Año 11 - Edición No. 68 - mayo/junio de 2015 México, D.F. $40.00 m.n.

ISSN 2007-6096

Edición Especial
Congreso Mexicano del Petróleo
Guadalajara, Jal. Junio 2015

energía a debate

Una revista escrita por expertos del sector energético

Reformas y avances en exploración y producción

- **Se implementa la Reforma**
  Guillermo Pineda
- **Mejoras en contrataciones**
  José Pablo Rinkenbach
- **Repotenciar el talento petrolero**
  Luis Vielma
- **"Generamos el padrón para sísmica"**
  Entrevista con **Juan Carlos Zepeda**
  Presidente de la **Comisión Nacional de Hidrocarburos**

Ing. Gustavo Hernández García, director general de **PEP**

Operamos con un mandato de generación de valor

ENERGIA A DEBATE

www.pwc.com/mx

Es la experiencia…
Un verdadero aliado estratégico para la Industria de Energía

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

Más información en: pwc.com/mx/reforma-energetica

Contactos:

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

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

Síguenos:

pwc.mx *PwC México* *@PwC_Mexico* *PwC México* *PwCMx* *Busca nuestra App para iPad "PwC México"*

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

© 2015 PricewaterhouseCoopers S.C. Todos los derechos reservados.

19,315

días de innovación pionera.

Sistemas de producción de OneSubsea: más de 50 años de innovación en árboles submarinos

Desde 1961, año en que alcanza la innovación tecnológica con el primer árbol submarino del mundo, OneSubsea® cuenta con un historial inigualable de desarrollo de tecnología revolucionaria: el primer árbol submarino, el primer árbol horizontal (SpoolTree™), el primer árbol submarino de 15,000 psi y el primer y único sistema de producción submarino completamente eléctrico.

Seguimos innovando y estamos liderando el camino hacia nuevos límites: presiones más altas, temperaturas más altas y aguas más profundas. Proporcionamos a nuestros clientes soluciones avanzadas que aumentan el recobro, así como operaciones más seguras y confiables, riesgo reducido, mejor rentabilidad, y producción optimizada. **Visite www.onesubsea.com/innovacionpionera**

A001811GSS

OneSubsea
A Cameron & Schlumberger Company

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"

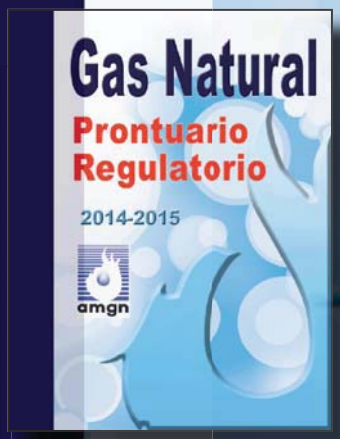
TEMARIO:

- 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

energía a debate
Una revista escrita por expertos del sector energético

Año 11 Edición No.68 mayo/junio de 2015.
México, D.F.

DIRECTOR GENERAL
David Shields Campbell
GERENTE GENERAL
José Mario Hernández López
GERENTE DE RELACIONES PÚBLICAS
Ing. Alfredo Rangel Islas
rangel_energiaadebate@yahoo.com.mx
COORDINADOR DE PROYECTOS
Ulises Juárez

U.S. ADVERTISING:
Dr. George Baker.
P. O. Box 271506
Houston TX 77277-1506
g.baker@energia.com

DISTRIBUCIÓN: Héctor González B.
DISEÑO: Concepción Santamarina E.
SITIO INTERNET: Eduardo Lang
ADMINISTRACIÓN: C.P. Adrián Avila

Circulación certificada por
LLOYD INTERNATIONAL
Miembro activo de
PRENSA UNIDA, A. C.
www.prensaunida.org

www.energiaadebate.com

INFORMACIÓN SOBRE PUBLICIDAD Y SUSCRIPCIONES AL CORREO ELECTRÓNICO:
energia_adebate@yahoo.com.mx
mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx
Y A LOS TELÉFONOS:
5592-2702 y 5703-1484

REVISTA ENERGÍA A DEBATE. Año 11 Edición Especial No. 68 mayo/junio de 2015. Es una publicación bimestral editada por Mundi Comunicaciones, S. A. de C.V. Sadi Carnot No. 35-21A Col. San Rafael C.P. 06470 Delegación Cuauhtémoc. Tels: 55 92 27 02 y 57 03 14 84. www.energiaadebate.com; mundi.comunicaciones@yahoo.com.mx. Editor responsable: José Mario Hernández López. Reservas de Derechos al Uso Exclusivo No. 04-2013-011710160400-102. ISSN 2007-6092. Licitud de Título14315. Licitud de Contenido No. 11888, ambos otorgados por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación. Permiso SEPOMEX No. PP09-1629. Impresa por Talleres Lara, Lourdes No. 87 Col. Zacahuitzco Deleg. Benito Juárez C.P. 03550. Este número se terminó de imprimir el 30 de abril, con un tiraje de 12,100 ejemplares. Las opiniones expresadas por los autores no necesariamente reflejan la postura del editor de la publicación. No se permite la reproducción total o parcial de los contenidos de la publicación sino bajo previa autorización del editor responsable.

Editorial

¿La Reforma como panacea?

El shock petrolero –ese fenómeno que ocurre cada 6 u 8 años debido a un ajuste en los mercados globales– pega esta vez con singular fuerza a las regiones productoras del país, al presupuesto de Pemex y a las finanzas públicas. Esto sucede precisamente cuando debió ocurrir lo contrario, cuando debió despegar la Reforma Energética y atraer grandes inversiones a toda la industria energética del país, pero sobre todo a la petrolera.

En ciudades como Villahermosa, Carmen y Poza Rica, Pemex aplica recortes forzados en sus proyectos. Esto ha generado muchos miles de despidos en las compañías contratistas y de outsourcing*. De hecho, se ha reducido a cero la contratación de* outsourcing *y de asistencias técnicas por parte de Pemex. El representante de una cámara industrial en Ciudad del Carmen habló de 10 mil despidos que potencialmente podrían aumentar a 60 mil sólo en esa comunidad. "La ciudad está en estado de* shock*", dijo.*

Pese a todo, la Reforma Energética sigue su camino, que incluye la adjudicación de los primeros contratos de producción compartida de la Ronda Uno en la segunda mitad de este año. Se argumenta en círculos oficiales –¿será verdad?– que los costos de producción en México, sobre todo en aguas someras, son muy bajos y, por lo tanto, ofrecen rentabilidad a precios de 50 dólares por barril o menos. También se postula que se trata de "un desajuste temporal" en los mercados y que el personal especializado que hoy se despide, podrá ser contratado en mejores condiciones por las nuevas empresas que lleguen al país gracias a la Reforma. Hay, pues, un reacomodo de los actores en materia productiva.

Es difícil creer que todo sea tan sencillo. Los saudíes –instigadores de esta crisis al decidir hundir los precios del petróleo para defender su participación de mercado– no parecen muy dispuestos a dar marcha atrás en su política de inundar el mercado y sacar a los productores con mayores costos. La realidad es que hay muchos ofertantes reales y potenciales de petróleo en el mundo hoy día, sobre todo con el advenimiento de los shales *que duplicó la producción de petróleo Estados Unidos. Y por desgracia, el petróleo y el gas baratos perpetúan un modelo energético global basado en los fósiles, que por razones del calentamiento global –que son razones de supervivencia humana– nos convendría dejar atrás.*

Nos quedamos en espera de ver cómo avanza la Ronda Uno. Aún sigue viva la esperanza de que lleguen cuantiosas inversiones al país por parte de nuevos jugadores que podrán borrar la huella de los despidos recientes, al requerir recursos humanos de alta especialidad dentro de un sector que tiene un enorme potencial de crecimiento. Al menos, ésa es la teoría.

Los retos del futuro obligarán a preparar a una nueva generación de geocientíficos mexicanos con una mejor educación que permita enfrentar tiempos nuevos, difíciles y de cambio continuo, en los que la interacción entre tecnología y conocimientos especializados definirán el éxito de la industria petrolera.

David Shields.

Todos los análisis y puntos de vista expresados en esta revista son responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan la opinión de las instituciones, asociaciones o empresas a las que pertenecen.

