupación internacional, el compromiso debería ser un máximo de emisiones de 512 Mton CO_2eq/a para el 2030, es decir, 250 millones de toneladas menor a lo prometido el año pasado. De entrada, entonces, es evidente que los compromisos son bastante más demandantes de lo que habíamos previsto.

Recordando que la Figura 3 representa los montos de GEI de México en su totalidad, ahora corresponde determinar los valores relativos al sector de *Generación eléctrica*. Siguiendo la misma lógica utilizada en escalar el presupuesto de CO_2eq de la dimensión global a la dimensión nacional, es necesario hacer el escalamiento a la dimensión del sector de generación de electricidad.

La planeación del sector eléctrico se mandata en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) de 2014 que obliga a presentar una versión actualizada del Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) cada año. Este plan fue publicado por primera vez en 2015 y estableció una ruta que atinadamente se adelantó a la aprobación de la LTE en diciembre de 2015. El PRODESEN de 2015 incluye el cumplimiento de la meta de 35% de electricidad procedente de fuentes limpias para 2024. Una vez aprobada la LTE, el PRODESEN de 2016 deberá incluir también las metas intermedias de 25% en 2018 y 30% de 2021.

La Figura 4 muestra los valores escalados al sector de electricidad conservando la proporcionalidad debida.

En una coincidencia afortunada, puede verse en la Figura 4 que, en el año 2050, sobre la línea inferior gris, la meta establecida en la LGCC se localiza en la trayectoria correcta. Sin embargo, el resto de las trayectorias no coincide. Los siguientes párrafos explican las discordancias numeradas de abajo hacia arriba.

TRAYECTORIA DE 2°C DE MÉXICO. La línea gris representa la trayectoria de 2°C que le correspondería seguir al sector eléctrico si México cumpliera al pie de la letra los requerimientos de la co-

munidad internacional. Puede verse que la ruta es constantemente descendente, es decir, que las emisiones del sector deberían ir a la baja a partir de 2015 con respecto a su nivel normal, de manera que en 2030 tendrían un tonelaje de 98.3 Mton CO_2eq/a.

INDC ELECTRICIDAD. El tonelaje comprometido por el país para el 2030 en el sector eléctrico es de 139.0 Mton CO_2eq/a, es decir, 40.7 Mton CO_2eq/a adicionales a la línea de 2°C. Es de esperarse que, en algún momento, tengamos, como país, que ofrecer el tonelaje de los 2°C, especialmente si el impulso de la COP21 se concreta en el mediano plazo.

PRODESEN. En 2015 se publicó el primer PRODESEN 2015-2019 estableciendo una ruta hacia el 35% de energías limpias al 2024. El programa llega en sus estimaciones hasta 2029 pero una proyección lineal permite suponer que para 2030 se llegaría a 177.9 Mton CO_2eq/a, es decir, 38.9 Mton CO_2eq/a por encima del INDC y 79.6 Mton CO_2eq/a por encima de la trayectoria de 2°C. Las emisiones evitadas de la mezcla de energías limpias del PRODESEN fueron valoradas por PwC.[3]

L.B. ELECTRICIDAD. Este es el escenario tendencial que supone una trayectoria inercial histórica con una mezcla de energías limpias modestamente creciente, siguiendo un desarrollo similar al actual. SEMARNAT supone que para 2030 las emisiones serían del orden de 973 Mton CO_2eq/a, es decir, 87.7 Mton CO_2eq/a por encima del INDC y 103.7 Mton CO_2eq/a por encima de la trayectoria de 2°C.

SOLO GAS. Este escenario supone que todo el crecimiento de la oferta de electricidad a partir de 2016 se hiciera substituyendo la quema de combustóleo por gas natural en plantas convencionales y a base de ciclo combinado en plantas nuevas. Este escenario excluye nuevas energías limpias. Se calculó para refutar los argumentos de grupos de interés que alegaban que se podían mitigar las emisiones comprometidas solamente con gas natural. Las emisiones de este escenario suman 226.7 Mton CO_2eq/a en 2030.

Los escenarios descritos arriba indican que la meta del 35% de energías limpias no es suficiente para aportar las toneladas evitadas requeridas por los INDCs no condicionados comprometidos en 2015 y que siguen la trayectoria de 3°C; menos aún para una trayectoria de 2°C. En el primer caso, el faltante es de 38.9 Mton CO_2eq/a mientras que para el segundo caso el faltante es de 79.6 Mton CO_2eq/a.

La próxima ratificación de los compromisos del país y su requisito de transparencia nos obligan a definir la fuente de las emisiones evitadas que complemente las aportaciones del PRODESEN. Las opciones disponibles más asequibles son, sin duda, la generación distribuida limpia y la eficiencia energética.

Estimaciones realizadas por la Iniciativa Climática de México (antes LARCI) indican que es posible mitigar tonelajes de GEI que pueden contribuir sustantivamente a llenar el hueco entre el PRODESEN y los INCDs mediante la generación limpia distribuida particularmente sobre techos solares en el sector residencial subsidiado y la eficiencia energética en dicho sector. El mecanismo propuesto por LARCI pudiera, realistamente, cubrir con techos solares el 70% de las residencias del país en un plazo de 15 años, es decir, a 2030, y mitigar 20 Mton CO_2eq/a[4]. Este mecanismo tiene como objetivo eliminar el subsidio a las tarifas eléctricas domiciliarias mediante su transferencia para el equipamiento de paneles fotovoltaicos. Un mecanismo complementario enfocado a eficiencia energética residencial pudiera aportar una cantidad aproximada adicional de 17 Mton CO_2eq/a mejorando en 20% de eficiencia en las residencias con respecto a los niveles actuales para 2030.

Ambas aportaciones casi llenan el hueco hasta los INDCs de los 3°C. Quedará por estudiar una estrategia para considerar el cumplimiento de las necesidades a los 2°C, que significan otras 40 Mton CO_2eq/a adicionales.

Como puede verse, el sector eléctrico no puede echar las campanas al vuelo con la política actual para la transición energética porque la tarea no está completa. Si algún grupo interesado piensa que las nuevas disposiciones sobre obligaciones en energías limpias son draconianas, se dará cuenta que dichas medidas tendrán que fortalecerse en un futuro relativamente cercano. Conforme las alteraciones climáticas se hagan más severas, la comunidad de naciones comenzará a exigir el apego a la meta de los 2°C y habrá presiones de todo tipo para que así se haga. Es necesario que esta administración federal y la que sigue, internalice el panorama mundial y busque las formas de poner en marcha una transición energética más profunda para descarbonizar el crecimiento económico del país de una forma ordenada y anticipada antes de que se nos imponga desde afuera al cuarto para las tres.

(3) PwC: Estudio sobre las Inversiones Necesarias para que México Cumpla con sus Metas de Energías Limpias; octubre de 2015. Consúltese http://www.pwc.com/mx/es/industrias/energia/archivo/20151018-gp-cespedes.pdf

(4) Daniel Chacón: "Generación Distribuida, solución al subsidio eléctrico"; Energía a Debate, Año 11, Edición 69; julio/agosto 2015. Consúltese: http://energiaadebate.com/generacion-distribuida-solucion-al-subsidio-electrico/

Reforma es cambiar de mentalidad

La productividad exige dejar atrás viejas prácticas.

Ramses Pech Razo*

El mundo ha cambiado y nosotros continuamos obstinados en actuar como si lo que pasa en México sólo afectara nuestro país. Eso ya no aplica más en una economía globalizada, sin importar la ideología política. Se necesita generar dinero y el dinero proviene de negocios, apertura de mercado y tener una gran diversidad de formas para que sea atractivo un país, no basado en la especulación, sino en la certidumbre.

En México, hemos creado demasiada incertidumbre basada en ideologías políticas y en un mercado cerrado, el cual no crece en conocimientos, sino que espera dádivas presupuestales que ayuden a mitigar los problemas.

En ese sentido, la Reforma Energética sí funciona. Es la base fundamental para salir del letargo energético que tiene México desde más de 20 años. México debe adaptarse a las condiciones económicas mundiales basadas en una integración con base en un horizonte de planeación de largo plazo. La Reforma Energética no es la de hidrocarburos solamente, sino que abarca la generación de electricidad, energías renovables, maquilación de equipo energético y nuevas normas que coadyuven al crecimiento.

La Reforma Energética es un modelo económico para el crecimiento del país, basado en la reducción de la exposición del capital de la Nación proveniente del Presupuesto de Egresos y asegurando la inversión directa nacional o extranjera. A su vez, las leyes secundarias y los reglamentos de dicha Reforma son las bases de la planeación estratégica del mercado energético nacional.

Pero el crecimiento con estabilidad no se logrará pensando que sólo podrá lograrse a través de ventas de hidrocarburos. Nuestro país tiene el problema de que las cuatro patas de la mesa que nos brinda estabilidad han cambiado. Las cuatro patas de la economía han sido las remesas, los impuestos, el turismo y el petróleo, siendo este último el sostén del gasto corriente por muchos años y el mantenimiento de empleos.

Ahora esta mesa que está vieja, arañada y desgastada y deberá ser sustituida por una nueva mesa que pueda ser moderna, tenga más espacio, sostenga más cosas y sobre todo fortalezca la libertad de decisión de qué le conviene al país no en base a una ideología de un partido, sino en base a un modelo de negocios bien estructurado horizontal en donde intervengan todos los poderes de la nación y sobre todo el conocimiento del pueblo.

Esta mesa ahora deberá está conformada de las siguientes patas: (1) la economía de ingresos integrada por las remesas, turismo y los impuestos que se generen a través del nuevo modelo de mercado energético abierto, (2) una planeación de mediano a largo plazo, que se adapta al entorno mundial, (3) asegurar la estabilidad financiera, fiscal, macro y microeconómica. Es decir, colocar las condiciones necesarias para que dentro de México éxito flujo de efectivo, asegurando empleos y que empresa se mantengan en un mercado abierto en México y en el mundo, y (4) trabajar para incrementar la credibilidad de los tres sectores de gobierno.

La mesa vieja ya no puede sostener las viejas prácticas acumuladas sobre la misma, en donde las patas ya cedieron y tienen que ser cambiadas. Hay que tirar todo lo que no sirva para avanzar y sólo dejar lo que debemos usar para avanzar.

Dejar atrás las viejas prácticas será esencial también en Pemex. Nuestra empresa petrolera no puede crecer sin cambios. Ante un mercado contraído, deberá dejar negocios, recortar algunos de ellos y tomar decisiones que alteren la estabilidad de algunos, como es el caso de la planilla laboral. Es importante entender, que los trabajadores de una empresa son la base fundamental, pero si la empresa no genera los mismos ingresos, éstos deberán ayudar a la misma a transformarse, no bajo el reclamo, sino en el cambio para volverla más productiva. Por eso, el sindicato de Pemex deberá convertirse como una empresa outsourcing en la que se otorgue la transferencia de ciertos procesos complementarios que no forman parte del giro principal del negocio, permitiendo la concentración de los esfuerzos en las actividades esenciales a fin de obtener competitividad y resultados tangibles.

Esto con el fin de que Pemex sea más productivo, concentrándose en la planeación, mientras que el sindicato debe concentrarse en seleccionar a los trabajadores mejores calificados que tenga dentro de cada actividad. El sindicato deberá cambiar su posición de líder luchador de causas, a ser parte de la cadena de producción de un negocio, sin olvidar el beneficio del trabajador, el cual debe entenderse no desde un punto de vista sólo de horas que deberá laborar, sino de que tenga los conocimientos y herramientas necesarias para poder llegar a ser parte del negocio y aportar valor.

Lo anterior, sin olvidar que la actividad de todo trabajador dentro de una empresa no es eterna y puede ser necesario prescindir de sus servicios. Al pasar esto, el trabajador debe tener la capacidad necesaria para que pueda ser absorbido por el nuevo mercado energético que está por gestarse en los próximos cinco años en el país.

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

Pemex: la dificilísima transición

Los problemas de Pemex obedecen no sólo a los bajos precios, sino también a errores técnicos y, sobre todo, a una voracidad fiscal sin límite del gobierno federal.

Luis Vielma Lobo*

Un tema álgido en estos tiempos es el de Pemex. La gente no sabe lo que está pasando y, al leer la prensa o escuchar las noticias, termina envuelta en la preocupación por la empresa estatal. La pregunta ¿qué está pasando? o ¿qué va a pasar con Pemex? se ha vuelto una especie de tendencia viral.

Y es que la empresa nacional es un activo del país, un activo que tiene 78 años aportando ingresos a México, los cuales se han convertido en el mejor de los casos en soluciones sociales y, en el peor de los casos, manteniendo una inmensa burocracia que cada año se hace más difícil sustentar.

Esta empresa nacional tiene 78 años de historia que le han permitido descubrir más de 100 mil millones de barriles,, de los cuales se han producido hasta finales del 2015 alrededor de 57 mil millones, es decir, el 57% de las reservas descubiertas. Si comparamos este volumen producido con países de gran tradición petrolera como los Estados Unidos, Arabia Saudita y Venezuela –para señalar tres de los más importantes– podemos decir que México, gracias a Pemex, se encuentra en ese selecto grupo de naciones que han acumulado un factor de recobro promedio superior al 50% nivel país; esto significa que de cada 100 barriles que se encuentran almacenados en los poros de las rocas (yacimientos), se han logrado extraer 50, y ello es muy bueno con base en los dictados de la ingeniería de yacimientos y también comparable con lo que han venido haciendo países de mayor historia y experiencia petrolera, como los mencionados.

Es importante recordar los logros históricos desde la Expropiación Petrolera en 1938 en el contexto actual de Pemex, por la situación tan difícil que está pasando la ahora denominada Empresa Productiva del Estado. Contexto que en gran parte obedece a la situación de precios y superávit de la oferta de petróleo a nivel internacional, ocasionada por el inesperado crecimiento de la producción interna de crudo no convencional en la Unión Americana y también por la sobreproducción de varios países del Medio Oriente liderados por Saudí Arabia.

Pero las dificultades de Pemex también obedecen a una voracidad fiscal sin límite ni parangón por parte del gobierno federal. La situación crítica de Pemex no se da justo en este último año, cuando se presenta a lo largo del año la continua caída de los precios del petróleo que en su marcador West Texas Intermediate (WTI) superó los 100 dólares por barril hace un par de años. Por el contrario, viene siendo anunciada desde varios años antes, después de lograr una producción máxima superior a los 3.4 millones de barriles diarios en el año 2004.

Varios indicadores dictaban que Pemex estaba encaminado a una crisis que podría manifestarse dentro de varios años –como en efecto sucedió–, pero los mismos no fueron tomados en cuenta por las instituciones gubernamentales responsables de la gestión de la empresa en esos años. Entre estos indicadores podemos señalar la sobreexplotación del campo Cantarell, lo que detonó un desequilibrio en la energía entre las fuerzas internas que controlan el flujo de fluidos en el medio poroso que es el yacimiento. Este desequilibrio ocasionó la invasión prematura de agua a los espacios porosos donde se encuentra el petróleo, desplazando el mismo, y fluyendo hacia los pozos que terminaron produciendo agua, cambiando el patrón de producción del yacimiento y obligando a cerrar estos pozos, re-

* *Director General de CBM Ingeniería Exploración y Producción, empresa mexicana de ingeniería especializada en los procesos de la cadena de valor de exploración y producción. Vicepresidente de Relaciones Internacionales de la Asociación Mexicana de Empresas de Servicio AMESPAC, miembro de los consejos editoriales de la revista Petróleo y Energía y el periódico Reforma, colaborador de opinión en varios medios especializados en energía, y conferencista invitado en eventos nacionales e internacionales del sector energético.*

duciendo la producción de petróleo de manera continua. De forma similar ocurrió con el otro fluido presente en los yacimientos, el gas, que también encontró canales preferenciales para fluir, ocasionando que el yacimiento se desinflara y obligando al cierre de pozos.