MIRECWEEK

MAY 18-22 2015 | CAMINO REAL POLANCO, MEXICO CITY

Key Industry Partner:

ANES® Asociación Nacional de Energía Solar

EVOLVE YOUR OPPORTUNITY IN MEXICO'S NEW ENERGY ERA

NEXT STEPS FOR THE NEW MARKET

SENIOR LEVEL SPEAKERS

1000+ ATTENDEES

106 SPEAKERS

77 EXHIBITORS 3 DAYS OF EXPO

4 DAYS OF CONTENT

CLEAN OPPORTUNITIES
Monday, 18 May 2015

CLEAN INVESTMENT
Tuesday, 19 May 2015

CLEAN INNOVATION
Wednesday, 20 May 2015

CLEAN FUTURE
Thursday, 21 May 2015

CÉSAR EMILIANO HERNÁNDEZ OCHOA
Undersecretary of Electricity
SECRETARÍA DE ENERGÍA (SENER)

JOSÉ PABLO FERNÁNDEZ VELASCO
CEO
GRUPO DRAGÓN

DR. ALEJANDRO PERAZA GARCIA
Director of Electricity and Renewable Energy
CRE

ALVARO PORTELLANO
Head of Local Regulatory Affairs
IBERDROLA RENEWABLES

ALBERTO VALDÉS
President
ANES

FERNANDO ARRIAGA
CEO
GRANITE CHIEF

ANTONIO LÓPEZ-PUERTA HERNÁNDEZ
CEO
IUSASOL

SAURABH ANAND
Director
DENHAM CAPITAL

mirecweek.com

Key industry partner: ANES®

Co-Sponsor: IUSASOL

Principal sponsor: JA SOLAR

Gold sponsors: BayWa r.e. renewable energy; Jema; JinKO Solar; SunEdison®

Silver sponsors: Ingeteam; First Solar; Power Electronics; Trinasolar

Workshop sponsor: Andrews Kurth LLP

PR Partner: zumma rg+c.

Media partner: energía a debate

Register today with promotional code ED10 and receive 10% off the advertised price

Contenido

Se implementa la Reforma Energética, pese a tiempos inciertos.
GUILLERMO PINEDA... 10

Hacia una nueva era de contratación en Pemex.
JOSÉ PABLO RINKENBACH LIZÁRRAGA... 19

Con la Reforma, Pemex tendrá que competir y ganar.
ENTREVISTA AL ING. GUSTAVO HERNÁNDEZ.. 26

Urge repotenciar el talento en el sector energético.
LUIS VIELMA LOBO... 34

La Reforma y el modelo económico.
RAMSES PECH RAZO... 38

Crea la CNH un padrón de compañías de sísmica.
ENTREVISTA A JUAN CARLOS ZEPEDA... 42

Testimonioteca, una ventana ciudadana de acceso a información pública.
ARTURO PEÑALOZA SÁNCHEZ.... 48

El éxito de la Reforma se medirá en kilómetros
DAVID SHIELDS... 58

Diversificación energética en la generación de electricidad.
GERARDO BAZÁN NAVARRETE, GILBERTO ORTÍZ MUÑIZ Y JESÚS CUEVAS SALGADO... 72

Ciclos en la jurisprudencia petrolera mexicana.
GEORGE BAKER... 80

NOC'S: desaparecerlas o blindarlas.
ALVARO RÍOS ROCA... 98

Border Energy Forum

XXII

United States · Mexico

SAN DIEGO, CALIFORNIA

energy and the environment – good border business

OCTOBER / OCTUBRE

14-16

2015

energia y el medio ambiente – un gran negocio para la frontera

borderenergyforum.org

@border_energy

Texas General Land Office
George P. Bush, Commissioner

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

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

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

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

Para compartir nuestra visión, visite
www.wecreatechemistry.com/packaging

BASF
We create chemistry

Se implementa la Reforma Energética, pese a tiempos inciertos

La baja de los precios del petróleo crea condiciones difíciles, pero la economía nacional cuenta con fortalezas que le permitirá capear la tormenta.

Guillermo Pineda*

En una reunión que tuve en enero, le pregunté al presidente y fundador de una compañía de exploración y producción de petróleo, cuál era su punto de vista sobre la baja del precio del petróleo que se viene dando desde julio 2014, a lo que él me contestó "estamos evaluando las diferentes alternativas y estrategias para ser más eficientes, reducir nuestros costos para ser más productivos y continuar en esta industria por muchos años más".

Si todos los involucrados en este sector trabajamos con el mismo entusiasmo y optimismo, el sector energía seguirá creciendo, generando más experiencia y tecnología que la desarrollada en los años de bonanza de Cantarell a principios de los años 2000.

Definitivamente, la baja del precio del petróleo nos cambió el panorama optimista y triunfante del cumplimiento en tiempo y forma de los compromisos establecidos en la Reforma Energética aprobada en diciembre de 2013 y que en algunos casos se lograron de manera anticipada, como fue el resultado de la Ronda Cero.

El precio del petróleo se redujo a menos de 50% desde junio 2014; el tipo de cambio se incrementó alrededor de 16%, de 13.3 a 15.4 pesos por dólar, por el crecimiento que ha tenido la economía de los Estados Unidos y por la debilidad en Europa, presionada por la falta de soluciones viables por el endeudamiento de Grecia que ofrezcan un acuerdo honesto y creíble sobre el pago de su deuda. Por otro lado, la posibilidad de que el gobierno de los Estados Unidos incremente las tasas de intereses afectará directamente a la deuda de nuestro país y de las empresas mexicanas, lo cual generará presión sobre la economía nacional y en el tipo de cambio.

Todos estos factores se están dando de manera simultánea y, aunque seamos optimistas, sí nos tienen que preocupar. Sin embargo, así como estamos conscientes de los aspectos difíciles, debemos ver también otros elementos que nos pueden ayudar a mitigar los impactos críticos de la coyuntura actual, entre ellos algunos que debemos evaluar (aunque no los podamos resolver), como son las principales causas que generan la baja del precio del petróleo y que se mencionan a continuación:

- La mayor producción de hidrocarburos convencionales en Arabia Saudita, Rusia, China, Iraq y Colombia.
- El acuerdo de los países miembros del OPEP, que decidieron no reducir su producción de petróleo.
- El incremento de la producción de petróleo y gas de lutitas en los Estados Unidos, la cual se incrementó a más de 35% de 2009 a 2013.
- Los efectos de los factores geopolíticos, como son la primavera árabe y los conflictos de Rusia, Ucrania, Siria y otros países de Medio Oriente. Asimismo, las alternativas de solución de los conflictos que se están dando en algunos países como Irak, lo que permitirá incrementar su producción de petróleo.
- La disminución de la demanda de petróleo, por la baja actividad económica y la desaceleración de las economías de China, India y del resto del bloque asiático.

Así como vemos los aspectos preocupantes, también debemos tomar en consideración los aspectos económicos, financieros, sociales, geopolíticos que se han venido desarrollando y fortaleciendo en México, hasta lograr una sólida estructura económica a través de las siguientes acciones.

La Reforma Energética, detonador de la economía nacional

1. Las reformas estructurales que se aprobaron, principalmente las relativas a Telecomunicaciones y Energía, serán los detonadores de la economía, principalmente ahora por permitir la participación de los inversionistas privados. En el sector de energía, estos recursos económicos serán inversiones para infraestructura, desarrollo de talento y tecnología, así como los bonos de entrada a los procesos de licitación a la Ronda Uno y las inversiones que se comprometan en el proceso de migración de los contratos de servicios (CIEPS) a los contratos de riesgo de producción compartida.

   De no haberse aprobado la Reforma, estas inversiones se

• *Socio Líder, Sector Energía PwC México (guillermo.pineda@mx.pwc.com)*

podrían haber suspendido y detenido el desarrollo del país o, en su caso, se hubiera interrumpido la exploración y producción de petróleo, o se hubiera continuado financiando la industria petrolera a través de mayor deuda o más impuestos.

2. México es un país petrolero al igual que nuestros vecinos de la región de América del Norte. Canadá, Estados Unidos y México cuentan con importantes reservas 1P (probadas) y producción de petróleo.

País	Reservas 1P MMB	Rank reservas	Participación producción mundial	Rank producción
US	44	10	10.8%	3
Canadá	175	3	4.7%	5
México	11	18	3.4%	10
Norteamérica			18.9%	
Venezuela	298	1	3.3%	11
Otros			5.8%	
Centro y Sudamérica			9.1%	
Rusia	93	8	12.9%	2
Otros			7.3%	
Europa			20.2%	
Arabia Saudita	266	2	13.1%	1
Irán	157	4	4.0%	6
Emiratos Árabes	98	7	4.0%	7
Iraq	150	5	3.7%	8
Kuwait	102	6	3.7%	9
Otros			3.7	
Oriente Medio			32.2%	
África			10.1%	
China	18	14	5.0%	4
Otros			4.5%	
Asia			9.5%	

BP Statistical Review of World Energy June 2014
http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/review-by-energy-type/oil/oil-production.html

3. El sector de la energía demanda inversiones significativas que benefician a las localidades donde se desarrollan las actividades operativas, como la zona del Golfo de México. El Plan Nacional de Infraestructura para 2014-2018 contempla obras por 578 mil 947 millones de dólares, con los cuales habrá más oportunidades de atraer inversiones productivas y generar empleos. En este Plan se habían considerado: 133 proyectos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con un presupuesto de inversión de 39,920 mdd y 129 proyectos de Pemex con un presupuesto de inversión de 253,155 mdd; de los cuales, 28,000 millones corresponden a la operación normal para el año 2014, creciendo en mil millones cada año hasta llegar a los 31,300 millones en 2017, con beneficios económicos para los seis estados del Golfo de México: Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco, Veracruz y Tamaulipas.

Es importante no perder de vista que en febrero pasado ya se comunicaron los ajustes al presupuesto de gastos e inversiones, en una reducción de 124 mil millones de pesos, 0.7% del PIB, distribuidos de la siguiente forma: 62 mil millones a Pemex, 10 mil millones a CFE y 52 mil al gasto corriente.

En la Ronda Uno se licitarán en total 169 bloques: 108 de exploración y 60 de producción, para lo cual se anunciaron expectativas de compromisos por inversión: 44 mil millones de dólares por los procesos de la migración de contratos y 33 mil millones por los bonos de participación en las asociaciones estratégicas con otras petroleras, que beneficiarán principalmente a los estados del Golfo antes mencionados. Estos compromisos son de los inversionistas privados y en algunos casos del gobierno de México, por la participación de Pemex como un competidor sin privilegio alguno.

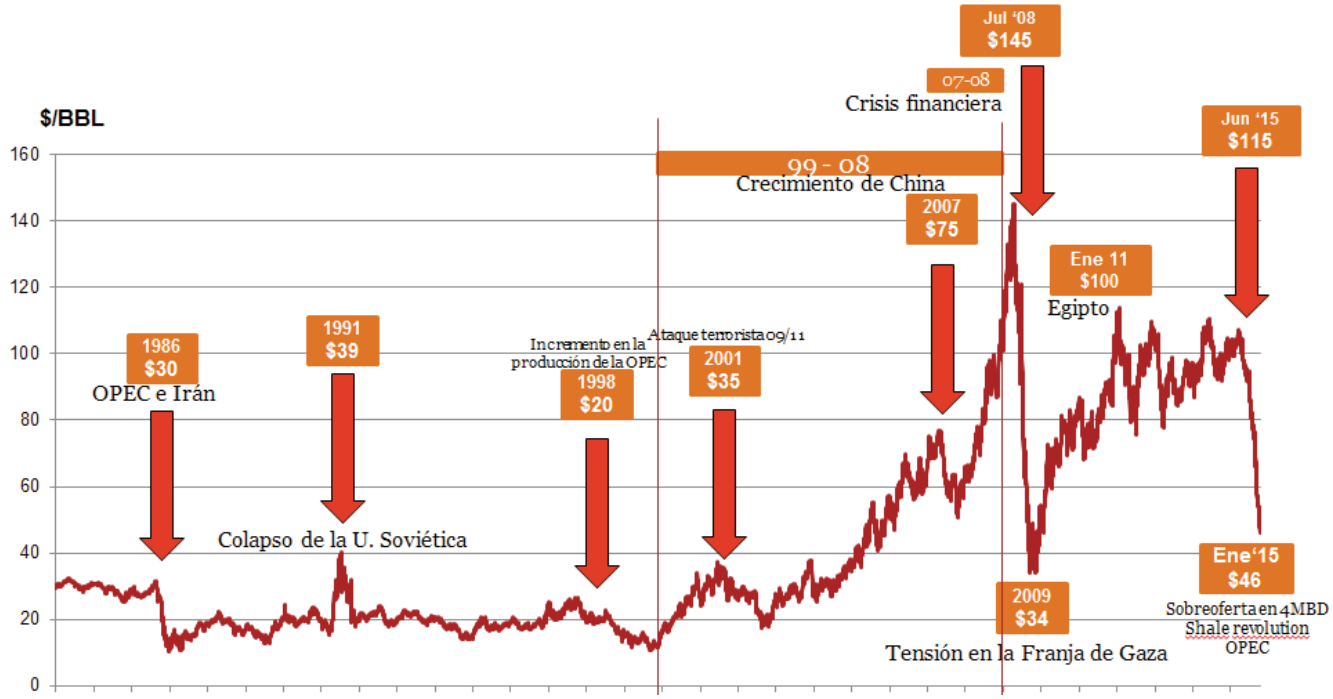
En relación con el sector de la electricidad, ha habido compromisos de inversiones pequeñas y medianas para desarrollar parques eólicos, fotovoltaicos, minihidroeléctricas o procesos de cogeneración y geotermia, proyectos que se incrementarán cuando se aprueben, se emitan y se implementen las reglas del mercado eléctrico.

Se ha establecido que, con motivo de la Reforma Energética, la CFE es ahora una empresa de energía, incrementando sus actividades de compra-venta y transportación de gas natural, para lo cual, en coordinación con el marco de la Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural 2013, el Estado mexicano promueve la construcción de nuevos proyectos equivalentes a 34% del Sistema Nacional de Gasoductos, con una nueva longitud 15,160 km y con una inversión total de 7,454 millones de dólares.

Las inversiones recurrentes que se están desarrollando y las inversiones comprometidas detonarán otras actividades e inversiones complementarias beneficiando a los proveedores de cada región.

La producción y los precios internacionales del petróleo

México tiene menos del 1% de las reservas mundiales de petróleo y conjuntamente con los tres países de la región de América del Norte se alcanza el 13.6% de las reservas mundiales.



Sudamérica tiene el 19.5% de las reservas mundiales de petróleo, con 329.6 billones de barriles, de los cuales 298 billones corresponden a Venezuela, que lo hace el país con las reservas más importantes del mundo y ser un país netamente exportador de petróleo.

Los países árabes son poseedores de la mayor parte de los hidrocarburos convencionales, poseyendo el 50% de las reservas mundiales del petróleo, como se muestra en el cuadro detallado anteriormente; sin embargo, entre esos países, no hay orden ni disciplina en la producción de petróleo, por lo que han generado distorsiones graves en el mercado internacional.

El tener grandes reservas de petróleo contribuye en la valuación de los recursos y riquezas naturales que tienen los países; sin embargo, la producción del petróleo, su comercialización y el uso adecuado de los ingresos en beneficio del país y sus habitantes es lo más importante. México tiene importantes reservas de petróleo, ocupa el lugar 20 en el ranking mundial, pero ocupa el lugar número 10 en producción. Estados Unidos es el número 10 en reservas y el número 3 en producción de crudo.

Precio del petróleo: análisis de tendencias

Por la amplísima difusión que ha tenido la Reforma Energética, la opinión pública ha puesto más atención y preocupación por la caída del precio del petróleo –lo cual compartimos– y más porque desde el desarrollo de las iniciativas de reforma, cada avance nos entusiasmó y motivó para seguir con los siguientes pasos, trabajando conjuntamente con el gobierno federal, la iniciativa privada, los expertos y los inversionistas potenciales.

Los participantes en el sector de energía, específicamente los relacionados con petróleo y gas, sabemos que esta industria se implementa y se desarrolla en el mediano y largo plazos, sujeta y sensible a diversos tipos de riesgos, así como de oportunidades, como las variaciones en los precios, en las necesidades sociales, en la administración de los gobiernos, en el desarrollo de la tecnología y el efecto en el medio ambiente, entre otros casos.

En la gráfica adjunta que preparó el grupo de Strategy&, que es parte de PwC, se muestran las reducciones e incrementos de los precios del barril de petróleo (pbp) en el periodo de 1983 a 2015 (32 años).

Fluctuaciones en los precios petroleros

Período	Fluctuación	Precio (dólares por barril de petróleo denotado con usd/pbp)
83-85	Tres años alrededor de	30
85-99	14 años fluctuaron en los	20
99-03	4 años fluctuaron entre	20 a 40
03-07	4 años fluctuaron entre	40 a 60
05-07	2 años con un pico 75 y valle de 60	60 a 75
07-08	2 años con crecimiento constante de	60 a 145
2009	Caída a	34
2009-2013	Fluctuaron arriba de los 100 con picos de 110, valles de 80 y recuperación de 100 a 110	40 a 110
2014	Última cotización más alta en junio	115

Comportamiento del precio de mercado

Los principales factores que determinan el precio son la combinación de los diferentes yacimientos y zonas de donde se extraen los hidrocarburos, y la tecnología utilizada que impacta en los costos de exploración, extracción y producción. Por ello, los costos de producción de los yacimientos convencionales y tradicionales en

tierra son los más bajos, le siguen los yacimientos en aguas someras porque ya se opera en el mar con plataformas semisumergibles, cuyo costo de operación y mantenimiento empieza a aumentar, y los yacimientos de crudos pesados y extrapesados se encarecen por el tipo de equipo que se requiere para su extracción, así como el proceso que se debe hacer para lograr que ese crudo alcance su grado comercial.