Estudios técnicos hechos por los especialistas de Pemex habían sentado las bases rectoras o deber ser de la correcta explotación de dicho campo. Sin embargo, los mismos fueron desatendidos para dar prioridad a la voracidad fiscal del gobierno de turno, a pesar del daño irreparable que se estaba ocasionado no sólo al yacimiento, también a Pemex y al país. Una visión inmediatista de fondo político pudo más que los estudios y la opinión de especialistas que justificaban un plan de explotación acorde con las sanas prácticas de la ingeniería de yacimientos a nivel mundial.

Por otra parte, ocurrió el descalabro de la explotación de Chicontepec, donde jamás se pudieron alcanzar las metas de producción comprometidas desde su desarrollo inicial en el año 2005, pues la falta de entendimiento de la conformación de ambientes de deposición de origen turbidítico y el origen de yacimientos *tight*, combinado con un plan de perforación masiva carente de visión estratégica, incrementó las inversiones y los costos. Esto hizo inviable económicamente el desarrollo de este paleocanal, como lo fue dictaminado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) en el año 2010, a pesar de los resultados que se obtuvieron en el proyecto de laboratorios de campo. Este proyecto, iniciado tardíamente, permitió probar que la perforación de pozos horizontales, combinado con un número mayor de etapas de fracturamiento y los ajustes en espaciamiento de pozos, pudo haber cambiado las tendencias de explotación de esa región.

Otro tema de gran impacto en Pemex ha tenido que ver con la restitución de reservas, es decir, cómo se ha estado reponiendo cada barril producido. Cuando esta restitución es menor al 100%, significa que no se está remplazando el total de barriles producidos y ello descapitaliza la empresa. Un símil para entender este tema pudiera ser el caso de una persona que no tiene un salario suficiente para mantenerse y tiene que estar constantemente sacando de sus ahorros para salir adelante. Eventualmente el modelo colapsa y éste sin duda es un riesgo inminente de Pemex. De allí la importancia de mantener las actividades de exploración con la debida prioridad, pues independientemente de la transición de la empresa y futuras asociaciones o alianzas, debe seguirse adelante con el plan de exploración vigente. El tema no es que Pemex no descubrió suficientes áreas de barriles frescos para reemplazar cada barril producido. Sí lo hizo, pero lo hizo en pequeñas áreas cuyas reservas difícilmente alcanzaban los 100 millones de barriles de petróleo, volumen relativamente pequeño para sustentar las inversiones necesarias de una empresa del tamaño de Pemex. También fueron descubiertas áreas con gas, en lugar de petróleo, y evidentemente con los precios del gas nunca fueron atractivas para desarrollar.

Todos los factores técnicos mencionados han venido afectando el potencial de producción de Pemex y al día de hoy su producción se acerca aceleradamente a 2.0 millones de barriles diarios y con una declinación difícil de controlar, además de disponer de un presupuesto limitado por el Estado, que le exige a Pemex mayor rentabilidad en sus proyectos. Ante esta situación, el desarrollo de nuevos negocios de Pemex representa la oportunidad de tener acceso a capital que no incremente su deuda y a nuevas tecnologías que deben ser incorporadas rápidamente. Esos nuevos negocios incluyen los *farmouts* o asociaciones son el mecanismo previsto en la Reforma Energética para que Pemex acceda a nuevas oportunidades. No obstante, existen dos temas cruciales que las limitan: la carga de pasivos laborales y el régimen fiscal. Ambos representan una verdadera barrera para cualquier empresa internacional interesada en este tipo de oportunidades.

Al mismo tiempo, el sector institucional, es decir, la Secretaria de Energía (Sener), la CNH y muy especialmente la Secretaría de Hacienda (SHCP) deben ponerse de acuerdo para poder facilitar

a Pemex estas negociaciones. Al menos, deben sentarse y discutir con las empresas internacionales su interés y beneficio –para Pemex– de una posible asociación o alianza de cualquier tipo. Pemex debe realizar una valoración meticulosa de los activos que quiere negociar como *farmouts* y, conociendo ello, entonces definir su participación en los mismos, teniendo en cuenta que a mayor participación, mayor será la necesidad de capital y eso va a ser difícil de justificar ante las autoridades del sector. En experiencias internacionales en procesos similares, otras empresas nacionales han buscado participar con *equity* que oscila entre el 25% y el 35% y se reservan un *"golden share"* para asegurar un derecho de veto a cualquier iniciativa que consideren perjudicial para el país dentro del proyecto en cuestión.

En resumen, podemos decir que en este proceso de Reforma Energética, Pemex está pasando por una transición muy difícil que pudo haberse planificado mejor, y que lamentablemente a la misma se incorporó un tema exógeno de especial significado y gran impacto como lo ha sido el derrumbe de los precios del petróleo. Los bajos precios han afectado los ingresos del Estado, y ello ha ocasionado que el presupuesto asignado a Pemex durante 2015 y este 2016 se haya reducido. También la dificultad de los procesos de *farmouts* y migraciones –participan todas las instituciones del sector y no hay claridad de roles– han complicado la implementación de ambas opciones. Y finalmente, los pasivos laborales de Pemex y su régimen fiscal representan un riesgo para cualquier interesado en una asociación o alianza.

El único factor exógeno –fuera del control del gobierno y la empresa– son los precios de petróleo. Los demás son susceptibles de revisión siempre que se haga con una actitud y reajuste adecuados, dándole prioridad a la visión país, y que puedan ser mejor alineados para sacar a Pemex de esa especie de parálisis en la que se encuentra.

CBM
Ingeniería Exploración y Producción

Te ofrecemos un equipo de expertos que conoce muy bien el sector petrolero mexicano y estamos listos para apoyarte a obtener el mejor resultado posible en un entorno que cada día exige mayor eficiencia.

Nuestra trayectoria en México confirma nuestra experiencia en proyectos de asistencia técnica para Exploración y Producción:

- Diseño de pozos y optimización de producción.
- Desarrollo de modelos de negocio.
- Análisis económicos-financieros.
- Estrategias de contratación.
- Capacitación acelerada en los procesos clave de EyP.

Contáctanos para ofrecerte la mejor alternativa posible.

contact@cbmex.com.mx

www.cbmex.com.mx

energía a debate
Una revista escrita por expertos del sector energético
Con el apoyo de pwc

Se llevó a cabo la conferencia "Perspectivas de Petróleos Mexicanos"

Se analizaron las opciones de desarrollo futuro de la Empresa Productiva del Estado.

El pasado 30 de marzo de 2016, se llevó a cabo la conferencia "Perspectivas de Petróleos Mexicanos", organizada por la revista "Energía a Debate" con la participación de destacados expertos y analistas del sector energético, quienes expusieron las causas externas e inherentes a Pemex por las cuales la empresa atraviesa actualmente por un momento de severa crisis, así como sus consideraciones para que pueda aprovechar las ventajas que le otorga la Reforma Energética para enfrentar el entorno internacional con una sobreoferta de crudo y bajos precios.

Aquí presentamos un resumen de las exposiciones y propuestas de Javier Zenteno Barrios, Director General de la firma Zenteno Lira-Mora Abogados; Juan Acra, Presidente del Consejo Mexicano de Energía; Mario Gabriel Budebo, Director general del Fondo EXI; Sergio Ramírez, experto en temas fiscales del sector energético y ex Gerente Fiscal de Petróleos Mexicanos, y Rodulfo Figueroa, Director corporativo de Planeación, Coordinación y Desempeño de Pemex.

Javier Zenteno Barrios,
Director General Zenteno Lira-Mora Abogados

Se afirma que la crisis de Petróleos Mexicanos es un problema de liquidez y no de solvencia. Esto es cierto, pero también revela problemas estructurales en su interior: problemas de definición, de consolidación como Empresa Productiva del Estado y en

su relación con el gobierno, particularmente en cuanto a su régimen fiscal. No reconocer esto impide un correcto planteamiento del problema.

La causa pública de su crisis ha sido la caída del precio del petróleo, ello ha hundido a Pemex en complicaciones financieras. Sin embargo, lo anterior no ha sido lo único que ha puesto en problemas a la empresa, algunas causas históricas han sido:

- Restricciones externas en términos de decisiones y de suficiencia presupuestal.
- La dependencia del gasto público del ingreso petrolero. Durante muchos años se mantuvo en 34%, pero incluso ahora, con la caída del precio del petróleo, se encuentra en 19%. Ello no ha sido motivado precisamente por el propio Pemex, sino que ha sido un problema de país y de definiciones, ya que esto se vincula con todo un concepto de sistema hacendario y una reforma recaudatoria aún pendiente.
- Decisiones con visión más de entidad paraestatal, de instrumento de gobierno, de fuente de ingresos y como ejecutor de políticas ajenas a una empresa productiva.
- Deficientes procesos administrativos de gobierno y algunos productivos. Cuando Pemex estuvo sujeto a un régimen de organismo descentralizado, las decisiones fueron más de carácter país, incluso en algunos casos con tintes políticos.
- Insuficiencia de metas e indicadores de desempeño industriales y mercantiles.
- Decisiones inoportunas, en ocasiones equivocadas.

Por lo tanto, el deterioro de Petróleos Mexicanos se ha ido acumulando con el tiempo.

Propuestas de acción

Con base en las políticas gubernamentales ya del dominio público, propongo:

1.- Empresas filiales.- privilegiar la creación y operación de Pemex mediante estos vehículos. Dentro de este punto formar las Alianzas / Asociaciones / *Farm-Outs* que permitan monetizar los activos; agregar valor; proteger y complementar la inversión; obtener utilidades y agregar infraestructura faltante.

Para ello, es necesario:

- Considerarse la complementariedad de

Sergio Ramírez Martínez, Javier Zenteno Barrios, Juan Acra, Rodulfo Figueroa Alonso, Mario Gabriel Budebo y David Shields.

Pemex y privados.

- Definir políticas y criterios para estructuras de coinversiones *('farm-outs')*, y definir calendarios.
- Participar como operadores o solo aportaciones. Criterios de capital mayoritario o minoritario y de control operativo.
- Cuidar el régimen fiscal aplicable para dar certeza y seguridad.
- Cuidar la cláusula de equilibrio económico así como la de salida y de rescisión administrativa.
- Valuar las inversiones de Pemex.
- Desarrollar condiciones y modelos contractuales para establecer relaciones de largo plazo.
- Integrar cadenas de valor.
- Fomentar la participación privada en temas como la cogeneración, producción de fertilizantes, logísticas, integrando cadenas de valor con Pemex.

COMPLEMENTARIEDAD ENTRE PEMEX Y PRIVADOS

PEMEX EMPRESAS PRIVADAS.

Monetización de sus activos.

Capital y financiamiento.

Aumento de la producción.

Distribución de riesgos.

Operación con terceros.

Inversión en conocimiento, capacitación. Acceso a reservas y mercado.

Experiencia y conocimiento del área geográfica.

Infraestructura previa.

Apoyo gubernamental (de manera indirecta).

Administración de riesgos en operación.

2.- Asociaciones contractuales en toda la cadena de valor, con las siguientes modalidades:

- JB'S - Participación conjunta en licitaciones.
- AMI's - Áreas de mutuo interés. Asociación en participación.
- *FARM OUTS* - Acuerdo entre asignatarios y operador.
- JOR - Acuerdo de operación conjunta.
- JV – *Joint-ventures.*

Asimismo, conformar Sociedades de Objeto Único con acuerdo de accionistas.

3.- Contratos de Servicios.- La idea es que Pemex tenga flexibilidad para la realización de sus proyectos, para ello se requiere de un cambio de paradigma que contemple:

- Modelo fiscal idóneo. Cláusula de equilibrio financiero y de salida.
- CIEPs y COPFs modernizados.
- Riesgo compartido: i) exploración/perforación ii) desarrollo de campos petroleros; iii) para prestación de servicios universales.
- Analogía con Project Finance. Vehículos operados por unos y fondeados por otros.

4.- Fibra E, Fideicomiso de Inversión en Energía e Infraestructura y Certificados de Proyectos de Inversión (CERPI).

- Impulsar para brindar a Pemex un flujo de efectivo por pago de activos aportados y distribución de rendimientos.
- Urge terminar la depuración de las reglas; la determinación de los activos de Pemex y la CUF (Circular única de Inversión para las AFORES).
- Concentrarse en actividades reguladas, no extractivas, para facilitar la participación y operación privada.
- Identificar fórmulas flexibles, no complejas.

5.- Revisar y fortalecer en los hechos la cultura y principios de una empresa competitiva.

- Dinamizar al Consejo de Administración

de Pemex para discutir las estrategias y las actividades relevantes.
- Reevaluar la relación Gobierno-EPE, sobre todo su modelo fiscal.
- Fomentar una cultura empresarial entre el personal.

Consideraciones finales

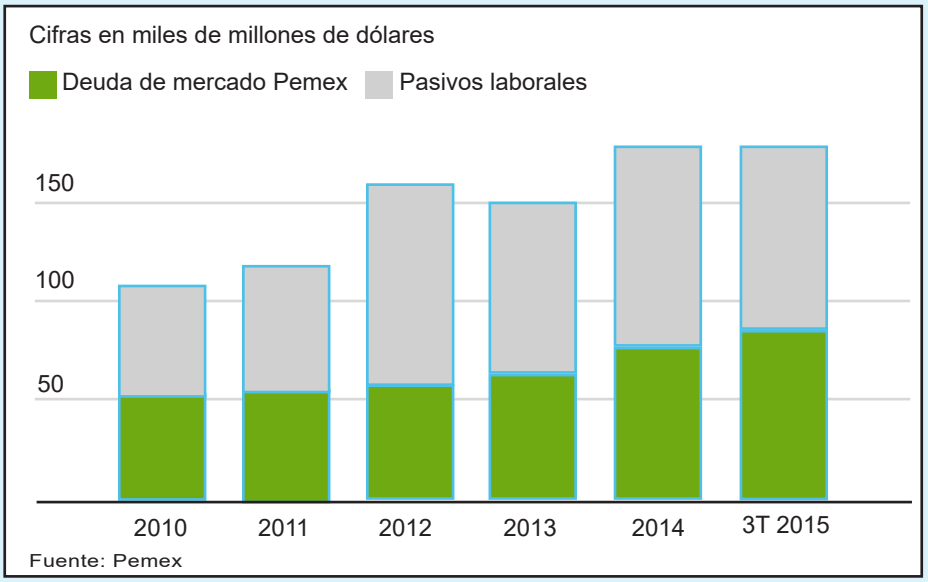
1. El problema de Pemex no es solo de caja o flujo, sino de estructura. No reconocerlo complicará y encarecerá las soluciones.

2. El entorno internacional complica las soluciones.

3. El éxito de la reforma energética descansa en dos pilares básicos: Participación privada eficiente y amplia en el sector, y el fortalecimiento de Pemex como EPE. Ambos requieren:
- Certeza y seguridad para el sector privado y estrategias.
- Prioridades adecuadas a Pemex conforme a su naturaleza de EPE, y revisión de la relación Pemex-Gobierno.

4. Cualesquiera que sean las medidas, se tendrá que modificar el Plan de Negocios de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias para actualizar el programa operativo y financiero anual en un contexto de acciones articuladas de mediano plazo. Deben adecuarse i) los objetivos; ii) líneas y oportunidades de negocio de la empresa; iii) las estrategias comerciales, financieras y de inversión; iv) los proyectos de gran magnitud y de mejora tecnológica, v) adquisiciones prioritarias; vi) los resultados esperados y vii) los indicadores de desempeño.

No es posible prever externalidades como los cambios geopolíticos, pero deben precisarse hitos que coadyuven a la toma de decisiones oportunas, y la forma de administrar su impacto interno. Esto debe ser a través de un plan de negocios.



Fuente: Pemex

Tampoco pueden obviarse ni dejar de responder a los problemas críticos como el pasivo laboral, la carga impositiva, los acuerdos sindicales que impactan la productividad, las decisiones de política económica como el subsidio al precio de los energéticos con cargo a los estados financieros, y la desproporción de la estructura organizacional con todos los costos asociados, por citar algunos ejemplos.

Las expectativas y posibilidades reales que tiene Pemex en un ambiente de competencia derivado de la reforma energética, habida cuenta que la era del petróleo fácil y barato llegó a su fin y que la actividad energética mundial se está moviendo a fuentes renovables de energía.

La falta de estabilidad en las decisiones de administración y los cambios periódicos que impiden consolidar cualquier avance.

Juan Acra,
Presidente Consejo Mexicano de Energía.

Para que la nueva industria pueda surgir y desarrollarse con jugadores públicos y privados son indispensables tres factores:

1.- Reglas justas y parejas.

2.- Leyes y normas aplicables (además de parejas) vigiladas por instituciones imparciales.

3.- Ecosistema que reasigne los recursos técnicos, financieros, de infraestructura para atraer las inversiones de quienes emprenden y arriesgan negocios en México.

Puntos clave para entender cuál es la situación financiera de Pemex.

1.- Ingresos a la baja.

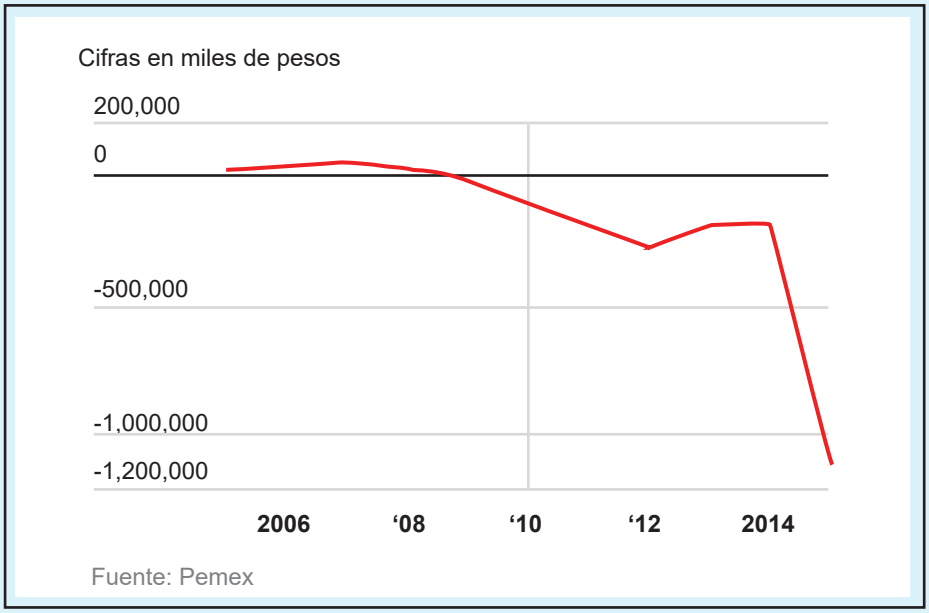
La mayoría de los ingresos de Pemex viene de dos productos básicamente: las ventas de crudo al exterior y la venta de petrolíferos, principalmente combustibles.

2.- Deuda, pesado lastre para las finanzas.

La reducción de los ingresos operativos llevó a la empresa a cubrir sus faltantes de recursos con un aumento en sus niveles de deuda. En los últimos cinco años pasó de 54 mil a 87 mil millones de dólares, en cierta forma apoyado por las tasas mínimas tanto en México como en el exterior. Otro factor que le pegó fue la creciente deuda laboral, principalmente por un aumento en el pago de pensiones.

3.- Precio del petróleo, en mínimos.

La sobreoferta mundial de hidrocarburos mantienen a la baja el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación en los últimos 21 meses y las expectativas oficia-



Fuente: Pemex

les apuntan que una recuperación de los precios comenzará a observarse hasta 2017. Las previsiones oficiales estimaban un precio promedio de 50 dólares, pero en la realidad en el primer bimestre ha sido de 23.83 dólares.

4.- Pemex pierde valor cada día.

Técnicamente Pemex es una empresa quebrada porque sus pasivos están superando a sus activos. Al cierre de septiembre del año pasado la empresa presentaba un patrimonio negativo en 1.1 billones de pesos, el cual va creciendo. En 2005 el patrimonio de la empresa era positivo en poco más de 20 millones de pesos.

Evolución del patrimonio de Pemex

5.- Producción a la baja.

En los últimos 10 años el "corazón" del negocio –la extracción de crudo– se mantiene a la baja, la cual se atribuye al término del ciclo natural de su principal fuente de crudo (Cantarell) y de otros pozos, y a la baja inversión en exploración y explotación. La apuesta está en la apertura al sector privado nacional y extranjero para recuperar los niveles de extracción que se observaron en 2005, aunque hay que ser pacientes para que maduren estas inversiones.

6.- Nómina creciente.

Pese a los retiros voluntarios y una menor edad para jubilarse, la petrolera mexicana tiene una abultada nómina que al cierre de 2014 alcanzó casi los 155 mil empleados. Frente a los estándares internacionales se coloca entre las primeras cinco empresas con el mayor número de trabajadores, pero en términos de productividad está lejos de los estándares de empresas como Exxon, BP o Shell.

Empleados de Pemex

Alianzas en infraestructura logística de Pemex

Con motivo de la aprobación de la Reforma Energética, el sector empresarial ha mostrado su interés en participar en el desarrollo de infraestructura de logística de Pemex para la construcción de nuevos ductos y terminales para el transporte de hidrocarburos y petrolíferos.

La nueva Ley de Petróleos Mexicanos permite a la empresa asociarse con privados tanto en la infraestructura actual, como en nuevos proyectos. De facto, en la estructura orgánica de Pemex, se crea para este propósito la Dirección Corporativa de Alianza y Nuevos Negocios.

Propuesta

Considerando que la infraestructura actual de ductos y terminales de Pemex deberá abrirse a nuevos comercializadores, se propone lo siguiente:

- Invitar a la iniciativa privada para participar en las alianzas en infraestructura actual de ductos y terminales.
- Seleccionar fondos financieros que soporten las diferentes operaciones en las potenciales alianzas en las diferentes regiones del país.
- Apoyar la gestión de Pemex con el concurso de despachos especializados para las negociaciones en la formalización de alianzas.
- Aprovechar las sinergias generadas con el sector empresarial y funcionarios de Pemex para cristalizar este propósito mediante la conservación del talento y el 'expertise' de los ingenieros de Pemex.
- Terminal de Almacenamiento y Distribución SLP + Ducto Altamira – Cadereyta-SLP/ Construcción y Operación.

En las alianzas en *'midstream'* de Pemex, la CANACAR, CAMEINTRAM, Onexpo y Amexgas están dispuestos en diversificar sus actividades de negocio, participar y así promover el desarrollo regional.

Mario Gabriel Budebo,
Director General Fondo EXI

La situación actual de Pemex no es producto de la reciente caída en el precio del petróleo, sino de un largo deterioro a lo largo de muchos años. En mi opinión es producto de la divergencia entre la evolución de la complejidad tecnológica

(agotamiento de los yacimientos de fácil acceso) y la evolución de la organización industrial del sector. En efecto, entre la década de los 80 del siglo pasado y los primeros años de este siglo, prácticamente todos los países productores de petróleo con sectores monopólicos modernizaron su legislación en hidrocarburos.

El rezago de México en modernizar su industria petrolera, manteniendo un monopolio en todos los eslabones de la industria, se manifiesta en aspectos culturales e idiosincráticos que imponen serios retos al cambio. Entre ellos, cultura del volumen, no del valor; la rigidez en las relaciones y prácticas laborales, la sobrerregulación interna y externa; la corrupción (incremento en el porcentaje de contratos adjudicados, ya por encima de OCDE desde 2012); la resistencia a reformas, y falta de cultura de mercados en competencia.

Condiciones para un cambio

Los dos grandes elementos que hacen de ésta una oportunidad única e irrepetible para el cambio de Pemex son:

- El desplome de los precios internacionales del petróleo y la perspectiva de que éstos no se van a recuperar en el corto plazo.
- La competencia que conlleva la Reforma Energética.

Los riesgos residen en, por un lado, que si mejoran significativamente los precios del petróleo, se generará resistencia al cambio, y por el otro el fracaso en hacer de Pemex una empresa viable y competitiva, pone en riesgo la Reforma Energética y nos condenaría a perpetuar la ineficiencia y a destruir valor.

Propuestas de solución

Pemex no puede exigir que el gobierno la capitalice sin hacer un esfuerzo propio sin precedentes. La capitalización tendrá que ser una consecuencia del cambio interno.

Para ello, Pemex debe:

- Redimensionarse para fortalecerse, ya no podrá abarcar toda la cadena de valor, sino centrarse en sus negocios medulares (core business), donde tiene clara ventaja.
- Plantear esquemas novedosos de alineamiento de intereses entre la empresa y empleados y asignación de responsabilidades, hoy totalmente diluidas.
- Aprender a comportarse como empresa en competencia: desregulación interna y toma de decisiones ágiles; identificar áreas de tratamiento discriminatorio y solicitar se cambien (ejemplo: poder levantar capital en el mercado; pedir que se revise la doble función de dueños y reguladores en el Consejo de Administración, etc).
- Negociación para la flexibilidad y reubicación laboral.
- Hacer uso amplio de las posibilidades de asociación con particulares (Pemex aún no realiza una sola asociación en procesos industriales, ni siquiera los 'farm-outs' o migraciones, en las que apenas se ha propuesto asociarse en menos del 10% de las operaciones derivadas de Ronda Cero). En este tema, es necesario definir el 80/20; ubicar pocas actividades en las que asociarse con socios estratégicos para revertir pérdidas y/o generar valor (no se pueden atacar todos los frentes simultáneamente).
- Esto no es solo, ni principalmente porque enfrenta una restricción presupuestal, sino fundamentalmente para lograr eficiencias en áreas en que no lo ha sido y poderse concentrar en áreas 'core'.
- Adoptar estándares altísimos de transparencia en contrataciones y promociones, así como en compras, contratos, etc.

Conclusiones

La oportunidad para Pemex es enorme. Tiene un capital humano valioso, único en México; opera en un país cuya riqueza petrolera está entre las 10 más grandes del

mundo (que ha producido solo la cuarta parte del total de recursos que tiene en el subsuelo) y tiene una posición de dominancia.

No aprovechar esta condición no solo significará un enorme desperdicio de recursos, reducirá la competencia en el mercado y creará anticuerpos que bajo nuevas condiciones políticas puedan conducir a revertir (al menos parcialmente) la reforma y los beneficios que ella conlleva.

Sergio Ramírez Martínez,
Ex Gerente Fiscal Pemex

Los tres temas fundamentales que es necesario analizar son:

1.- El régimen fiscal.

Tenemos 35 años que fiscalmente a Pemex no se le ha dado el tratamiento de una empresa como se propuso en la década de los ochenta. La idea es que se le dé el tratamiento de una contribuyente normal. Asimismo, está el tema de la recaudación tributaria, en donde a Pemex se le grava mucho pero México como país tiene una recaudación "cuartermundista" con la tasa más baja entre los países de la OCDE. La reforma fiscal de 2014 no fue a fondo, pero al menos representó un aumento de 1.4% del PIB.

En este tema fiscal, Pemex es una historia de éxitos sucesivos que no se aprovechan en su totalidad. Y es que, como dijera el ex director de Pemex, Juan José Suárez Coppel, "La inversión en PEMEX no se hace en función de oportunidades, sino en función de necesidades fiscales" y "Cuando se descubren nuevos yacimientos, absorben los recursos disponibles y se descuidan los anteriores".

2.- Las empresas calificadoras.

Es el momento de cambiar de actitud y de mentalidad por parte de las autoridades hacendarias y regulatorias de que Pemex ya no es la misma empresa de antes, por lo que no es posible que las finanzas públicas sigan dependiendo de la renta petrolera.

Con este respecto, las empresas calificadoras, como Moody's y Standard & Poor's han venido bajando la calificación crediticia de México desde 2009 porque no ha tenido una recaudación suficiente que, en esa época, ya había caído la producción petrolera.

3.- El éxito de la reforma petrolera.

El éxito de la reforma petrolera sería que se pudiera hacer que la producción de Pemex, a través de la Ronda Cero, mantuviera la recaudación de 4.7% del PIB –que se encuentra en la estructura del Fondo Mexicano del Petróleo– y que, por otro lado, llegara la nueva producción en el corto plazo y pueda ir mutando, esto es, cambiar la producción de Pemex a la particular, además de las Ronda 0.5 (migraciones y 'farm-outs'). El problema es que se presentaron dos situaciones: la caída de los precios del petróleo a nivel internacional, y se cae la producción de petróleo nacional en 150 mil barriles de golpe.

Los beneficiarios efectivos de Pemex ha sido, desde 1980, el gobierno federal sobre todo para gastos de operación, decisiones de la Secretaría de Hacienda; los estados, a través de los excedentes, y el Sindicato petrolero. La más grave, personalmente, ha sido la creación de empleos con fines políticos sin concordancia con la productividad.

Propuestas

Cómo aumentar la producción "real" de crudo y en qué tipo de yacimientos con programas y cronogramas auditables para que no sucedan fracasos en términos de rentabilidad, como los de Chicontepec y Lakash. Se ha invertido mucho sobre todo en Chicontepec y no es concordante con su producción.

Programación razonada de las migraciones y los 'farm-outs' (Ronda 0.5) y su modelaje financiero con todo el apoyo de la SHCP. Se aprobaron hace tres años y a la fecha no han salido. Pemex tiene que

hacer sinergias con Hacienda.

Programa de monetización de activos del *'midstream'* (Fibra E). *'Due Diligence'*, Resolución Miscelánea Fiscal Ley del Impuesto sobre la Renta.

Programa de compactación de estructuras y eliminación de aquéllas duplicadas e innecesarias, pero es fundamental que Pemex conserve a su talento.

Optimizar el servicio a nuestros clientes del *'midstream'* (distribución, transporte, almacenamiento, comercialización de hidrocarburos) y del *'downstream'* (Refinación).

Nueva visión en materia de franquicia y suministro de combustibles automotrices (fósiles y no fósiles).

Unidad de enlace con el Congreso de la Unión para la *refundación* de Pemex (término que, según la Real Academia Española, significa revisar la marcha de una institución, para hacerla volver a sus principios originales o para adaptar estos a los nuevos tiempos).

Creación de un grupo de trabajo permanente entre el Grupo Hacendario y la Dirección General de Pemex (Estado Mayor).

Rodulfo Figueroa Alonso,
Director Corporativo de Planeación, Coordinación y Desempeño Pemex

Petróleos Mexicanos dispone de un plan de ajuste que fundamentalmente consiste en realizar adecuaciones al gasto corriente e inversión por 100 mil millones de pesos que permitirán absorber el efecto de la caída en el precio del crudo y, de esa manera, cumplir con el déficit autorizado en la Ley de Ingresos de la Federación.