Posteriormente, siguen los yacimientos de aguas profundas y ultraprofundas que tienen mayor riesgo en sus operaciones y que requieren equipos más sofisticados y caros. También influye la ubicación de los yacimientos, ya que no es lo mismo operar en aguas profundas en el Golfo de México a hacerlo en el Mar del Norte o en los países escandinavos donde las corrientes marinas son más agresivas.

Para México, esto representa una oportunidad, ya que los yacimientos que se estarán licitando a partir de la Ronda Uno tienen reservas probadas con altas tasas de producción a costos bajos de alrededor de 20 dólares por barril y en aguas someras con posibilidades de infraestructura ya instalada y cercana para evacuar el producto, lo cual son incentivos para que las compañías petroleras evalúen su portafolio y reubiquen sus operaciones de otras partes del mundo a nuestro país.

Efectos en la economía nacional

La economía del país se ha manejado adecuadamente, por lo que hay margen de maniobra para aplicar medidas contracíclicas.

Dentro del análisis que se haga, se debe considerar la situación económica actual y futura, así como la participación de la iniciativa privada que mucho ayudará al desarrollo de la industria y de la economía gracias a la aprobación de la Reforma Energética, pero también por la cobertura del precio del petróleo que se consideró en el presupuesto de ingresos del gobierno federal, que cubrirá los ingresos petroleros por 2015 y que nos está dando cierto respiro.

El ajuste al presupuesto de gastos del gobierno como me-

dida preventiva es adecuado, ya que no hay certidumbre sobre la recuperación del precio del petróleo y servirá como disciplina presupuestal y del ahorro, ya que están latentes factores como el aumento de tasas de interés en los Estados Unidos, la solución de los problemas económicos de Europa, Grecia en particular, y la desaceleración de la economía global.

Para las amenazas económicas, se han tomado medidas adecuadas y oportunas como se menciona a continuación:

Efectos críticos por la caída del precio del petróleo

Amenazas	Acciones aplicadas	Acciones por hacer
▪ Caída del precio del petróleo. ▪ Posible aumento de la tasa de interés en los EUA. ▪ La desaceleración de la economía global. ▪ Incremento del precio del petróleo.	▪ Seguros de coberturas de los precios del petróleo. ▪ Renovación de la línea de crédito flexible con el FMI. ▪ Ajuste de gastos del gobierno federal de 2015 y 2016. ▪ Subastas de dólares ordenadas.	▪ Abandonar la práctica del presupuesto en base en el año anterior (se propone presupuesto base cero para las actividades sustantivas de las EPE). ▪ Presupuesto bancario mejorando los procesos administrativos. ▪ Optimizar infraestructura y estimular la inversión. ▪ Eliminar duplicidad en puestos de gobierno. ▪ Ajustar el gasto público a partir de este año.

También debemos considerar que nuestra Empresa Productiva del Estado, Pemex, tiene grados de calificación crediticios atractivos como BBB+ y A3 por parte de las tres principales calificadoras.

La deuda bruta gubernamental esperada en 2015 en relación con el porcentaje del PIB, según IMEF Fiscal Monitor, en México es de 49%; Japón de 245%; Italia, Portugal e Irlanda con 136%, 129% y 112%, respectivamente. Estados Unidos, por su parte, tiene una relación de 105% y el Reino Unido 83%. Situación favorable en caso de que se requiera contratar mayor deuda, pero es mejor buscar otras alternativas de financiamiento.

También se deberá evaluar y tomar en cuenta la integración formal, económica y productiva de la Región de América del Norte como polo de crecimiento, aprovechando la colindancia, las fortalezas de cada país y los vínculos económicos y de desarrollo que conforman el bloque norteamericano.

Conclusiones

Para llegar a su fase de producción, los proyectos del sector hidrocarburos se desarrollan en periodos de mediano y largo plazo (de tres a cinco años para su fase inicial, y por lo menos diez años para llegar a su punto de equilibrio).

Desde el origen y comercialización del primer barril del crudo, su precio ha estado sujeto a variaciones por factores de mercado y por especulaciones derivadas de los acontecimientos geopolíticos. Lo cierto es que cuando se dispara demasiado el precio (ya sea a la alza o a la baja), puede ocasionar desórdenes drásticos en las economías de los países.

La Reforma Energética ayudará a mitigar los efectos críticos de la baja de los precios, a través de la participación de los inversionistas privados en el desarrollo de proyectos de energía (petróleo, gas y electricidad), generando fuentes de empleo y eventualmente mejorando a la economía. De no haberse aprobado la Reforma, el gobierno tendría que implementar ajustes más drásticos a la Ley de Ingresos, propiciando alzas en las tasas de impuestos y/o contratando más deuda.

La implementación de la Reforma continuará con la transformación del sector y de sus Empresas Productivas del Estado, así como con la promoción de inversiones de infraestructura y la Ronda 1, para la cual hay mucho interés de los inversionistas privados, tanto nacionales como extranjeros.

A nivel mundial habrá una reubicación de los proyectos petroleros. México es un país con diferenciadores esenciales como lo son su estabilidad social, política, su crecimiento sostenido y su bono demográfico. Con respecto al petróleo y gas, los yacimientos son atractivos por sus bajos costos de producción, mismos que ascienden a alrededor de los 20 dólares por barril.

En el proceso del ajuste al gasto, se deberá tener un equilibrio adecuado para evitar que se afecte la producción de petróleo, ya que si se hacen reducciones significativas en las inversiones en la exploración y producción, difícilmente se cumplirá la meta de producción comprometida en la Reforma Energética, que es de 3.5 millones de barriles diarios para el 2025.

DERRICK LAY VESSEL 2000
Hull and Accomodation Deck Floated 2015

Combination heavy lift and deepwater S-Lay vessel designed for global operations

- 2,000-MT crane
- Deepwater S-Lay capability from 4.5" to 60"
- 500-MT A&R capable of operating in 3,000 meters
- DP3 compliant positioning system
- 24.5 MW total thruster power, top speed of 14 knots
- Air-conditioned berths for 396 people

Visit us at Congreso Mexicano del Petróleo

Booth #422 | June 10-13, 2015 | Guadalajara, Mexico

Congreso Mexicano del Petróleo

DLV2000

Learn more about our global fleet of specialized vessels

www.mcdermott.com/solutions

Houston: (1) 281.870.5000 | Mexico City: (52) 55.1102.1260

business.development@mcdermott.com

© 2015 McDermott International, Inc. All rights reserved

© Copyright 2015 ABSG Consulting Inc. All rights reserved.

ABS GROUP Services de México

Quiénes somos:

Fundada en 1862 como American Bureau of Shipping (ABS), es una corporación que se ha comprometido con el establecimiento de normas para la calidad, la seguridad y la excelencia como una de las principales sociedades de clasificación de buques del mundo.

ABS desde hace más de 150 años está en constante evolución, trabajando junto a sus socios para hacer frente a los desafíos técnicos, operativos y reglamentarios más apremiantes por lo que la industria naval y offshore pueden operar con seguridad, de forma segura y responsable.

Nuestra Misión:

La misión de ABS Group of Companies es “Ser un proveedor líder global de servicios técnicos que permiten a nuestros clientes operar de la mejor manera segura, confiable y eficazmente; y en cumplimiento con las regulaciones y estándares aplicables. Estamos enfocados en añadir valor a las industrias a las que servimos y en capturar estratégicamente en sinergia con ABS”

El espíritu de ABS Group y subsidarias:

ABS Group Services como subsidiraria de ABS, se define por su personal dedicado a cumplir la misión de proteger la vida, la propiedad y el medio ambiente. Nuestros empleados entienden que su trabajo tiene un impacto de largo alcance sobre las industrias de costa-fuera y costa-dentro en servicios de energía y gas a las que servimos.

Somos capaces de resolver problemas inventivos e innovadores visionarios que producen resultados. Al mismo tiempo, somos un recurso responsable de soluciones prácticas.

Creemos en el trabajo en equipo; las mejores soluciones se logran en conjunto con otras partes interesadas. Trabajamos en estrecha colaboración con ellos como un socio confiable, flexible.