Un aspecto de la total relevancia es que el plan de ajuste no debilita, sino fortalece a Pemex. De manera tal que tomamos como prioridad no afectar la viabilidad de la empresa en el mediano y largo plazos, siguiendo los siguientes criterios:

- El primero, preservar la seguridad del personal, y la integridad de nuestras instalaciones.
- No poner en riesgo el cumplimiento puntual de sus obligaciones financieras y laborales.
- Utilizar al máximo los instrumentos y figuras legales permitidas por la propia Reforma Energética.

Dividimos este plan de ajuste en tres grandes líneas de acción:

- Generar eficiencias y reducir costos.
- Diferir / replantear inversiones comprometiendo lo menos posible la producción futura.- Ello implica continuar, reducir o diferir inversiones, en función de su rentabilidad y disponibilidad de recursos presupuestales (resalta el nuevo esquema para poder realizar las reconfiguraciones, considerando las nuevas figuras que nos ofrece la propia Reforma Energética, diferimiento de inversión en componentes exploratorios de aguas profundas y recursos no convencionales).
- Ajustar el gasto de operación e inversión de 50 a 25 dólares promedio por barril.

Algunos elementos relevantes en materia de reducción de costos y eficiencia operativa:

- Disminuir los tiempos de perforación y terminación de pozos exploratorios.
- Mantener los costos de extracción por debajo del *'benchmark'* de empresas grandes.
- Aceleración de los procesos de migración de asignaciones con base en las oportunidades del marco legal.
- Enfoque en el corto plazo en áreas de terrestres y en aguas someras. Se tiene un mejor dominio y acceso a infraestructura.
- Desincorporación de algunas plantas no productivas que generan gastos sin ingresos para la empresa.
- Orientación a mercados rentables.
- Incremento de la confiabilidad operativa.
- En el corporativo buscamos alinear nuestras tareas y responsabilidades a las metas económicas. A través de métricas claras de generación de valor en nuestro quehacer diario. Y reducción

de redundancias administrativas y que no generan valor.

A futuro

Con lo anterior, Pemex en un mediano y largo plazo se visualiza como una empresa rentable con costos competitivos:

- Asegurar la sustentabilidad de la empresa mediante la incorporación de reservas probadas que resulte en una relación de 10 años respecto a la producción.
- Continuar con la exploración en aguas someras y áreas terrestres.
- Desarrollar los proyectos de recuperación mejorada para incrementar el factor de recuperación a estándares y aprovechar las tecnologías desarrolladas por otros operadores de experiencia probada.
- Desarrollar capacidades tecnológicas y de gestión para aguas profundas y yacimientos no convencionales, mediante desarrollo propio y asociaciones. El modelo de ejecución deberá ser diferente.
- Alcanzar niveles de desempeño operativo en las refinerías, elevar el nivel de utilización a estándares internacionales. Se buscarán, entre otros, la tercerización de servicios auxiliares, desarrollo de capacidades a través de alianzas, entre otros.
- Enfoque a mercados objetivo y abandono de aquellos que no resulten rentables.
- Mejorar la reputación de Pemex en la industria internacional y con la sociedad mexicana.

Con acciones concretas, Petróleos Mexicanos, como Empresa Productiva del Estado, seguirá siendo motor del desarrollo de la economía nacional.

A continuación, reproducimos algunos de los comentarios e inquietudes de los asistentes al foro:

Eduardo Barrueta Zenteno, *Ingeniero Petrolero, IPYGA, S.A. de C.V.*: En las perspectivas de Pemex está una etapa importante: la participación de la iniciativa privada mediante empresas petroleras especializadas. Falta ver cuál es el marco jurídico de los contratos de asociación de Pemex con empresas privadas para el desarrollo de los campos petroleros que se le concedió en la Ronda Cero.

Guillermo Pineda, *Socio líder, Sector Energía, PwC*: Ya se tenía en años pasados un proyecto para salir al mercado de capitales para la parte más eficiente y productiva de Pemex, pero desafortunadamente no se dio. En la situación en que estamos ahora se requieren acciones audaces y efectivas, ya que queda poco tiempo para dar resultados a la población a la que se le prometieron muchos beneficios. Por lo tanto, es urgente salir al mercado de capitales para acelerar todos los temas propuestos para Pemex.

Ernesto Marcos Giacomán, *Director general, Marcos y Asociados*: Las siguientes son las acciones requeridas: (1) Pemex requiere con urgencia una inyección de liquidez del Gobierno Federal, (2) Un cambio en su régimen fiscal, (3) Acelerar las migraciones y los *'farm-outs'* en sus asignaciones, (4) Vender y/o tercerizar activos y servicios no petroleros, como hospitales, telecomunicaciones, petroquímica y fertilizantes. (5) Privilegiar nuevas asociaciones con la inversión privada, (6) Concentrar sus inversiones en exploración y producción, y (7) Abandonar actividades de abastecimiento de productos que no resulten rentables.

David Shields, *Director general, Energía a Debate*: Hasta ahora, el peso de la crisis en Pemex ha recaído sobre los proveedores y subcontratistas y los trabajadores temporales. Para mí, la administración de José Antonio González Anaya no tendrá credibilidad si no llama al sindicato petrolero a compartir el sacrificio que se requiere en estos momentos, dado que el pasivo laboral es de 91 mil millones de dólares.

Othón Canales Treviño, *Indica Consultores:* La industria petroquímica privada depende del suministro de materias primas que hoy Pemex no está suministrando y esto está causando un gran daño. Sugiero que se priviligie la producción de esas materias primas, pues hay algunos que no se pueden importar, como el óxido de etileno.

Luis Puig Lara, *Petroexpertos 5000 S.C.:* ¿Qué hará Pemex con su diesel que tiene 500 partes por millón de azufre, si ya con la NOM-EM-005-CRE-2015 (4 de octubre de 2015) a partir de junio 2016 todo tiene que ser ultra bajo azufre, con 15 partes por millón, y también con sus gasolinas? En algunas zonas del país no puede cubrir la nueva especificación.

José Antonio Castillo, *ERM México:* Enfatizando la sobrerregulación de Pemex, es importante saber que él mismo ha sido su propia autoridad regulatoria. En temas de sustentabilidad, hay carencias importantes por parte de las entidades regulatorias propiamente en cuanto a conocimiento específico e infraestructura para enfrentar adecuadamente un mercado con más actores. ¿Cómo debería de ser la visión de Pemex para compartir el conocimiento histórico que tiene y cómo podría atender el tema de pasivos ambientales y sociales generados anteriormente?

Directorio de la industria petrolera, *upstream*, del sector público

Secretaría de Energía - SubSecretaría de Hidrocarburos

María de Lourdes Melgar Palacios	Subsecretaria de Hidrocarburos	5000-6000, ext. 1101	lmelgar@energia.gob.mx
Enrique Wolpert Kuri	Secretario Particular de la Subsecretaria de Hidrocarburos	5000-6000, ext. 2311	ewolpert@energia.gob.mx
José Santos Villarreal Sánchez	Coordinador de Asesores de la Subsecretaría de Hidrocarburos	5000-6000, ext. 2053	jvillarreal@energia.gob.mx
Marco Antonio Cota Valdivia	Director General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos	5000-6000 Ext. 1262	mcota@energia.gob.mx
Gabriel Heller Green	Director General de Relación con Inversionistas y Promoción	5000-6000, ext. 2258	gheller@energia.gob.mx
Layla Abril Vargas Muga	Directora General de Contratos Petroleros	5000-6000, ext. 2474	lvargas@energia.gob.mx
Rosanety Barrios Beltrán	Jefa de la Unidad de Políticas de Transformación Industrial	5000-6000, ext. 1348	rbarrios@energia.gob.mx
Giovanni Romualdo Anguiano Serrano	Director General de Normatividad en Hidrocarburos	5000-6000, ext. 2095	anguiano@energia.gob.mx
Guillermo Ignacio García Alcocer	Jefe Unidad Políticas de Exploración y Extracción de Hidrocarburos	5000-6000, ext. 1105	gigarcia@energia.gob.mx
Érika Orozco Rivera	Directora General Adjunta de Modelos Contractuales	5000-6000, ext. 2474	eorozco@energia.gob.mx
Rodolfo Salazar Ruiz	Dir. Gral. Adjunto Evaluación de Impacto Soc. y Ocupación Superficial	5000-6000, ext. 2466	rsalazar@energia.gob.mx

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Juan Carlos Zepeda Molina	Comisionado Presidente	4774-6500, ext. 6501	zepedajuancarlos@cnh.gob.mx
Néstor Martínez Romero	Comisionado	4774-6500, ext. 6503	nestor.martinez@cnh.gob.mx
Héctor Alberto Acosta Félix	Comisionado	4774-6500, ext. 6507	hector.acosta@cnh.gob.mx
Sergio Henrivier Pimentel Vargas	Comisionado	4774-6500, ext. 6506	sergio.pimentel@cnh.gob.mx.
Carla Gabriela González Rodríguez	Secretaria Ejecutiva	4774-6500, ext. 6508	gabriela.gonzalez@cnh.gob.mx
Martín Álvarez Magaña	Dirección General de Licitaciones	4774-6500, ext. 6536	martin.alvarez@cnh.gob.mx
Teresa Angelina Gallegos Ramírez	Dirección General de Contratos	4774-6500, ext. 6576	teresa.gallegos@cnh.gob.mx
Alma América Porres Luna	Jefatura de la Unidad Técnica de Exploración	4774-6500, ext. 6502	aporres@cnh.gob.mx.
José Antonio Alcántara Mayida	Dirección General de Autorizaciones de Exploración	4774-6500, ext. 6539	joseantonio.alcantara@cnh.gob.mx
Felipe Ortuño Arzate	Dirección General de Evaluación del Potencial Petrolero	4774-6500, ext. 6540	felipe.ortuno@cnh.gob.mx
Ulises Neri Flores	Jefatura de la Unidad Técnica de Extracción	1454-8500, ext. 8557	ulises.neri@cnh.gob.mx
Raúl Hernández Rodríguez	Dirección General de Dictámenes de Extracción	1454-8500, ext. 8532	raul.hernandez@cnh.gob.mx
Haydee Daisy Cerquera Lozada	Dirección General de Medición	1454-8500, ext. 8519	haydee.cerquera@cnh.gob.mx
Gaspar Franco Hernández	Jefatura Unidad de Admon Técnica de Asignaciones y Contratos	4774-6500, ext. 6517	gaspar.franco@cnh.gob.mx
Alfonso Reyes Pimentel	Dirección General de Asignaciones y Contratos de Exploración	4774-6500, ext. 6577	alfonso.reyes@cnh.gob.mx
Óscar Jaime Roldán Flores	Jefatura del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos	4774-6500, ext. 6523	oscar.roldan@cnh.gob.mx
Ma Isabel Simón Vázquez	Dirección Gral. Admon. del Centro Nal. Información de Hidrocarburos	4774-6500, ext. 6578	isabel.simon@cnh.gob.mx
Fausto Álvarez Hernández	Dirección General de Estadística y Evaluación Económica	4774-6500, ext. 6563	fausto.alvarez@cnh.gob.mx
Alejandro Herrera Macías	Oficial Mayor	1454-8500, ext. 8572	alejandro.herrera@cnh.gob.mx
Laura Gabriela Sánchez Achetigue	Dirección General de Finanzas, Adquisiciones y Servicios	1454-8500, ext. 8577	gabriela.sanchez@cnh.gob.mx
Edmundo Bernal Mejía	Titular de Órgano Interno de Control	1454-8500, ext. 8526	edmundo.bernal@cnh.gob.mx

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Carlos de Regules Ruiz-Funes	Director Ejecutivo	91 26 01 00 ext. 13400	carlos.deregules@asea.gob.mx
Jimena Marvan Santin	Jefa de Unidad de Planeación, Vinculación Estratégica y Procesos	91 26 01 00 ext. 13435	jimena.marvan@asea.gob.mx
Alejandro Carabias Icaza	Jefe de Unidad de Normatividad y Regulación	91 26 01 00 ext. 13429	alejandro.carabias@asea.gob.mx
Ulises Cardona Torres	Jefe de Unidad de Gestión Industrial	91 26 01 00 ext. 13425	ulises.cardona@asea.gob.mx
Felipe Careaga Campos	Jefe de Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial	91 26 01 00 ext. 13440	felipe.careaga@asea.gob.mx
Alfredo Orellana Moyao	Jefe de Unidad de Asuntos Jurídicos	91 26 01 00 ext. 13416	alfredo.orellana@asea.gob.mx
Úrsula Zozaya Jiménez	Jefa de Unidad de Administración y Finanzas	91 26 01 00 ext. 13410	ursula.zozoya@asea.gob.mx

Centro Nacional de Control de Gas Natural

Dr. David Madero Suárez	Director General	5018 5415	madero@cenagas.gob.mx
Lic. Juan Emmanuel Vicario Pérez Moreno	Coordinador de Asesores	5018 5410	jvicario@cenagas.gob.mx
Lic. Julio Alexandro Girón Ramírez	Secretario Particular	5018 5412	agiron@cenagas.gob.mx
Act. Eduardo Fernando Prud'homme Nieves	Titular de la Unidad de Gestión Técnica y Planeación	5018 5474	eprud@cenagas.gob.mx
Act. Juan Enrique González Azuara	Titular de la Unidad de Transporte y Almacenamiento	5018 5454	jgonzalez@cenagas.gob.mx
Ing. Carlos Miguel Valdovinos Chávez	Titular del Órgano Interno de Control	8000 6694	cvaldovinos@cenagas.gob.mx
Lic. Emilio Guillermo Sanders Romero	Titular de la Unidad de Finanzas y Administración Insurgentes	8000 6680	esanders@cenagas.gob.mx

Petróleos Mexicanos

José Antonio González Anaya	Director General de Pemex	1944 9419 al 28	josea.gonzalez@pemex.com
Carlos Alberto Treviño Medina	Director Corporativo de Administración y Servicios	1944-9399	catm@pemex.com
Juan Pablo Newman	Director Corporativo de Finanzas	1944-9779	jpnewman@pemex.com
Jorge Eduardo Kim Villatoro	Director Jurídico	1944-8425	Jorge.kim@pemex.com
Miguel Ángel Servín Diago	Director Corporativo de Procura y Abastecimiento	1944-2500 Ext. 59130	miguel.angel.servin@pemex.com
Jorge Itzal Martínez Herrera	Director de Pemex Transformación Industrial	1944-2500 Ext. 56494	jorge.itzal.martinez@pemex.com
Gustavo Hernández García	Director Operativo	1944-8965	gustavo.hernandez@pemex.com
Francisco Javier Fuentes Saldaña	Director General de Pemex Logística	1944-9878	francisco.javier.fuentes@pemex.com
Ignacio Javier Vergara Castillo	Director General de Pemex Etileno	1944-2500 Ext. 57703	javier.vergara@pemex.com
José Luis Luna Cárdenas	Director Corp. de Procesos de Negocio y Tecnología de la Inform.	1944-8676	Joseluis.luna@pemex.com
José Manuel Carrera Panizzo	Director Corporativo de Alianzas y Nuevos Negocios	1944-0070	jose.manuel.carrera@pemex.com
Rodulfo Figueroa Alonso	Director Corporativo de Planeación, Coordinación y Desempeño	1944-2500 Ext. 55040	rodulfo.figueroa@pemex.com
Juan Javier Hinojosa Puebla	Director General de Pemex Exploración y Producción (PEP)	1944-8014	juan.javier.hinojosa@hotmail.com
José Antonio Escalera Alcocer	Director de Exploración	1944-2500 Ext. 54628	jose.antonio.escalera@pemex.com
Alejandro Martínez Sibaja	Director General de Pemex Transformación Industrial	1944-5016	alejandro.martinezs@pemex.com
Marcelo Parizot Murillo	Director Comercial de Pemex Transformación Industrial	1944-2500 Ext. 55252	juan.manuel.parizot@pemex.com
Leonardo Cornejo Serrano	Director de Proyectos de Pemex Transformación Industrial	1944-2500 Ext. 78650	leonardo.cornejo@pemex.com
Eleazar Gómez Zapata	Director General de Pemex Cogeneración y servicios	1944-2500 Ext. 57189	eleazar.gomez@pemex.com
José Serrano Lozano	Director General de Pemex Perforación y Servicios	1944-2500 Ext. 59890	Jos.serranol@pemex.com
Edgar Torres Garrido	Director General de Pemex Fertilizantes	1944-8009	edgar.torresg@pemex.com
Erika Contreras Licea	Directora de Comunicación Social	1944-8989	erika.contrerasl@pemex.com