Nuestra reputación es importante para nosotros. Nuestras actividades del día a día se guían por tres principios: integridad, buena fe y de excelencia. Integridad viene de un comportamiento coherente de acuerdo con un conjunto de valores y la ética codificadas. La buena fe significa que siempre vamos a demostrar respeto, sinceridad, honestidad e imparcialidad en el trato.

Situado en más de 200 oficinas en más de 70 países de todo el mundo, la red ABS de inspectores, ingenieros, especialistas técnicos y personal de apoyo están comprometidos en ayudar a nuestros miembros y clientes a alcanzar el éxito.

Making the world a safer place and nothing could be more important!!!

abs-group.com

ABS Consulting

AN ABS GROUP COMPANY

ABS Group

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

Servicios de Administración de Integridad y Calidad.

ABS Group es el Proveedor mundial líder de servicios técnicos que permite a sus clientes operar de manera segura, confiable, eficiente, en cumplimiento con los estándares aplicables. Estamos enfocados en añadir valor a las industrias a las que servimos y estratégicamente. Ofrecemos una amplia gama de soluciones técnicas para apoyar en operación segura, confiable y de alto rendimiento de sus activos.

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

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

Inspección y Verificación

Seguridad, Riesgo y Cumplimiento

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

Optimización del Desempeño de activos

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

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

absconsulting.com

CD CARMEN jtorga@eagle.org
VERACRUZ jorosa@eagle.org
REYNOSA agonzalez@eagle.org
TAMPICO cmartinez@eagle.org

© Copyright 2011 ABSG Consulting Inc. All rights reserved.

SAVE THE DATE

RESIDUOS EXPO

REDUCE / RECICLA / RECUPERA / REMEDIA / REUSA

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

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

- EXPOSICIÓN
- ENCUENTRO DE NEGOCIOS
- CONFERENCIAS
- VISITA A EMPRESAS
- MÁS DE 10 MIL VISITANTES CALIFICADOS
- ¡Y MÁS!

Eventos simultáneos: EXPO PLASTICOS 2015 · EXPO AUTOMATIZACIÓN MÉXICO · electrónika · MATERIAL HANDLING MÉXICO EXPO

www.residuosexpo.com

ResiduosExpo
residuosexpo

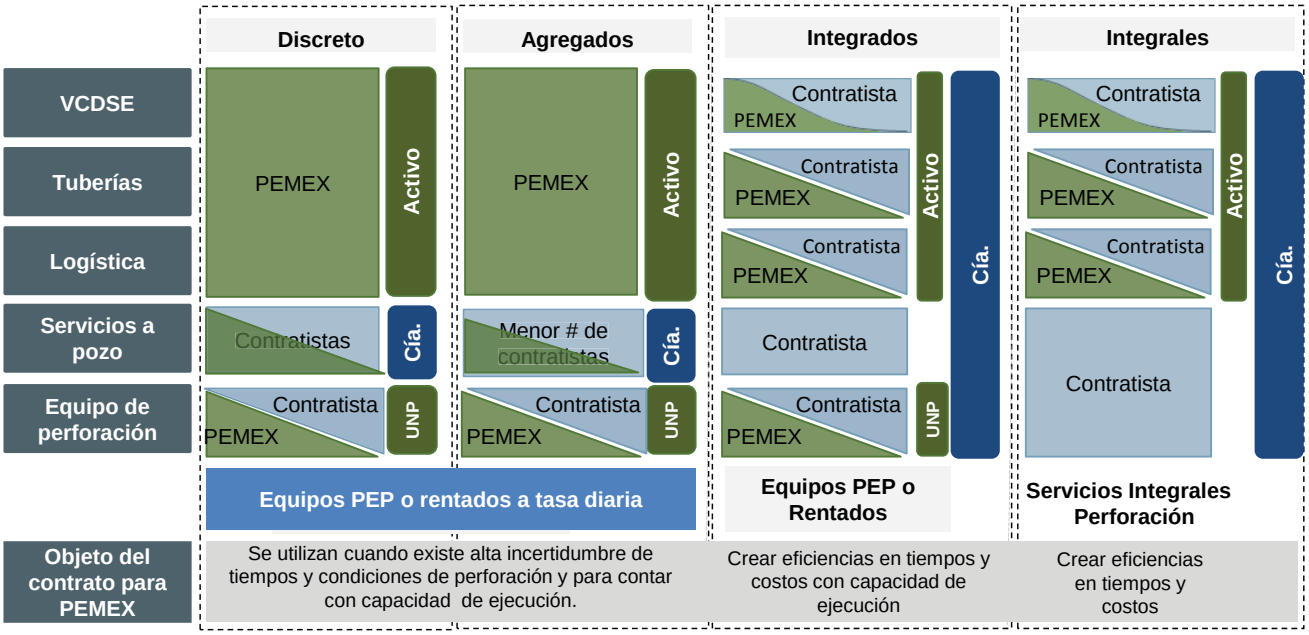
Hacia una nueva era de contratación en Pemex

Se ha pasado de contratos discretos a contratos integrales en la perforación y la terminación de pozos.

José Pablo Rinkenbach Lizárraga*

En los últimos años se ha vuelto una costumbre en el país escuchar y aceptar sin cuestionar que todo lo desarrollado localmente no está a la altura de las mejores prácticas internacionales. Si bien es cierto que como país e individuos tenemos muchas oportunidades de mejora, también lo es que en algunas áreas hemos tenido avances extraordinarios y que éstos están a la par de las mejores prácticas. Ejemplo de lo anterior es el caso del modelo de negocios y contratación de pozos de desarrollo que ha venido trabajado Pemex de manera constante y sin muchos reflectores en los últimos años.

Tradicionalmente, Pemex, para llevar a cabo las actividades de exploración y producción, particularmente las relacionadas con la perforación y terminación de pozos, había seguido una estrategia basada en la licitación, firma y mantenimiento de múltiples contratos de cobertura nacional o regional, para la compra y contratación discreta e independiente de cada uno de los equipos, materiales y servicios (EMS) necesarios para las actividades correspondientes, buscando con esto lograr los mejores precios del mercado bajo el concepto de economía de escala (mayor volumen – menor precio – mayor beneficio). Esta estrategia efectivamente logró reducir los precios unitarios de los EMS necesarios, pero paradójicamente incrementó el tiempo de ejecución y el costo de los pozos, al no sólo limitar la oferta, compatibilidad, calidad y disponibilidad de los mismos, sino complicar el control y administración de los múltiples contratos existentes. Bajo esta modalidad, se requieren de más de 40 contratos inde-



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

pendientes con diferentes empresas para contar con los EMS fundamentales para perforar y terminar pozos costa afuera, lo cual evidentemente complica las interfases y la coordinación durante la ejecución de los trabajos y propicia:

- Una administración compleja.
- La dilución de responsabilidades.
- La administración segmentada y parcial de los riesgos.
- La supervisión focalizada en aspectos administrativos que no agregan valor.
- Una calidad marginal en la ejecución de los trabajos, limitada al uso de las tecnologías y EMS disponibles vs. los realmente requeridos.
- El retraso en la procura y la obligada firma de convenios de ampliación en monto y plazo de los contratos vigentes, para asegurar en el corto plazo la continuidad operativa, sin considerar el desempeño y la relación costo-beneficio de los mismos.
- La falta de competitividad y calidad de los contratistas procurando reducir sus costos para ofertar el precio más bajo posible.
- El empleo de cláusulas de penalización para procurar atenuar la pérdida de calidad y eficiencia, o en el mejor de los casos mejorar o mantener la calidad y la eficiencia vs. la definición de términos y condiciones que pudieran incentivar la mejora continua del desempeño.
- Penalidades elevadas que finalmente se reflejan ex-ante en los precios unitarios ofertados o en la calidad de los EMS.
- Pérdida de oportunidad de economías de escala en la compra y empleo de tecnologías y EMS que realmente maximizan la generación de valor reduciendo tiempo y costos totales.
- Percepción por parte de los contratistas de riesgos no acotados (v.gr., cobertura y monto de los seguros)

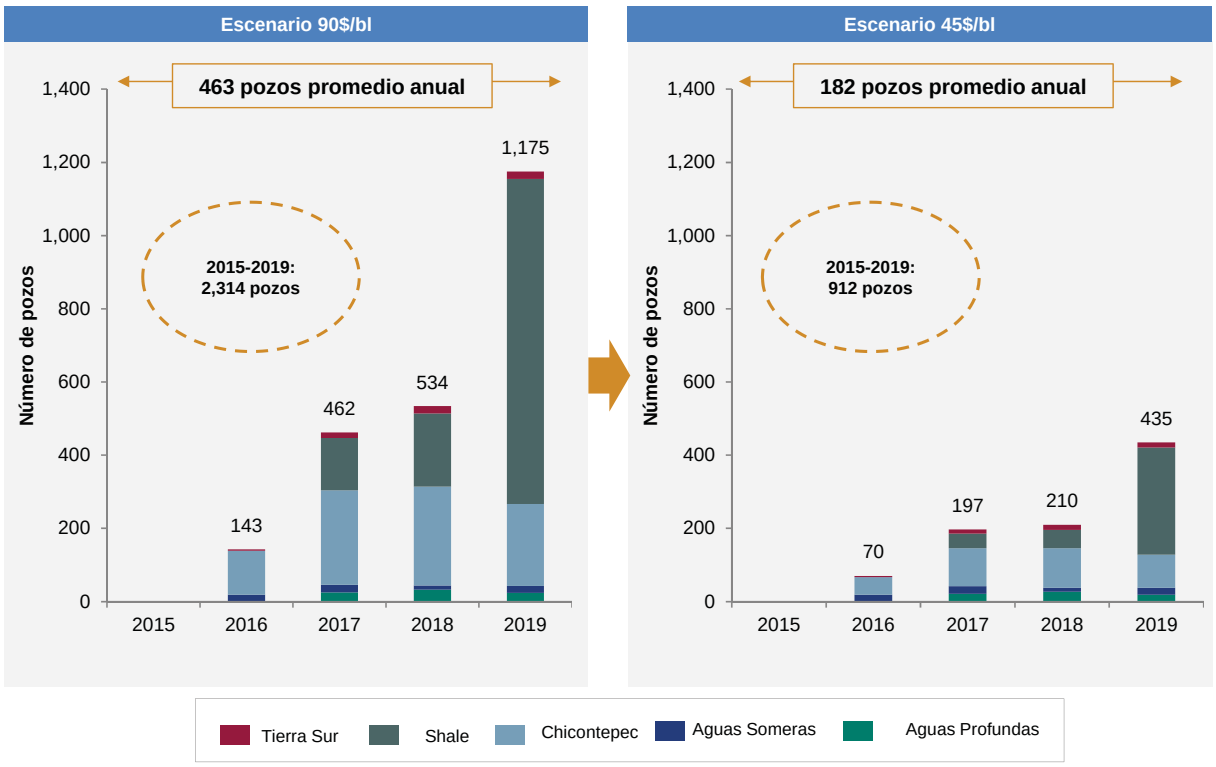
Al percatarse de esta situación que afecta el éxito mecánico-volumétrico y por ende económico de los pozos, Pemex ha venido procurando e implementando mejoras sustanciales a la estrategia de contratación de EMS, evolucionando desde la contratación de servicios discretos a la contratación de servicios agregados en los cuales se agrupan aquellos servicios afines, que mejoran la eficiencia operativa al ser provistos por empresas especializadas en los mismos. De allí se ha avanzado a la contratación de servicios integrados e integrales que responsabilizan a un solo contratista, con las competencias necesarias, de la provisión de todos los EMS fundamentales para la perforación y terminación de pozos, los cuales son pagados por metro por etapa del pozo y no de manera discreta, incluyendo el equipo de perforación en el caso de los servicios integrales.

Los primeros proyectos, en los que se ha implantado o está por implementarse el modelo de contratación de servicios integrados para la perforación y terminación de pozos son proyectos de desarrollo de campos responsabilidad de la Subdirección de Desarrollo de Campos. Estos proyectos son el de Tsimin-Xux, el cual ha confirmado ya los beneficios de este modelo de contratación, y el de Ayatsil-Tekel en el que además de definirse una mayor integración de los servicios, se probará el efecto de la inclusión de bonos de incentivo, en efectivo, a la mejora sustancial de la eficiencia operativa que reduzca el tiempo y el costo total de la construcción de los pozos.

A continuación se muestra en forma resumida y esquemática la evolución de los modelos de contratación de EMS para la perforación y terminación de pozos.

Por otro lado, en alineación con los objetivos derivados de la Reforma Energética y de la trasformación de Pemex, que establecen la obligación de maximizar la renta petrolera y la creación de valor, el nuevo modelo contractual que inició su concepción y desarrollo en la Subdirección

Ilustración 2. Estimado de número de pozos perforados como resultado de la Ronda Uno, 2015-2019.



de Desarrollo de Campos en el año 2013 se basó en premisas radicalmente diferentes a las empleadas hasta entonces por Pemex. Estas premisas centrales fueron:

- Los contratos deben atender los requerimientos específicos de cada uno de los proyectos de exploración, desarrollo o producción y no las necesidades genéricas de una región o de un activo en general. Lo anterior con la finalidad de tener un alcance focalizado que permita obtener propuestas más competitivas por parte de los contratistas al reducir el nivel de incertidumbre y variabilidad del tipo de EMS a ser demandados durante el contrato.
- La estrategia de contratación debe buscar maximizar el valor y no sólo procurar minimizar los precios unitarios de los EMS. En otras palabras, la estrategia contractual tiene como objetivo central, no solo optimizar el costo del proyecto habilitador (i.e., pozo) sino maximizar el valor del proyecto sustantivo (i.e., proyecto de explotación del campo).

Para maximizar el valor en proyectos de perforación de pozos es crítico establecer incentivos para maximizar la eficiencia operativa y minimizar los tiempos no productivos. De acuerdo a diversas estimaciones de generación de valor presente, entre el 80% y 85% de la generación de valor por la nueva estrategia de contratación es resultado de la "función tiempo". Tan sólo la migración de contratos discretos a contratos integrados/integrales permite incrementar la rentabilidad (i.e., captura de valor) entre 5 y 6 veces. Lo anterior como resultado del peso tan relevante que tiene la función tiempo en la estructura de costos de perforación de los pozos y de los costos indirectos[1].

A manera de ejemplo, algunos de los elementos centrales y novedosos en los contratos de servicios integrados para la perforación y terminación de pozos en los proyectos de desarrollo de Tsimin-Xux y Ayatsil-Tekel son:

- **Integración de partidas,** que permite pasar de miles a cientos de partidas lo cual mejora la administración del contrato y permite que el esfuerzo del personal técnico de Pemex no se diluya en labores administrativas.
- **Matriz de desempeño:** Uno de los aspectos novedosos consistió en la creación de un sistema de evaluación del desempeño, que tiene el propósito de monitorear en tiempo real el rendimiento de los contratistas y de asignar objetivamente la ampliación de monto y plazo, para lo cual se diseñaron indicadores de desempeño, se creó una metodología de evaluación y se desarrolló una herramienta de evaluación. Dicha matriz de desempeño incorpora por primera vez el indicador de daño a la formación en el intervalo productor del yacimiento, con la finalidad de que el contratista evite o reduzca en lo posible, cualquier daño que pueda causarse al intervalo productor durante las operaciones de perforación y terminación de los pozos. Con esto, Pemex busca no sólo reducir

los tiempos y costos de construcción de los pozos, sino asegurar que los pozos tengan una máxima productividad y logren drenar de manera eficiente las reservas para maximizar la creación de valor.

- Contratos de largo plazo (v.gr., 5 años) otorgados de manera simultánea a dos contratistas, bajo las siguientes condiciones:
  - A la mejor oferta, se le asigna el 40% del contrato.
  - A la segunda mejor oferta, si y sólo si acepta igualar el precio de la mejor oferta, se le otorga el 30% del contrato.
  - El 30% restante lo gana el contratista que durante la ejecución de la obra logra el mejor desempeño.
- Esquema de remuneración por metro perforado, para incentivar que el contratista maximice su eficiencia operativa, reduzca el tiempo de construcción y en consecuencia adelante la producción de los pozos.
- Uso de diversos incentivos (v.gr., conocidas internamente en Pemex como remuneraciones adicionales) para alinear los intereses del contratistas con los objetivos de Pemex. Los incentivos establecidos en los modelos contractuales de Tsimin-Xux y/o Ayatsil-Tekel son:
  - El esquema de auto-incentivo implícito en la integración de las partidas de EMS que garantiza un mayor ingreso al contratista y el esquema de remuneración empleado por metro, por etapa de agujero perforado, revestido y terminado según sea el caso.
  - Volumen adicional de obra a realizar como estímulo al desempeño.
  - Compensación adicional en efectivo por reducción de los tiempos de perforación y terminación de los pozos, producto de una mejor coordinación y una mayor eficiencia operativa.