Instituto Mexicano del Petróleo

Dr. Ernesto Ríos Patrón	Director General	9175 6121	eriosp@imp.mx
Lic. Silvia de los Angeles Delgado Zamorano	Secretaria Técnica de la Dirección General	9175 6096	sdelgado@imp.mx
M. en F. Patricia Agundis Salazar	Coordinadora de Asesores de la Dirección General	9175 6139	pagundis@imp.mx
Lic. Fabiana Galeno Rodríguez	Titular de la Unidad de Asuntos Jurídicos	9175 6203	fgaleno@imp.mx
Lic. Francisco Javier Acosta Molina	Titular Área de Responsabilidades y de Quejas	9175 8084	facosta@imp.mx
Lic. Juan Cristobal Ramirez Peraza	Gerente de Comunicación Social y Relaciones Públicas	9175 7944	jcramirez@imp.mx
M. en C. Ricardo Torres Vargas	Gerente de Geología Predictiva	9175 6387	rtorresv@imp.mx
Dr. Aleksandr Mousatov	Gerente de Geofísica Cuantitativa	91756949	amousat@imp.mx
Dr. Erick Emanuel Luna Rojero	Gerencia de Ingeniería de Yacimientos	9175 6426	eluna@imp.mx
M. en Ing. David Velázquez Cruz	Gerencia de Perforación y Terminación	9175 6407	dvelaz@imp.mx
Dr. Arturo Trejo Rodríguez	Gerente de Separación de Hidrocaburos	91758373	atrejo@imp.mx
Dr. Francisco Fernando Castrejón Vácio	Gerente de Productos para la Exploración	9175 6993	fcvacio@imp.mx
Dr. Tomás Ramírez Maldonado	Gerente de Productos para el Desarrollo y Explotación	(01) 9933108488	tramirez@imp.mx
M. en C. Jorge A. Mendoza Amuchástegui	Director de Servicios en Exploración y Producción	9175 623	jamendoz@imp.mx
Dr. Julio César González Lara	Gerente de Soluciones en Exploración:	91758316	jcgonzal@imp.mx
M. en I. Héctor Hernández García	Gerente de Soluciones en Explotación	91757070	hhgarcia@imp.mx
M. en I. Sául Bautista Fragoso	Gerente de Soluciones en Instalaciones Superficiales	9175 8297	sfragoso@imp.mx
M. en I. Víctor Manuel Casasola Varela	Gte. Servicios en Exploración y Producción en la Región Norte	(01) 7828264709	casasola@imp.mx
Ing. Mario Alberto Hernández Puente	Gte. de Servicios en Exploración y Producción en la Región Sur	(01) 9933108301	mhernand@imp.mx
MBA. Lenin Ulin Jiménez	Gerente de Servicios en Exploración y Producción Región Marina	(01) 9383812001	lulin@imp.mx

Impacto social y ocupación temporal

El tema adquiere relevancia en el contexto de las nuevas licencias para la extradición de hidrocarburos en el contexto de la Reforma Energética.

Javier Zenteno, Guillermo Pineda y Daniela Robledo*

El tema del impacto social y la ocupación temporal ha tomado mayor relevancia en los últimos meses, en virtud de los cambios del entorno que se aproximan por el desarrollo de nuevos proyectos de extracción de hidrocarburos en áreas terrestres (3ra licitación, Ronda Uno) y el tendido de los gasoductos licitados por la CFE y los derechos de vía que requerirán los nuevos generadores de energía eléctrica que resultaron ganadoras en la reciente subasta de largo plazo.

Antes de la Reforma Energética, la Constitución y las leyes otorgaban facultades al Estado para apropiarse, o bien para usar u ocupar temporalmente los bienes de particulares cuando existiera una causa de utilidad pública. Sin embargo, la insuficiencia de normatividad, la no atención al impacto social; la falta de información; erróneas apreciaciones de seguridad, así como algunos criterios y políticas públicas, dieron como consecuencia que diversos proyectos se detuvieran por movilizaciones sociales o prolongadas controversias.

La apertura del sector energético ha generado cambios regulatorios para generar las condiciones necesarias para el desarrollo de nuevos proyectos de energía. La inversión privada, el funcionamiento de los órganos reguladores, la regulación de los asignatarios (Empresas Productivas del Estado) y contratistas (privados), y desde luego la regulación en materia de impacto social, de impacto ambiental y las reglas para el uso y ocupación superficial, son claros ejemplos de la búsqueda de la certeza y la seguridad jurídica para todos los interesados.

Para la revisión de éstos últimos temas, en el pasado mes de septiembre, la Barra Mexicana Colegio de Abogados A.C. organizó un Seminario en torno a los temas de índole social intitulado **"Implicaciones de la Reforma Energética en la Propiedad Social, Soluciones y Controversias".**

Contó con la valiosa participación de destacados estudiosos de la materia, que entre otros estuvieron el Magistrado Presidente del Tribunal Superior Agrario y María del Mar Salafranca Pérez, Coordinadora de asesores del Magistrado Presidente; Soraya Pérez Munguía, Presidenta del Instituto de Administración de Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN) y Presidenta de la Federación de Colegios de Economistas de la República Mexicana A.C.; Katya Puga, Directora General Adjunta de Evaluación de Impacto Social de Sener; Luis Hernández Palacios Mirón, Magistrado Supernumerario Unitario del Tribunal Superior Agrario; Maribel Méndez de Lara, Magistrada numeraria del Tribunal Superior Agrario, Carmen Laura López Almaraz, Magistrada Supernumeraria en el Tribunal Superior Agrario y de Carla Gabriela González Rodríguez, Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y Sergio Bonfiglio MacBeath, destacado Consultor y Litigante en Materia Agraria. También participaron Quetzalcoatl Sandoval Mata, Consejero de la BMA y Javier Zenteno Barrios, Coordinador de la Comisión de Energía de la BMA.

De este seminario, en breve estaremos publicando en este espacio, el sitio web en donde se encontrarán para su consulta las memorias de este evento, a modo de estar a disposición de todo el público lector de esta importante publicación especializada en materia de energía. Por el momento, podemos referirnos a la Edición número 70 de ***Energía a Debate*** en donde hicimos los planteamientos iniciales de "*Ocupación superficial: retos y principales implicaciones",* disponible en http://energiaadebate.com/ocupacion-superficial-retos-y-principales-implicaciones/

A continuación abordaremos algunas conclusiones asumidas en el desarrollo del seminario.

Los temas de impacto social y de ocupación de la tierra resultan controversiales desde diferentes puntos de vista, porque siempre se manifiestan como una preocupación las posibles afectaciones que los proyectos de energía pueden provocar en los "grupos sociales vulnerables" (ejidatarios, comuneros, indígenas, grupos tribales), así como los diversos escenarios sociales que en algún momento del proyecto pudieran llegar a frustrar su desarrollo por alguna causa social (ejemplo: movilizaciones, bloqueos a los pozos o ductos).

En el proceso de discusión de la reforma, destacó que con el propósito de lograr los objetivos de la Reforma, particularmente el desarrollo y la seguridad en materia de energía, se concluyó que debía la norma jurídica prever los derechos mínimos de los propietarios y poseedores; la manera de asegurar el pago de contraprestaciones e indemnizaciones justas y equitativas a valor de mercado; la satisfacción del interés público.

Con este propósito, en las Leyes de Hidrocarburos y de la Industria Eléctrica existe un capítulo dedicado al tema de la ocupación superficial, y otro más respecto del impacto social y la mitigación de sus efectos.

El impacto social y las consultas a pueblos indígenas

Con estas perspectivas, desde la formación de las iniciativas en el seno del Ejecutivo Federal, las aportaciones de diversos sectores como la Confederación Nacional de

• *Javier Zenteno es Socio Director de Zenteno Lira Mora y Asociados, Guillermo Pineda es Socio Líder de Energía, PwC México y Daniela Robledo es abogada de PwC México (javierzenteno@zlmabogados.com y guillermo.pineda@mx.pwc.com)*

Organizaciones Ganaderas y el trabajo de los legisladores en Comisiones, se fue ajustando la propuesta de regulación original en función, principalmente, de los mínimos de certeza y seguridad jurídica para todas las partes involucradas y de los diversos escenarios que pudieran tornarse en críticos.

Por esta razón, se incorporó además un capítulo de impacto social, a fin de prever las consecuencias que puedan ocasionar la ejecución de los proyectos, así como la necesaria asunción de compromisos concretos para mitigar dichos impactos, los cuales deben quedar insertos en un Plan de Gestión Social. Así, las Leyes pretenden subsanar y colmar las lagunas jurídicas que presentaba la legislación; prevé como un costo del negocio la mitigación del impacto e induce la comunicación entre las partes para facilitar en la práctica la negociación de acuerdos equitativos entre los involucrados (propietarios o titulares del terreno y vecinos, y por otro lado tenemos a los asignatarios, contratistas y permisionarios). Esta obligación atiende el legítimo interés que quienes puedan resultar afectados, en sus bienes o derechos por las eventuales afectaciones que puedan causar las actividades antes señaladas.

Las leyes dan un tratamiento especial al reconocimiento, protección y respeto a los derechos de las comunidades indígenas, grupos tribales, ejidos y comunidades agrarias que puedan ser afectadas. Respecto de los pueblos indígenas, desde hace años, se invoca como compromiso vigente el Convenio 169 de la OIT sobre pueblos Indígenas y Tribales. Dicho convenio busca proteger los derechos humanos mínimos de estos sujetos de derecho. En este sentido, se obliga a realizar una consulta así como propiciar acuerdos con ellos, a efecto de facilitar la coexistencia y convivencia entre el proyecto y el pueblo indígena.

La ocupación de la tierra

La Ley de Hidrocarburos, en lo que hace a la ocupación de la tierra, contempla el deber de los asignatarios/contratistas de explicar el

proyecto a los dueños de la tierra, la obligación de realizar las negociaciones y acuerdos entre los involucrados (operador-propietario o titular de tierra que se requiera para el desarrollo de los proyectos), y el pago de contraprestaciones equitativas por concepto de uso, y el procedimiento para verificar que se haya arribado a una negociación conforme a los parámetros establecidos en la Ley.

La Ley incluye una nueva figura legal llamada "Servidumbre Legal de Hidrocarburos", que permite la realización de actividades en los derechos de paso particularmente en el caso de proyectos de transporte por ductos. En éstos, las leyes señalan los diversos usos que se pueden realizar dentro de los parámetros de la servidumbre. Esta figura, se asemeja a la utilizada en el derecho colombiano.

El propósito de estas figuras legales de contratos y servidumbres es permitir a las empresas involucradas en el sector compartir la posesión y el uso de suelo con los dueños o titulares de los derechos de los mismos durante el proceso de exploración, explotación y en general operación del proyecto energético.

En caso de que las partes no arriben a un consenso, el asignatario, contratista o permisionario tendrá expedita la vía judicial para demandar ante un juez de Distrito o bien ante un Tribunal Unitario Agrario una servidumbre legal de hidrocarburos o bien, la opción de iniciar ante la Secretaria de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano (SEDATU) un proceso de mediación, por el cual las partes acuerden las formas o modalidades de adquisición, uso, goce o afectación de los terrenos, bienes o derechos, así como la contraprestación aplicable que corresponda.

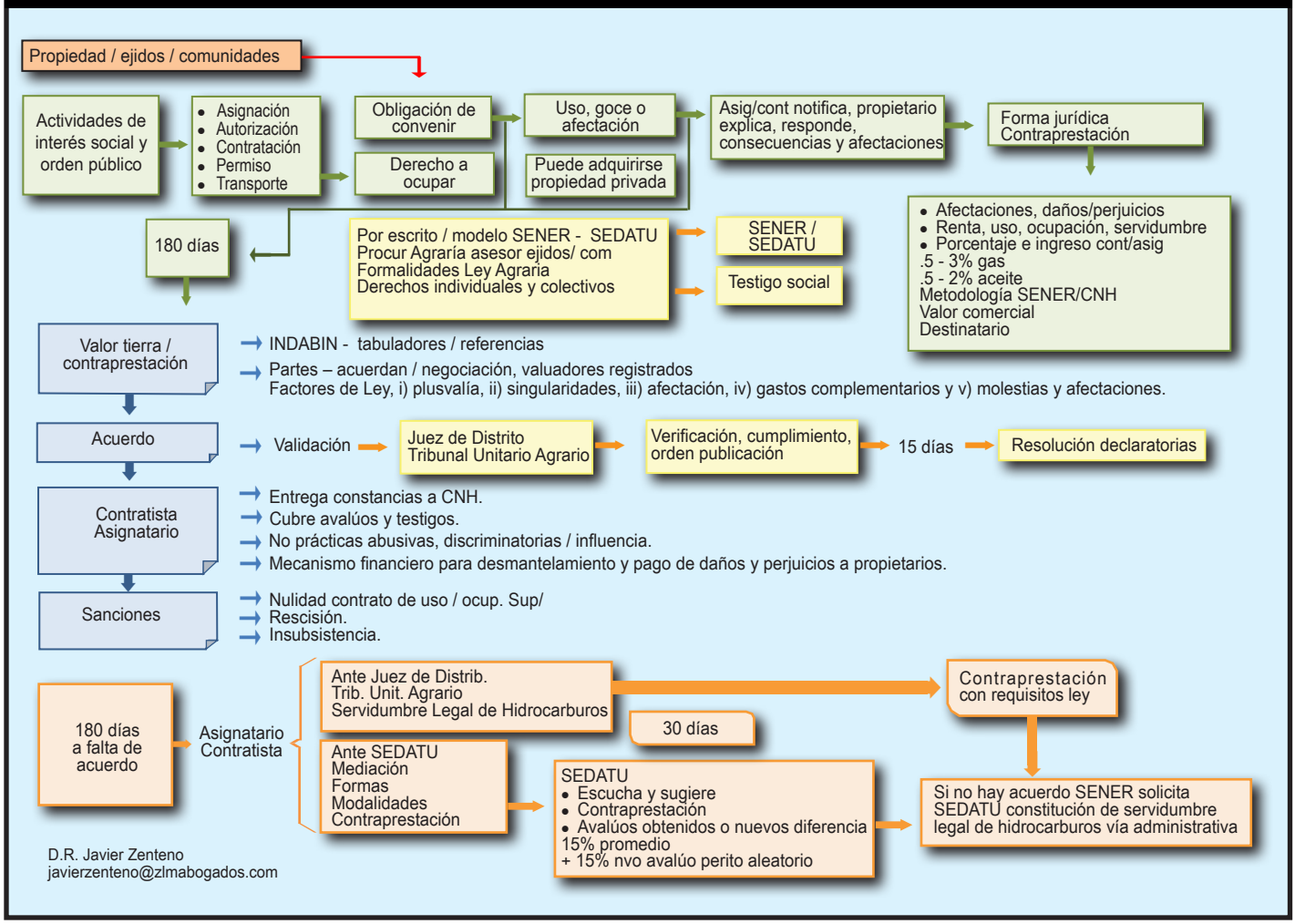
De no lograrse la mediación antes referida, queda la vía de derecho público a través de un Decreto del Ejecutivo para determinar el uso forzoso, desde luego, sin detrimento de los derechos humanos. Para ello, la Secretaría de Energía deberá solicitar a la Sedatu, agote el procedimiento de calificación de utilidad pública en los términos de las leyes vigentes y, en su oportunidad, someta a consideración del Titular el Decreto respectivo.