De manera resumida se puede señalar que el empleo del modelo de contratación de servicios integrados para la perforación y terminación de pozos, genera, entre otros, los siguientes beneficios:

- Adelanto de la producción para Pemex al reducir los tiempos de construcción de los pozos.
- Mejor coordinación y mayor eficiencia de los servicios al ser provistos por un solo contratista.
- Simplificación contable y administrativa.
- Reducción de los costos totales de construcción de los pozos producto de la disminución del tiempo empleado para las tareas correspondientes.
- Incremento de los ingresos y la rentabilidad para el contratista producto de un mayor volumen de trabajo y de ingresos adicionales por mejora de la eficiencia operacional.
- Responsabilidad integral del contratista en la ejecución y los resultados de las actividades de perforación y terminación de los pozos.
- Mejora de la eficiencia operativa, de la calidad de los servicios y reducción de los tiempos de ejecución producto del esfuerzo para obtener el beneficio de los incentivos en efectivo y en volumen de obra.
- Uso más eficiente de los recursos humano técnico ya que simplifica y reduce esfuerzo y costos de administración y supervisión.
- Operaciones más seguras al haber menos interfaces entre múltiples compañías / contratistas
- Costos de los pozos por debajo de los máximos de referencia de Pemex

A la hora de escribir este artículo, estamos a punto de conocer el fallo de la licitación de los trabajos de perforación y terminación de pozos de Aytsil-Tekel. Será interesante ver los resultados de la misma, ya que sentará el nuevo punto de referencia tanto de qué esperar por parte de Pemex como del nivel de competitividad de los contratistas bajo un nuevo contexto de Reforma, prácticas contractuales y precios bajos de petróleo.

Como se mencionó al principio, Pemex ha venido desarrollando desde hace dos años este nuevo modelo integrado de perforación y terminación de pozos sin llamar mucho la atención de los medios. Este cambio es muy positivo tanto para Pemex como para el país, ya que permitirá perforar pozos e incorporar producción anticipadamente y tener contratos más competitivos y que permitan establecer una nueva era de relaciones entre Pemex y los contratistas bajo condiciones de ganar-ganar.

Finalmente, cabe destacar que esta estrategia de negocio y contratación integral permitirá hacer más con menos, ya que aumentará la capacidad de ejecución de Pemex para un mismo nivel de inversión. Lo anterior es clave si se toma en cuenta el contexto de reducción presupuestal en el que se encuentra México actualmente y en particular la condición que guarda el área de perforación de Pemex que consume alrededor del 50% del presupuesto de inversiones de la empresa. Enhorabuena por estas iniciativas que Pemex ha venido desarrollando para dotar a la empresa con herramientas y modelos contractuales que igualen o mejoren a las mejores y más eficientes prácticas internacionales.

(1) Costos indirectos incluye el costo de oportunidad para el operador de monetizar antes las reservas y, en su caso, producción anticipada correspondiente.

GE Oil & Gas
En GE no imaginamos el futuro...
Usamos la imaginación para construirlo.
GE Oil & Gas va más allá de las fronteras de la tecnología para desarrollar todo tipo de soluciones innovadoras en petróleo y gas.
Desde la extracción en aguas profundas o someras, hasta la transportación y el consumo final, estamos listos para cualquier reto que se presente en la construcción de una nueva era industrial en México y el mundo.
geoilandgas.com

Con la Reforma, Pemex tendrá que competir y ganar: Gustavo Hernández

Pemex Exploración y Producción (PEP) ahora deberá tener un enfoque empresarial de generación de valor que le permita tener éxito en una industria competitiva, afirma su Director General, el ***Ing. Gustavo Hernández García****, en entrevista con* ***David Shields****.*

La Reforma Energética nos brinda un nuevo contexto energético en el país. ¿Qué significa eso para PEP, que ahora se convierte en la nueva Empresa Productiva del Estado (EPS) de Exploración y Producción?

Sin duda, representa un reto porque durante 77 años Petróleos Mexicanos fue por mandato constitucional el único operador autorizado para explorar, producir, transportar y comercializar hidrocarburos. La Reforma del 2013 cambia esa visión. Es un reto salir de la comodidad del entorno de ser el operador único a ser uno de muchos operadores.

Ya nos alcanzó el destino. No somos los únicos, vamos a tener que competir. En este esquema de apertura, de competencia y de alianza tenemos que preparar a la empresa para competir y ganar. A partir de la Ronda Uno, algunos bloques los ganaremos, otros bloques los ganarán otro operadores, Pemex podrá estar operando un bloque con costos de 10 dólares el barril, pero en el bloque de al lado –en otro campo– otro operador quizá puedan operar con costos de menos de 10 dólares por barril. Tenemos que aprender a convivir y asociarnos y competir con ellos.

Debemos aprender de los demás en corto tiempo cómo mejorar nuestros costos y nuestras formas de operar. Ésta es una oportunidad para aprender. Van a venir las mejores compañías. Estamos preparando a PEP para competir y para ganar.

Esto sucede en un momento difícil en que los bajos precios del petróleo generan un recorte en Pemex. Se ha manejado la cifra de 4 mil millones de dólares, 62 mil millones de pesos, al presupuesto. ¿Cómo impacta esto a PEP y qué medidas se están tomando?

Ese recorte no se circunscribe únicamente a PEP, es a todo Petróleos Mexicanos y, en general, a la Administración Pública Federal. Son 123 mil millones de pesos en total. A Pemex le toca la mitad prácticamente, 62 mil 500 millones, y a PEP 46 mil 500 millones.

Eso lo administramos tratando de no impactar las metas. Un recorte de ese tamaño equivale al 11%. Hubo necesidad de hacer estrategia, jerarquizar y revisar planes como la ampliación de oficinas, mantenimientos menores como la pintura de plataformas, también la reducción de cuotas de algunos servicios que cobramos bajo la modalidad de "cuota diaria" que pueden ser reducidos y que son impactados por la baja en el precio del petróleo. Si baja el precio, baja la demanda y, por ello, baja el costo de los servicios.

¿Cuáles servicios redujeron costos para PEP?

Cuando se aprobó el proyecto de Presupuesto de Egresos 2015, la propuesta llegó de la Secretaría de Hacienda en 81 dólares por barril y el Congreso la modificó en 79. Pero luego el precio del crudo bajó de 80 dólares a 40 por barril en un rango muy corto, unos dos meses, hasta alcanzar un piso entre 36 y 37 dólares en enero.

Desde diciembre empezamos a observar que las cuotas diarias de los equipos de perforación estaban bajando, reflejando la caída en el precio del crudo. "No dejes parado mi equipo, te bajo el precio", decían los prestadores de servicios. Es la ley en todas las industrias la oferta y demanda.

Vimos que podíamos bajar la cuota diaria en equipos de perforación terrestre, en equipos autoelevables *(jack-ups)*, en semisumergibles, en barcos abastecedores, transporte de personal, floteles, helicópteros, embarcaciones de construcción y en general en todos los grandes servicios.

La reducción es según la actividad, ¿verdad?

En todo el mundo empezaron a ajustar precios, No fuimos la excepción y también empezamos a negociar. Algunas compañías han ofrecido descuentos antes de que nosotros se los hayamos ido a pedir. Tienen que bajar la tarifa diaria porque si no, se salen del mercado.

Un ejemplo, semisumergibles en aguas profundas. Nada más tenemos cuatro contratadas, nos costaban 480 ó 500 mil dólares diarios. El mercado indicaba que en diciembre habían bajado a 420, a finales de enero ya reflejaban 380 o 375 y a principios de febrero 330.

¿Qué impacto hay por el lado de los contratistas?

Los contratistas han respondido bien, todo mundo ha sido consciente de que esta

situación es coyuntural, temporal, y como tal la vamos a tratar. Buscamos que nos afecte lo menos posible a todos. Buscamos primero una reducción en las cuotas que nos permita pegarle lo menos posible a la inversión física destinada a explorar, producir a mantener. En eso ha estado nuestra Dirección Corporativa de Procura.

Cada contrato tuvo que ser negociado de manera independiente. Había contratos para tres años que habían comenzado a operar a mediados o finales del año pasado, con cuotas para *jack-ups* de 140 ó 150 mil dólares diarios. Ahora están a 110 ó 120 mil dólares. Otros traían esos mismos 140 ó 150 mil dólares, pero terminan su contrato ahora en junio y julio. A éstos ya es difícil buscarles un acuerdo porque ya van a terminar, pero les propusimos un ajuste a cambio de extender el contrato por un año más, por ejemplo. A algunos les gustó esa opción, a otros no.

¿Hay impacto en la producción?

Ya han manifestado tanto Pemex como la Secretaría de Hacienda cuáles son las proyecciones de inversión y de producción. Esperamos honrar esas proyecciones de producción, a pesar del recorte.

¿Cuáles serían los principales cambios que se sentirían en PEP con la reestructura en Pemex?