En las Leyes de Hidrocarburos y en el de la Energía Eléctrica, los pagos a que están obligados los asignatarios, contratistas y permisionarios son:

- Pago por las afectaciones de bienes o derechos distintos de la tierra, así como por daños y perjuicios que ocasione, y
- Contraprestación como si fuese una renta por la ocupación, servidumbre o uso de tierra.

De manera adicional, en el caso de proyectos de explotación de hidrocarburos que sean productivos, la Ley también prevé una contraprestación adicional en favor de los propietarios y poseedores consistentes en un porcentaje de los ingresos que les correspondan al asignatario o contratista. Dichos porcentajes, tratándose de gas natural no asociado se ubica entre el 0.5% y el 3%, y en caso de aceite entre el 0.5% y el 2% después

Uso y ocupación superficial de tierras, negociación de la contraprestación y procedimiento por falta de acuerdo



de descontar pagos al Estado.

Igualmente, se establece la obligación de aportar a un fondo, en los términos que se fijen, recursos para cubrir el desmantelamiento de las instalaciones al término de la asignación, contrato o permiso, así como para cubrir pasivos ambientales conocidos en esos momentos.

Valor de la tierra para el cálculo de las contraprestaciones

El pago de las contraprestaciones será calculado de acuerdo al valor de la tierra. Para esta actividad el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN), será la institución encargada de llevar a cabo los avalúos necesarios de la propiedad social.

El INDAABIN realizará un proceso que se conforma con la emisión de un dictamen valuatorio, el cual es una herramienta de racionalización del gasto que permite conocer el valor de los bienes y derechos a fin de determinar los montos mínimos y máximos con los que se realizan distintos actos jurídicos; en este caso, le dará un valor a la tierra que será destinada para algún proyecto energético.

Se planea que los avalúos para determinar el valor de la contraprestación se entreguen en 25 días hábiles. Además, todos los avalúos los realizará el INDAABIN, y tendrán vigencia de un año, la función de esta institución solo es para determinar el valor de renta o venta de la contraprestación. Una vez determinados los valores, se emitirán los Tabuladores de Valor Promedio de la Tierra por esta institución, a petición de la Secretaría de Energía (SENER). Dichos tabuladores aún siguen pendientes de publicación.

Se podrán agregar valores adicionales al valor comercial; por ejemplo, por la movilidad del lugar de origen, el valor de la producción de la tierra, o la afectación al inmueble. En el caso de que haya un daño adicional, se puede tomar en cuenta ese daño para que se pague al afectado.

Otro de los pendientes que preocupa, es el de que en caso de que el o los afectados no estén de acuerdo con el Tabulador, se puede solicitar un "avalúo específico". Este tema aún está pendiente hasta que se publiquen las reglas y se reforme la Ley de Bienes Nacionales.

El objetivo es facilitar los mercados justos y transparentes. Se trata de favorecer los objetivos sociales y económicos, cuidar el medio ambiente, apoyar con inversiones a los pequeños agricultores, proteger la tierra contra despojos, realizar las consultas con buena fe y de forma equitativa, así como otorgar el reconocimiento al derecho de propiedad y posesión a los pueblos sobre las tierras de ocupación.

Impacto y responsabilidad social

La responsabilidad social es un tema al que se le dio prioridad con el propósito de proteger los derechos humanos de los grupos sociales vulnerados, por ello la SENER y la Secretaría de Gobernación (SEGOB) trabajan conjuntamente en el desarrollo de proyectos enfocados a cubrir este tema.

Se ha establecido que la SENER deberá llevar a cabo procedimientos de consulta previa con las Empresas Productivas del Estado (EPEs), sus subsidiarias y filiales para llegar a acuerdos que protejan a los grupos vulnerables. Mientras que la SEGOB realizará un estudio de "impacto social" respecto del área objeto de la asignación o contrato.

La Ley de Industria Eléctrica se encuentra en términos similares, y define las actividades del sector aplicables a estas negociaciones, cuando se quiera prestar el servicio de transmisión y distribución de energía o construir una planta de generación de energía. En ambos casos, la empresa interesada deberá informar por escrito al dueño del terreno y notificar a la SEDATU que inició una negociación con el propietario.

Con estas previsiones, se espera que los conflictos que puedan surgir se resuelvan sin complicaciones, con el propósito de que se materialicen los proyectos para desarrollar el potencial del sector energético.

La evaluación de impacto social en su etapa previa al proyecto, pues permite comprender previamente el entorno, además de permitir, un acercamiento entre las partes interesadas.

Además, brinda la posibilidad de generar mapas de análisis de los actores interesados, lo que servirá para abrir canales de comunicación. La construcción de la información tendrá un enfoque participativo, ya que permite la identificación de impactos sociales con la participación de la comunidad.

Las actividades que se realicen a partir de las leyes de hidrocarburos y de la industria eléctrica, engloban un procedimiento que va desde la negociación y la presentación del proyecto al dueño del terreno, apoyo a los grupos ejidales o comunales en el proceso de negociación, así como el pago de contraprestaciones a los ejidatarios y comunidades agrarias a partir de la modalidad que se necesite emplear para la ocupación o uso temporal, se podrán emplear las figuras de arrendamiento, servidumbre, ocupación superficial, ocupación temporal, compraventa o cualquier otra que corresponda.

Temas pendientes

- Emisión de una metodología para practicar avalúos, determinar valores de referencia y sus tabuladores.
- Modificación a la Ley de Bienes Nacionales y publicación de reglas para los casos en que los afectados no estén de acuerdo con los valores determinados en el tabulador.
- Metodología para determinar para contraprestaciones adicionales
- Lineamientos para la mediación (SEDATU)
- Modelos de contratos (lineamientos SENER/SEDATU)
- Disposiciones sobre Evaluación de Impacto Social y plazos en los que deberá llevarse a cabo

En el siguiente esquema, se puede apreciar el proceso bajo el cual se llevarán a cabo las negociaciones a fin de lograr un acuerdo equitativo (Javier Zenteno, Energía a Debate, No. 70, septiembre–octubre 2015).

Energia.com
ENERGY AND POLICY DEVELOPMENT

Los *´farmouts´*

REPORTES ELABORADOS POR MEXICO ENERGY INTELLIGENCE®

PEMEX E&P ESTA APOSTANDO su futuro a relaciones con compañías petroleras bajo la figura contractual del ***"farmout"***, un término de la industria petrolera aún desconocido en México y cuyas características todavía no aparecen en el marco jurídico de la Reforma Energética.

Se puede revisar los títulos de nuestros reportes sobre ***"farmouts"*** en el portal www.energia.com. El reporte No. 10036 trata sobre las expectativas en el entorno internacional en cuanto al carácter contractual de un acuerdo de tipo ***"farmout".*** El reporte No. 799 (actualizado el 19 de marzo de 2016) es un análisis de los términos y conceptos de las leyes y disposiciones institucionales que han sido publicados a partir del 11 de agosto de 2014, fecha en que la Reforma Energética fue promulgada.

Hay dos temas: lo que significa ***"farmout"*** para Pemex y lo que significa para los ganadores de contratos tipo E&P en licitaciones de la CNH. Se clasifican los términos bajo dos renglones: los que, al parecer, son favorables, y los que no lo son.

Para información sobre la disponibilidad de estos reportes o las opciones para subscribirse a nuestro boletín, favor de comunicarse con Dr. George Baker, sales@energia.com o a su celular +1 (832) 434-3928.

Premian al Parque Eólico Dominica de Enel en Sostenibilidad

Roma.- El parque eólico de Enel en México, Dominica, de 200 MW, ha sido galardonado con el Premio BID Infraestructura 360 en la categoría "Clima y Medioambiente". Durante el anuncio del premio, el Grupo Banco Interamericano de Desarrollo (BID) reconoció a Dominica por su contribución a la diversificación de la matriz energética de México, así como por evitar la emisión anual de cerca de 300 mil toneladas de CO2. El Grupo BID también elogió las actividades de Dominica para asegurar una integración armoniosa con el ecosistema local, tales como la construcción de un vivero de cactus para preservar las especies locales, molinos de maguey y la donación de dos plantas solares de 3 KW cada una a escuelas locales para ayudarles a cumplir sus necesidades de consumo de energía. Los premios anuales del Grupo BID reconocen los proyectos de iniciativas privadas que más contribuyen a la creación de un sector más sostenible de infraestructura de América Latina.

Firman alianza para operar terminal ferroviaria de hidrocarburos en SLP

San Luis Potosí, SLP.- WTC Industrial, filial de Grupo Valoran, anunció la firma de una alianza con la empresa WATCO, operadora de terminales y líneas ferroviarias cortas en Estados Unidos, Canadá y Australia, para diseñar, construir y operar una terminal de combustibles y carga general dentro del parque WTC Industrial en San Luis Potosí, SLP. La terminal, de acceso público bajo el esquema de Recinto Fiscalizado Estratégico, está estratégicamente localizada en la zona del Bajío, dentro del parque industrial WTC 1, servido por el ferrocarril Kansas City Southern México (KCSM) con la capacidad de descargar 1 tren unitario diariamente en su primera fase. El nombre comercial del proyecto es la Terminal del Centro de México (TCM), cuyo objetivo será por una parte servir al abasto y suministro de combustibles en la zona centro del país y, por la otra, poder manejar diferentes tipos de productos para atender las necesidades particulares de la región aprovechando la infraestructura de vías que se tiene contemplada. La primera fase de TCM está prevista para iniciar operaciones a finales del 2016.

Lanza Sener Laboratorio Binacional MEX-EUA en pro del desarrollo del sector energético

El Secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell, presentó el Laboratorio Binacional para la Gestión Inteligente de la Sustentabilidad Energética y la Formación Tecnológica, en el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey, campus Ciudad de México, una innovadora plataforma de capacitación, cuyo principal beneficiario será el sector eléctrico del país a través de la CFE. La iniciativa apoya la implementación de la Reforma Energética para crear un sector competitivo y de clase mundial con recursos provenientes del Fondo de Sustentabilidad Energética CONACYT-SENER, lo cual generará valiosas oportunidades de empleos para una amplia gama de profesionales. Esta alianza se compone de cuatro pilares fundamentales: 1) La atracción, formación y reconversión del mejor talento (técnicos y profesionistas). 2) La creación de redes internacionales de investigación. 3) El fortalecimiento de la infraestructura para el desarrollo de la enseñanza e investigación científica aplicada, y 4) Laboratorios físicos y virtuales para el aprendizaje e investigación. La iniciativa beneficiará al país a través del desarrollo de capacidades para la Comisión Federal de Electricidad con recursos públicos y en el marco del "Programa Estratégico de Formación de Recursos Humanos en Materia Energética" de la Sener. En este proyecto suman esfuerzos cinco renombradas instituciones de educación superior nacionales e internacionales líderes en sustentabilidad energética y desarrollo tecnológico: El Tecnológico de Monterrey, el Tecnológico Nacional de México (SEP), el Instituto de Investigaciones Eléctricas, la Universidad Estatal de Arizona y la Universidad de California en Berkeley.

Arturo Molina, Vicerrector de Investigación, Posgrado y Educación Continua del Tec de Monterrey, presenta a Pedro Joaquín Coldwell, Secretario de Energía, las instalaciones del Laboratorio Binacional.

Se fusionan ACCIONA Windpower y Nordex con valor de 785 mde

Hamburgo/Madrid.- ACCIONA Windpower (AWP) y Nordex han completado su fusión para crear un líder mundial de la industria eólica con la formalización de la adquisición por parte de Nordex del 100% del capital de AWP, en una transacción valorada en 785 millones de euros que combina el pago en efectivo y acciones. Nordex adquiere AWP al grupo ACCIONA a cambio de una combinación de efectivo y acciones de nueva emisión, y ACCIONA se convertirá en accionista de referencia de la nueva compañía al elevar su participación hasta el 29.9% con la compra de títulos adicionales a los principales accionistas de Nordex, SKion y Momentum-Capital. La integración de ACCIONA Windpower y Nordex creará un líder europeo de la industria eólica con proyección global y centros de producción en Alemania, España, Brasil, Estados Unidos y, próximamente, India. Las ventas conjuntas de ambas compañías en 2015 ascendieron a 3,400 millones de euros, con una plantilla de 4,800 empleados.

Interés de empresas extranjeras en comercializar gasolinas en México: Onexpo

Empresas extranjeras buscan acuerdos de negocio con sus homólogas mexicanas para importar, distribuir y comercializar petrolíferos en México. La organización Onexpo que agrupa a empresarios gasolineros en el país, informó que quienes han expresado interés son Shell, ExxonMobil y BP en el segmento de grandes empresas; Valero Energy, Trafigura (con su marca Puma); además de Chevron-Texaco, la rusa Lukoil, Phillips 66 y Glencore. Está previsto que los primeros acuerdos entre empresas extranjeras y mexicanas se logren a fines de 2016 y principios del 2017, en tanto las inversiones para la comercialización provendrán de fuentes privadas, aunque Petróleos Mexicanos también podría hacer asociaciones con extranjeros.

Construirá Iberdrola planta de CC Noroeste de 887 MW

Iberdrola recibió la adjudicación de la central de ciclo combinado de Noroeste, que tendrá una potencia de 887 MW y requerirá una inversión de unos 400 millones de dólares. El Ciclo Combinado de Noroeste, ubicado en el municipio de Ahome, en el Puerto de Topolobampo, Sinaloa, producirá energía eléctrica equivalente al consumo de más de tres millones de mexicanos. Su entrada en operación está programada para enero de 2019. Iberdrola construirá, pondrá en marcha, operará, dará mantenimiento y será la propietaria de esta planta de generación, que venderá toda la energía que produzca a la Comisión Federal de Electricidad, mediante un contrato a 25 años con cargos fijos de capacidad y cargos por energía. Con esta nueva planta de generación, que se añade a las otras siete centrales en las que Iberdrola genera electricidad bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE), se refuerza la relación estratégica entre Iberdrola y la CFE, quien es el mayor cliente de Iberdrola a nivel mundial. La tecnología que se instalará en la Central de Noroeste será de última generación en base a turbinas de gas modelo M501J del fabricante japonés Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS). Junto a la construcción de la planta, Iberdrola pondrá en marcha todas las instalaciones asociadas necesarias para su conexión al sistema eléctrico nacional, como son las líneas eléctricas o la subestación transformadora.

Comprometidos 2 mdd en inversión con primera subasta de largo plazo: ASOLMEX

La Asociación Mexicana de Energía Solar Fotovoltaica (ASOLMEX) se congratula por los resultados de la Primera Subasta de Largo Plazo de Energía llevada a cabo por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) celebrada el pasado 30 de marzo. En ella, se asig-naron 1,771 MW a un precio promedio de 45.15 dólares por MW-hora (MW/h). Con este resultado, equivalente a 4,019 GWh/a (74% de la energía eléctrica total subastada), se demuestra la confianza y la competitividad de la energía solar, derrumbando mitos creados alrededor de ella. Con una inversión de casi 2 mil millones de dólares, los proyectos de energía solar en esta subasta beneficiarán en una primera instancia a los estados de Aguascalientes, Baja California Sur, Coahuila, Guanajuato, Jalisco y Yucatán. Estos proyectos se suman a los 286 adicionales que ya se encuentran en etapa de desarrollo y que representan una capacidad instalada de más de 4 mil MW para el 2020. Con estos resultados se fincan las bases de una nueva industria solar en México, la cual impulsa las inversiones, empleos y cadenas de valor que generarán beneficios para nuestro país.

Un "piso parejo" para jugadores del sector energético: COMENER

Durante su Asamblea General Ordinaria del pasado 9 de marzo de 2016, el Consejo Mexicano de Energía (COMENER) cosideró que es necesario establecer y garantizar un "piso parejo" para la nueva industria mexicana de la energía y que la observación de las leyes y normas aplicables sea vigilada por instituciones imparciales, que impongan la justicia de manera general y expedita. Juan Acra, presidente y vocero del COMENER, subrayó que a los miembros del Consejo preocupa particularmente la transición de la industria estructurada monopólicamente, a la industria competitiva y dinámica que ahora tenemos la oportunidad histórica de construir. Acra reiteró la necesidad de diseñar políticas públicas y la normatividad que establezcan las condiciones, a veces de excepción, para el ingreso del sector privado en muchas ocasiones como nuevos jugadores a la libre competencia. Al hacerlo, será necesario contemplar la definición de programas de apoyo, leyes, reglamentos e incluso depositar claramente responsabilidades en las instituciones correspondientes.

Inaugura Unison Industries, filial de GE, nuevas instalaciones en su planta de La Angostura, Coah.

GE, a través de su filial *Unison Industries*, uno de los principales proveedores de accesorios y sistemas de control para motores de avión, anunció las nuevas instalaciones de su planta de manufactura localizada en el Parque Industrial La Angostura, al sur de Saltillo, lo que impactará de manera positiva en la generación de empleos en el país, y el posicionamiento de México a nivel mundial en este sector. El complejo de *Unison Industries* pasó de los 6 mil 500 metros cuadrados a contar con una superficie de 9 mil 700 metros cuadrados; el potencial a largo plazo se estima en 16 mil metros cuadrados. Con una inversión de más de 2 millones de dólares, el nuevo complejo conlleva un incremento de 30% en su plantilla laboral al pasar de 350 empleados a superar los 500 en el mediano plazo. Por otra parte, la posibilidad de atraer nuevas tecnologías y líneas de producción más sofisticadas, naturalmente brindará oportunidades de desarrollo al talento nacional. Unison Industries de Saltillo es una filial de Unison Industries LLC, firma que fue adquirida por GE en 2002 y se dedica al diseño, fabricación e integración de componentes y sistemas eléctricos y mecánicos para motores y fuselajes de aviones. Entre sus clientes principales se encuentran fabricantes de turbinas como Rolls Royce y Pratt & Whitney.

Dan a conocer a empresas ganadoras de Primera Subasta Eléctrica de Largo Plazo

La Secretaría de Energía dio a conocer el 30 de marzo de 2016 las once empresas ganadoras de la Primera Subasta Eléctrica de Largo Plazo. Después del proceso de subasta, **Enel Green Power** fue asignada con 2.25 millones de megawatts por hora (MW/h) con la misma cantidad de Certificados de Energías Limpias (CEL). **Vega Solar** recibió 740 MW/h, en tanto que **Jinko Solar** generará 502 mil MW/h. **Alarde Sociedad de Energía** consiguió 291,900 MW/h con el mismo número de CEL, mientras que **Envision Vive Energía** obtuvo 275,502 MW/h e igual monto de CEL. A **SunPower** le fue adjudicada una generación de 269 mil MW/h con 263 mil CEL, **Aldesa Energías Renovables** recibió 230 mil MW/h de generación y a **Canadian Solar** se le adjudicaron 140,970 MW/h con el mismo número de CEL. **Alter EnerSun** consiguió 54,974 MW/h con 53,477 CEL. **Thermion Energy** y **Acciona Energía México** también resultaron ganadoras de esta primera subasta, en la que el *Centro Nacional de Control de Energía* asignó un total de 5,385,72 gigawatts-hora de energía, monto que representa casi 85% de la oferta de compra de la Comisión Federal de Electricidad.

Inyectan 200 mdd a nueva petrolera mexicana Citla Energy

El brazo de inversión privada del Banco Mundial y el Fondo China México anunciaron una inyección de capital de 200 millones dólares en la recientemente creada petrolera mexicana Citla Energy. La Corporación Financiera Internacional (IFC) del Banco Mundial invertirá 60 millones de dólares y canalizará los otros 140 millones de dólares del Fondo China México (CMF) a través de su subsidiaria IFC Asset Management Company LLC (AMC). Citla Energy fue creada en 2015 por ACON Investments, una firma de inversión estadounidense que maneja fondos privados que invierten en Estados Unidos y América Latina. (Con información de la Agencia Reuters).

Lidera Aguascalientes en avance del Programa "Ahórrate una Luz"

Peñuelas, Aguascalientes.- El Secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell, resaltó que el avance del programa de sustitución de lámparas incandescentes por lámparas ahorradoras de energía, conocido como *"Ahórrate una Luz"*, en el estado de Aguascalientes, es de 90% de la meta. Durante gira de trabajo, el Secretario estimó que con la distribución de 40 millones de lámparas ahorradoras, la economía de las familias saldrá beneficiada con el ahorro en gasto de electricidad.

Por su parte, Enrique Ochoa Reza, titular de la CFE, reconoció el trabajo del FIDE y de Diconsa para la ejecución de este programa y destacó que con su implementación se evitará la emisión a la atmósfera de 1 millón 165 mil 533 toneladas de bióxido de carbono equivalente al año, lo cual es una importante contribución del país para combatir el cambio climático global. A través de este programa se entregarán 40 millones de lámparas a 8 millones de familias, con los siguientes beneficios energéticos, económicos y ambientales:

- Un ahorro de energía anual de 2,396 gigawatts/hora.
- Un ahorro en demanda de 938 megawatts.
- 2,721 millones de pesos anuales de ahorro en el gasto familiar.
- 6,321 millones de pesos anuales en eliminación de subsidios.
- Un diferimiento de inversiones en capacidad de generación de energía eléctrica por 8,435 millones de pesos.
- Se evitará la combustión de 1,510,490 barriles de petróleo al año.

Disrupción con valor agregado e innovación

Es una metodología que facilita la adopción de nuevas tecnologías.

Alvaro Alfonzo* y Fabiola Acosta**

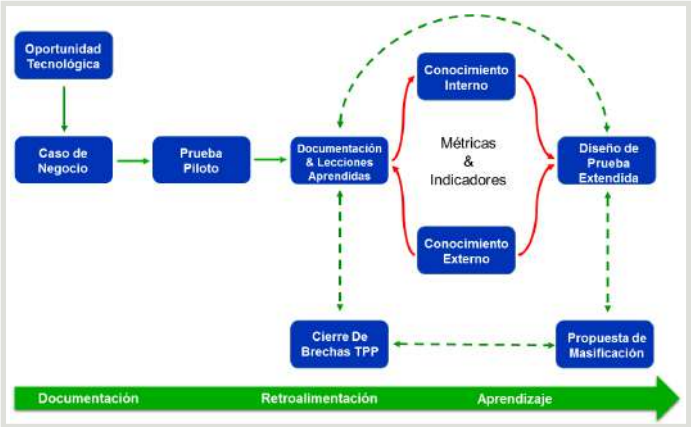
Los hidrocarburos seguirán siendo la fuente dominante que cubrirá la demanda de energía en el mundo para las próximas dos décadas. Esto se desprende de estimaciones realizadas por las principales compañías internacionales (IOCs) y nacionales (NOCs) del petróleo y por entidades gubernamentales como el Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos. En ese lapso de tiempo, gran parte de la producción petrolera se obtendrá de los yacimientos maduros, de los yacimientos de aceite pesado y extrapesado, de los yacimientos en aguas profundas y de los yacimientos no convencionales *(shale oil and gas).* Por lo mismo, en esta etapa la contribución de la investigación y desarrollo tecnológico a lo largo de la cadena productiva desde la exploración hasta los centros de procesamiento será determinante para la eficiencia y rentabilidad de la industria petrolera.

Actualmente, dado el escenario de bajos precios del crudo, la industria petrolera mundial se encuentra en una posición en la que se requiere una mayor introducción de las tecnologías comercialmente disponibles, maduras para la explotación optimizada y transformación de hidrocarburos. El secreto entonces está en la detección y masificación de estas tecnologías, puesto que ya están siendo aplicadas a nivel mundial por las distintas IOCs y NOCs.

Por lo tanto, el negocio del petróleo y gas dependerá de la aplicación efectiva de las tecnologías adecuadas para generar un valor adicional al menor costo de producción posible. La implementación efectiva de los procesos de planificación de la tecnología va a facilitar y garantizar un ciclo virtuoso de la innovación tecnológica y un alto impacto en el proceso de creación de valor para los activos.

Históricamente, el sector petrolero ha vivido ciclos de bajos y altos precios del crudo. Lo interesante es que en ambos ciclos tanto las IOCs como las NOCs innovan y se mantienen competitivos. Este hecho demuestra el alto conocimiento y la alta capacidad disruptiva del sector petrolero mundial. Esta capacidad disruptiva ha hecho posible que la industria petrolera sea sostenible y sustentable en el tiempo. Así, este comportamiento intra-emprendedor sirve de motor de la disrupción con valor agregado y por esta vía se crean y/o adoptan las tecnologías que la industria petrolera requiere.

Ahora bien, la creación de valor a través de la adopción oportuna de nuevas tecnologías, así como la disrupción tecnológica adaptada a cada realidad organizacional o geográfica se vuelven una pieza clave para sobrellevar este escenario austero. En ese sentido, la metodología **Disrupción con valor agregado** e innovación facilita estos procesos de innovación disruptiva y gestión tecnológica a través de la **imaginería,** siendo ésta una herramienta del proceso de planificación estratégica, ya que propicia una cultura intra-emprendedora que ayuda a las organizaciones a incrementar radicalmente su competitividad.



En ese sentido, el uso de la imaginación corporativa es vital y en esta metodología se conoce como imaginería, la cual se define como la suma de imaginación, creatividad e ingeniería para incorporar y generar tecnologías que agreguen valor. El uso de imaginería disruptiva ayuda a materializar servicios y productos orientados a transformar el desarrollo y el crecimiento económico. Esta metodología facilita a la organización mapear y adoptar tecnologías actuales o emergentes que permitan a los activos optimizar su operación y reducir costos para obtener mayor rentabilidad y mitigar el riesgo, volviéndolos más competitivos en el corto, mediano y largo plazo.

Esta metodología tiene como base medular los siguientes aspectos estratégicos para el escalamiento de tecnologías:

- **Medición de brechas:** Para definir la diferencia entre el negocio y las mejores prácticas del mercado, esa identificación de brechas requiere del desarrollo de estrategias específicas para cerrarlas, con la finalidad de que la organización alcance sus objetivos de competitividad y rentabilidad propuestos en el corto plazo. Al determinar las brechas, se requiere de focalización para atacar los objetivos urgentes que también impacten a la viabilidad del negocio.

*Experto en planificación tecnológica con más de 28 años de experiencia probada en el área (aalfonzo@frontender.com). **Analista en inteligencia tecnológica con más de 5 años de experiencia probada en el área (facosta@frontender.com).

- **Inteligencia y vigilancia tecnológica:** Son elementos clave para que un proceso de escalamiento tecnológico sea exitoso. La planificación y predicción del futuro tecnológico involucra actividades relativas a identificar aquellas tendencias y mejores prácticas que van a minimizar el riesgo y el impacto económico y mejorar la toma de decisiones en el escalamiento tecnológico, además de ayudar a cerrar brechas de conocimiento de forma más rápida a través de las lecciones aprendidas, mismas que ayudaran a aumentar el porcentaje de éxito al masificar una tecnología. El análisis de esta información es la base para la toma de decisiones y para la generación del portafolio de oportunidades tecnológicas, otro elemento clave del escalamiento de la tecnología.
- **Casos de negocios tecnológicos:** La innovación corporativa representa el caso base para la sustentabilidad del negocio. Los tipos de innovación, llámese incremental, radical o disruptiva, representan el medio para obtener la sustentabilidad en función del tiempo. Por lo tanto, las oportunidades deben ser medidas en términos económicos como cualquier otro proyecto del portafolio de negocios. El instrumento dinámico que permite validar a priori y durante la ejecución una oportunidad es el caso de negocio. Con este instrumento se puede documentar una oportunidad en términos de volumen a producir, riesgo, inversión y valor presente neto (VPN) estimado. Los casos de negocios tecnológicos ayudan a planificar la ejecución de un proyecto piloto previo al escalamiento y masificación, ya que permiten la compra de información para la mitigación del riesgo de la adopción de la tecnología.
- **Diseño y ejecución de proyectos piloto:** La ejecución de proyectos piloto típicamente ayudan a ahorrar entre 10% y 30% en recursos netos. Un proyecto piloto es un ensayo del proyecto en pequeña escala, a corto plazo, que ayuda a una organización a experimentar y aprender cómo podría funcionar un proyecto a gran escala. Una vez que el caso de negocios ha sido aprobado, se puede diseñar un proyecto piloto tecnológico, el cual va a comprender todas las actividades necesarias para para evaluar la efectividad del proceso de transferencia tecnología. El éxito de un proyecto piloto se traduce en un ciclo corto para el cierre de brechas competitivas en términos de mayor producción, reducción de costos, incremento de los factores de recobro y mejora de la excelencia operativa. El diseño de un proyecto piloto debe ser capaz de capturar los detalles más intrínsecos del proyecto a gran escala. La finalidad de diseñar un proyecto piloto es abordar problemas potenciales que no sería posible considerar sin una prueba piloto.
- **La prueba extendida y masificación:** Es la fase de transformación del conocimiento generado en mejores prácticas y lecciones aprendidas durante las pruebas piloto para simular un proyecto a mayor escala, repetible donde haya viabilidad técnica y económica, ya que se trata de generar un incremento significativo y medible de la producción o la reducción radical de costos. La transferencia de mejores prácticas y lecciones aprendidas ayudan a materializar el valor adicional de la tecnología adoptada e implantada en los activos. Este valor adicional se hace evidente en términos de mayor producción, mayor productividad y mayor reducción de costos.

- **Retroalimentación, documentación y lecciones aprendidas:** Mantener retroalimentado el proceso ayuda a la detección temprana de oportunidades de mejora, así como a una toma de decisiones eficaz con respecto al alcance del proyecto. Transferir y masificar tecnologías en la práctica es asegurar que el conocimiento *(know-how)* y el nivel de dominio pase de una compañía a otra, o de un usuario a otro. En otras palabras, se debe generar un ambiente de aprendizaje organizacional donde la organización pueda utilizar la tecnología y las lecciones aprendidas para crear sistemas de aprendizaje y toma de decisiones justo a tiempo que potencien y difundan el conocimiento. El concepto se basa en integrar e interoperacionalizar el conocimiento entre la tecnología, las personas y los procesos, para lograr un alto grado de competitividad y eficiencia dentro de las organizaciones.
- **Cierre de brechas TPP:** Las brechas de tecnologia, procesos y personas (TPP) representan un triángulo que cuanto más se acerque a ser equilátero, más competente es el activo en términos de rentabilidad y productividad. Bajo este enfoque sistémico se deben implementar acciones que cierren estas brechas de forma eficaz y acelerada, apalancadas en las mejores prácticas y lecciones aprendidas y documentadas durante la prueba piloto, para lograr un efecto dominó organizacional en el corto plazo.

Este enfoque metodológico apoya a reducir el tiempo de evaluación e implantación de nuevas tecnologías y a hacer sinergia con las tecnologias desarrolladas e implementadas comercialmente para cerrar las brechas de conocimiento de forma eficaz y de igual forma mejorar los indicadores de negocio en el corto y mediano plazo.

El camello

Oscar Scolari R.*

Hablemos bien de nuestro camello. Hablemos bien de México.

Me entristece aquel chiste de los cangrejos, donde hay tres cubetas, una con cangrejos alemanes adentro, otro con cangrejos americanos y el último con cangrejos mexicanos. Los cangrejos alemanes hacen una pirámide, los americanos se suben unos sobre los hombros de los otros y van saliendo todos, uno por uno. Pero los cangrejos mexicanos no logran ponerse de acuerdo y cuando cada uno intenta salir por sí solo, los que quedan abajo jalan de regreso a los que van subiendo, de tal forma que ninguno sale adelante. Es una triste, pero real, metáfora de lo que nos hacemos en México.

Los mexicanos también acostumbramos hablar mal de nuestro país, lo cual me recuerda el chiste, donde un árabe recrimina a otro por haberle vendido muy caro un camello del cual había contado maravillas, pero que resultó flojo y sucio. El vendedor aconseja: Nunca vas a vender bien el camello, si hablas mal de él.

Veo y leo a diario como publican noticias amarillistas en contra de toda acción que toma el Gobierno Federal. Sin embargo, rara vez las notas habla bien de lo que sucede en nuestro país. Como dijo Rafael Miranda, al conmemorar el cumpleaños 80 del escritor Mario Vargas Llosa, la materia prima de los medios de comunicación no es lo positivo y constructivo, sino lo negativo y lo decadente; los medios y sus audiencias, como los buitres, se alimentan de carroña.

Sin duda tenemos muchos problemas y algunos muy graves, pero no ver y reconocer lo positivo que se ha logrado en el país y los avances que sí hemos tenido, hace que se demeriten los logros y se exalten los defectos, provocando un efecto destructivo en la sociedad mexicana.

Los partidos políticos son una fuente riquísima e inagotable de escusas, pretextos y nula intención de mejorar el país, solo poner trabas y hacer ver mal al otro con el único afán de alzarse con el poder y control económico de Mexico. El “ellos contra nosotros” es utilizado hasta el cansancio y sin cuartel, y veo con horror que hay quienes aún lo creen. Debemos ser más generosos y aplaudir lo que sí se ha logrado.

Se ha hecho una Reforma Educativa que tiene una repercusión importantísima en el futuro de la juventud mexicana. Mejorar la calidad de la educación y obligar a que los maestros deban seguir capacitándose a lo largo de su carrera, es indiscutible. Todos tenemos que seguir aprendiendo en nuestras profesiones para lograr avanzar y aspirar a mejores puestos y ser mejor remunerados. No debe permitirse que un gremio sea incuestionable e inauditable, y si algunos que conforman el gremio no tienen esta vocación, que busquen trabajo por otro lado.

También se hizo una Reforma Hacendaria que ha resonado profundamente en todos los causantes, menores y mayores. Tenemos a los empresarios (gremio del cual formo parte) quejándose de la alta carga fiscal, de la incongruencia de cómo se aplican las tasas impositivas, de la falta de estímulos a la inversión productiva, etc. No obstante, somos unos de los países con menores tasas impositivas en América y menos, obviamente, que muchos países europeos que ven tasas arriba del 60% y hasta el 70%. Falta afinar objetivos, pero es indiscutible que son pasos en el sentido co-

*Director general de Rengen Energy Solutions.

rrecto. Menos subsidios, menos grupos con tarifas preferenciales y/o excepciones, más transparencia y a tasas parejas.

La Reforma Energética, glorificada, satanizada y cacareada, es la reforma insignia de esta administración. Los partidos políticos se quejan de ella, pero fallan al no proponer alternativas acordes al interés de los mexicanos. Saben los problemas financieros que se vienen arrastrando de sexenios anteriores y los subsidios otorgados a algunos grupos. Parece ser que llegó la hora de pagar la cuenta. A un precio de venta de 100 dólares el barril de petróleo se permiten muchos proyectos, inversiones y hasta errores, pero a 28 dólares por barril no se permite nada. Este precio está por debajo del costo de operar muchos campos mexicanos.

Dentro de la misma Reforma Energética se reestructura el sector eléctrico de forma tan radical que rivaliza con la apertura del sector eléctrico en los Estados Unidos. Han bajado las tarifas de energía, cosa que no se veía desde… ¡nunca! Y empieza a haber una competencia de tarifas entre la CFE y los generadores privados, y el único ganador de esta competencia es México.

México es el único país latinoamericano que está creciendo y a una tasa nada despreciable del 2.7% anual. Brasil, que formó parte de los famosos BRIC´s tiene tasa negativa, al igual que Argentina y Venezuela, éstas últimas con menos 6% en 2016. Estados Unidos crece al 2.5%, Europa 1.2% en promedio. España, Italia, Grecia y Francia lo hacen a un ritmo mucho menor, incluso negativa, también Rusia, pese a sus recursos naturales casi inagotables.

China desacelera y las materias primas que compraba con voracidad en los mercados internacionales han caído estrepitosamente. El barril de petróleo está en niveles no vistos desde hace 20 años, las bolsas de valores estancadas, el desempleo creciendo, etc. El euro se ha devaluado más del 26% en 3 años, el real y el rublo casi al 100%. Hay un entorno global complicado y grave, y no obstante México crece.

¿Qué nos pasa a los mexicanos? ¿No sabemos o no podemos ver lo positivo que sucede en nuestro país? Ahora vienen los chistes, para lo cual somos únicos. Hablaban de detener al Chapo Guzmán. Ya que se detuvo, ahora se decía que lo importante era detener la caída del peso. Ya que se estabilizó, veremos ahora cuál es la crítica destructiva de la semana.

¿Vender el avión de la Presidencia? ¿Parar el nuevo aeropuerto de la Cd. de México como se hizo en el sexenio de Fox y privar a cientos de familias de una fuente de trabajo bien remunerada y digna? ¿Prohibir la construcción de un campo de golf en Tepoztlán y negar empleo a los ejidatarios? ¿Prohibir la ampliación del puerto de Lázaro Cárdenas, para hacer más difícil el comercio internacional? Estas actitudes negativas reducen las oportunidades de crecimiento y bienestar para todos los mexicanos.

Hoy podemos acceder a créditos inmobiliarios que permiten a nuestros hijos comprar su primer hogar con plazos de 10, 15 y hasta 20 años. Antes y no hace mucho, esas opciones no existían, teníamos que ahorrar, pedir prestado a familiares y amigos y así pagar la casa al contado. La inflación y las tasas de interés son las más bajas en muchas décadas.

México está en los primeros lugares de exportación de automóviles y autopartes, refrigeradores, televisiones, electrodomésticos, cemento, acero, componentes aeroespaciales, carne. También de agrícolas y materias primas como cobre, plata, hierro y madera. El New York Times nombra a la Ciudad de México como la ciudad número UNO a visitar en el 2016. Se incrementó 17% el turismo hacia México en 2015. Tenemos una Inversión Extranjera Directa (IED) robusta, la más alta en América Latina, y menor desempleo que en muchos otros países.

Pero de esto no hablamos. Sí hablamos y mucho de los capos y de la inseguridad, de las artistas asociadas al narco, cantamos narcocorridos y hacemos telenovelas de ellos. Sin olvidar mencionar las matanzas y extorsiones en Acapulco, Ciudad Juárez, Ayotzinapa y de otros lugares más, hechos que nos llenan de vergüenza e indignación y publicidad con la que también nos ayudó el Papa, quien logró ponernos en los titulares de los principales diarios del mundo. Pero nadie habla de un pueblo con valores familiares y morales y de tantas cosas positivas más.

Una relación clave se ha invertido: son más los mexicanos que regresan de Estados Unidos que los que se van. Este dato no se difunde y me temo que la barda que quiere construir el señor Trump sería inútil. Él y algunos medios de comunicación no descansan en generar mala imagen a nivel internacional de nuestro México, pero es Estados Unidos el país con el mayor consumo de drogas, mayor exportación de armas, y con matanzas no entre cárteles, sino en escuelas.

¡Claro que debemos criticar fuerte! Pero también actuar y trabajar, participar y apoyar, elaborar y presentar opciones y soluciones viables para enfrentar la corrupción, el narcotráfico y la pobreza. Debemos buscar el ciclo virtuoso y no destructivo en nuestros comentarios y opiniones. Hablemos bien de nuestro camello para lograr posicionarnos mejor cada día y trabajemos, cada quien en sus ámbitos, para hacer un país más exitoso, seguro y equitativo. Hablemos bien de México.

carso

INFRAESTRUCTURA Y CONSTRUCCION M.R.

SIEMPRE TERMINAMOS
lo que empezamos

carsoinfraestructura.com

Sectores Estratégicos

agua · edificación · industria · hidrocarburos y energía · infraestructura · telecomunicaciones

¿Qué hacer con las empresas estatales?

Tendremos que blindarlas o desaparecerán.

Alvaro Ríos Roca*

Recientemente se han destapado nuevos y variados escándalos de corrupción y de ineficiencias en varias de las empresas estatales de hidrocarburos de Latinoamérica. Aunado al caso de Petrobras, la empresa abanderada de la región, por todo lo que vamos informándonos día a día se suman pruebas y denuncias de casos mayores o menores de corrupción e ineficiencias en Petróleos de Venezuela (Pdvsa), Pemex, Ancap de Uruguay, Ecopetrol de Colombia, YPFB de Bolivia y en casi todas las demás estatales regionales. Lo anterior debe hacernos reflexionar una vez más sobre cual el destino que estamos forjando en el largo plazo para estas empresas.

Hemos observado diversos procesos de privatización y nacionalización en las pasadas décadas en toda la región. Los procesos de privatización, con tendencia a desaparecer las empresas, se han dado generalmente porque las empresas ya no podían más sostenerse por gestiones corporativas y administrativas totalmente ineficientes, politizadas y también por una muy fuerte dosis de corrupción.

Nos adherimos al sentimiento que existe en toda la región a mantener nuestras estatales y la decisión de hacerlo es algo soberano de cada país. Empero, si se decide mantenerlas es para que se fortalezcan y se conviertan en pilares estratégicos de largo plazo para nuestros países y debemos imprescindiblemente blindarlas del poder político de turno.

La historia se repite en nuestra región y un gran número de gobiernos a través de los últimos cien años han utilizado a estas empresas para: 1) Fuente de empleo para allegados políticos y parentela, 2) Hacerlas subsidiar y ganar votos vía populismo, 3) Forzarlas a invertir en proyectos poco o nada rentables y visibles en un afán electoralista; 4) Objeto de recaudación para mantener la maquinaria política de los gobiernos de turno (léase Petrobras y Pemex en particular), 5) etcétera.

Lo anterior las torna en empresas no competitivas, las deja sin gobierno corporativo, sin gestión, sin tecnología y con magros resultados a la postre. Las arcas del Estado deben ir luego a socorrerlas y/o se las debe privatizar o vender, las mas de las veces a precio de gallina muerta. En este derrotero camina Petrobras vendiendo y privatizando gran parte de sus activos y en breve lo tendrá que hacer Pdvsa. Eso no queremos los latinoamericanos que suceda con nuestras empresas estatales. Institucionalizarlas y blindarlas del poder político de turno es el camino que demandamos.

Blindadas y dejarlas actuar en forma corporativa, competitiva e independiente trae un alto valor para los países. 1) Pueden romper acuerdos de control de precios y mercado que muchas veces pacta el sector privado. 2) Pueden estudiar proyectos estratégicos para el país y apoyar en decisiones a muy frágiles ministerios de Energía, 3) Pueden participar en proyectos que se consideren estratégicos y rentables y allí donde los privados no deseen participar, 4) Pueden generar utilidades que se queden en los países, 5) etcétera.

¿Cómo blindarlas? En primer lugar los consejos de administración deben estar compuestos por miembros estatales (ministerios, regiones productoras, etc.) y también independientes (colegios de ingenieros, de economistas, etc.) y los requisitos profesionales y responsabilidades claramente establecidos para su contratación y nombramiento. Mejores resultados se observan cuando los independientes son mayoría en los consejos.

El consejo, a su vez, debe elegir al presidente o director general de la empresa y encargar una terna a una empresa cazatalentos o de recursos humanos con los requisitos claramente establecidos. Es decir, otorgarle un gobierno corporativo que no responda a los designios y caprichos del poder político de turno.

Tampoco deben tener características sociales (no se las puede hacer subsidiar) y su contribución al Estado debe ser a través del pago de dividendos e impuestos. No deben pedir permiso a los gobiernos de turno para comprar, vender, asociarse y/o participar en los negocios (asociarse en las diferentes actividades al capital privado e internacional es también un tipo de blindaje). Estas son tareas de los consejeros y directivos, no del poder político de turno.

Se las debe sacar de las amarras del Estado en cuanto a contrataciones y procesos de adquisiciones, fusiones o asociaciones, para que se tornen competitivas y dinámicas. Se las debe estructurar de manera que pueda levantar capital nacional e internacional (esto también es un tipo de blindaje). Se debe dejar que las empresas, en función de sus objetivos, logros y competitividad de mercado, remuneren los salarios de su planta directiva, gerencial, profesional y técnica.

Hay mucho más, pero el espacio es insuficiente. Resumiendo, las empresas que sigan este norte tendrán larga y exitosa vida y serán estratégicas. Las que no lo hagan, muy probablemente correrán a los ministerios y secretarías del Estado a pedir recursos y o serán privatizadas en su totalidad o por partes (véase Petrobras) tarde o temprano, situación que nadie quiere. Los ejemplos exitosos internacionales de blindaje del poder político se conocen y hay que aplicarlos.

* *Actual Socio Director de Gas Energy Latín América y Drillinginfo.*

Más que leer, compartir
Únete a la conversación de los expertos

Blog
Impulsando lo extraordinario

Un espacio donde presentamos casos aplicados a la industria mexicana que demuestran nuestro compromiso con las empresas y el progreso de México, acompañados de la visión de nuestros especialistas, actores de la industria y líderes de opinión.

Ingresa a ***110.pwc.mx***
y forma parte de la conversación

Comparte las 110 de PwC con el *#110PwCMx*

En PwC México somos líderes responsables, comprometidos con la comunidad, el cuidado del medio ambiente y nuestra gente, quien vive la diversidad e inclusión como parte de la cultura de PwC.

© 2016 PricewaterhouseCoopers, S.C.
Todos los derechos reservados.

pwc

110 años
Impulsando lo
extraordinario

¿Preparado para la nueva energía?
Con más de 150 años de experiencia en el sector energético, Iberdrola es hoy líder mundial en energía eólica y el primer productor privado de electricidad en México.
Contáctanos y te proporcionaremos un asesoramiento personalizado para garantizarte las soluciones energéticas más eficientes para tu negocio.
www.iberdrolamex.com
mx.comercial@iberdrola.com
Tel.: (55) 8503 46 00
IBERDROLA
Queremos ser tu energía