Todo Pemex se reorganiza y se reestructura. Ya está aprobada la creación de dos Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), la nuestra de Exploración y Producción, y una de Transformación Industrial que comprende el *downstream*, refinación, gas y petroquímica.

El cambio mayor en PEP es que se escinde Perforación con su presupuesto y su gente, unas 15 mil personas. Se escinde

también nuestra área de Desarrollo de Negocios que se va a la Dirección Corporativa de Alianzas y Nuevos Negocios que dirige José Manuel Carrera. Se escinde también de PEP la parte de Administración y Finanzas, que son como 800 personas. De todas las regiones y subdirecciones, las áreas de coordinación, administración, supervisión y ejecución van a pasar a la tutela de la Dirección Corporativa de Finanzas. Se separan las actividades de planeación y, dada la creación de la Dirección Corporativa de Investigación y Desarrollo Tecnológico, se escinde toda el área que teníamos de gestión de recursos técnicos, de administración de talento y de gestión de tecnología. Ahí van otras 300 o 400 personas.

Dentro de la EPS de Exploración y Producción, ¿cuál es el objetivo de la reorganización?

Buena parte de los movimientos internos reconoce la importancia de la extracción dentro de la cadena de valor, porque se crean cuatro nuevas direcciones donde hoy hay cuatro subdirecciones. La Subdirección de Perforación se convierte en Dirección de Perforación. La de Gestión de Recursos Técnicos se convierte en Dirección de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

La Subdirección de Exploración se hace Dirección de Exploración y la Subdirección de Producción actual se hace Dirección de Desarrollo y Producción. Y se crea la Dirección de Coordinación Operativa para administrar la transición desde campos descubiertos en exploración a campos en desarrollo y producción.

Es un cambio de la estructura macro que implica, desde mi punto de vista, el reconocimiento de la actividad sustantiva exploración y producción, de generación de valor. Ya se dio el acuerdo de creación de la EPS de Exploración y Producción. Nada

más falta que se oficialice y, luego, en una sesión del nuevo Consejo de Administración de la EPS de Exploración y Producción se aprobarán los nombramientos del siguiente nivel de responsabilidad, que son los subdirectores.

En todo ese proceso, ¿no hay despidos?

En nuestro caso, hay reubicación de personal, no despidos.

¿Cómo quedan los precios de transferencia bajo esa nueva organización?

Ahora que estamos en esta transformación de Pemex, tenemos que tener claridad sobre los costos reales que represente cada operación de Petróleos Mexicanos. Debemos definir bien los precios de transferencia. En este tema estamos empezando a separar todos los costos de los componentes de estos precios.

¿Eran más bien decisiones de gobierno?

Eran decisiones de gobierno corporativo interno, pero el precio del crudo que PEP entregaba a Pemex Refinación me lo pagaban al mismo precio que el crudo para exportación. No tiene que ser igual, porque la calidad del crudo es diferente en ambos casos.

En este esquema de transformación y de gestión de procesos, yo me dedico a explorar y producir el crudo, pero también tengo un área que se dedica a transformar, acondicionar, transportar y deshidratar el crudo. Todo eso tiene un costo, no es gratis. Esa área va a cobrar por cada proceso para hacer la mezcla correcta para exportar o refinar.

Entonces, al explicitarlo, es el costo de un barril en la boca de pozo, más el transporte, más la deshidratación, más el acondicionamiento, más la desalinización. Ése es el costo del barril.

¿Eso impacta en los precios finales?

Ya vamos a tener precios reales, más precisos. Yo tengo que tener eso bien definido porque, cuando lleguen otros a operar, yo les tengo que cobrar esa tarifa, la cual será pública y será una tarifa regulada.

Esos precios deben ser explícitos porque el mismo costo que le cobro a PMI por transportar el crudo, se lo tengo que aplicar a otras compañías, llámense Diavaz, Exxon, Shell o a quien necesite que yo le transporte su crudo. Es el costo más mi margen de ganancia.

El Director general de Pemex, Emilio Lozoya Austin, ha subrayado cuatro ejes de la transformación de Pemex: a) maximización del patrimonio de los mexicanos; b) adopción de modelos de procesos; c) acciones de excelencia operativa, y d) cambio cultural –cambio de actitudes– en el trabajo. ¿En esto están trabajando en PEP?

Efectivamente, trabajamos sobre esos cuatro ejes, incluso los hemos convertido en valores que queremos inculcar a los 53 mil trabajadores de PEP, para que todos estemos en la línea de maximizar el patrimonio. Nosotros administramos, por mandato constitucional y con base en lo que se nos otorgó en la Ronda Cero, una parte del patrimonio de hidrocarburos del subsuelo del país. Lo que tenemos que hacer es maximizar ese valor. Hay mandato constitucional de creación de valor.

También queremos mejorar la gestión de toda la cadena de valor mediante el esquema de administración por procesos. Tenemos procesos financieros, de planeación, de seguridad, de logística, de comercia-

lización, etcétera. En la parte de exploración tenemos tres subprocesos: evaluación del potencial petrolero, incorporación de reservas y la delimitación. En lo que se refiere a desarrollo y producción, tenemos desarrollo de campos, administración de yacimientos, producción y explotación de hidrocarburos, recuperación mejorada, maximización de la recuperación y así hasta llegar al abandono. Tenemos mapeados todos esos procesos y qué debe hacer cada área.

¿Cómo resumiría esa nueva visión de Pemex?

Ya tenemos el mandato de ser una empresa de generación de valor. Ahora tenemos que tener una visión más empresarial de generación de valor. Antes sacábamos barriles a diferentes costos, sin medir mucho ese aspecto. Ahora lo que nos pide el mandato constitucional es sacar barriles de valor, que me cueste menos extraerlos que venderlos. Si me cuesta más, pues ya no es negocio. Debo vender barriles de valor o pies cúbicos de gas de valor, ése es el mandato que tenemos.

El enfoque cambia. Estamos trabajando con toda nuestra gente para convencerlos de que nuestro mundo ya cambió y que tenemos que generar valor y competir. Es un trabajo de todos los días estarle recordando esto a nuestra gente. Tenemos unos valores y el primero de ellos dice: "Decisiones en función del valor que le genera a Petróleos Mexicanos".

Es uno de los cambios de actitud que menciona el Director General Emilio Lozoya. Tiene que ver con el convencimiento y con estar insistiendo en que somos un operador más. Somos un operador con mandato de generación de valor. Todo lo que hagamos tiene que estar alineado para generar valor para que sume, para que no destruya valor. En eso estamos trabajando.

¿Qué decir de las asociaciones que la Reforma Energética le permite a Pemex?

Es una oportunidad de ver las cosas de diferente manera. El marco constitucional aprobado con la Reforma dio a Petróleos Mexicanos en custodia algunas áreas en exploración y algunos campos en producción bajo la modalidad de asignaciones.

Todos los demás operadores no podrán

Los resultados de la Ronda Cero y la estrategia de la empresa para la Ronda 1 modificará la conformación del portafolio de proyectos

Migración de CIEP y COPF a los nuevos contratos de exploración y extracción	■ Aprovechar las ventajas que brinda la reforma para migrar los contratos existentes a Contratos de exploración y extracción. ■ Mejores términos fiscales para acceder económicamente a mayor volumen de recursos prospectivos y contingentes, y con ello aumentar la materialidad de los proyectos (reservas, producción, utilidades e impuestos). ■ Mejor alineación de intereses entre Pemex, contratistas y gobierno.
Asociaciones para migraciones de las asignaciones otorgadas en Ronda Cero ("Farm Outs")	■ Identificar campos que por su alta complejidad técnica, alta intensidad de capital u otras consideraciones estratégicas podrían ser buenos candidatos para "*Farm-Outs*", con el objetivo de: ● Acelerar desarrollo e incremento de producción. ● Acceder a mejores prácticas y tecnologías. ● Liberar capacidad operativa y reducir requerimientos de capital.
Asociaciones para rondas subsecuentes	■ Fortalecer la posición competitiva de Pemex para rondas subsecuentes. ■ Enfoque en áreas exploratorias y campos que no fueron otorgados durante la Ronda Cero. ■ Desarrollar las competencias técnicas y organizacionales para la captura de bloques.

Fuente: Gerencia de Planeación Estratégica y Evaluación de Cartera, PEP.

operar bajo ese régimen. Lo harán bajo contratos de producción compartida, de utilidad compartida y licencias. Si nosotros queremos asociarnos con alguien y creemos que podría haber una sinergia que beneficie a Pemex o al país trayendo capital o a alguien con más experiencia que nosotros o con mejor tecnología para operar y producir un campo, vamos a levantar la mano y diremos a la Secretaría de Energía (Sener) que queremos asociarnos, para que la Sener, a su vez, instruya a la CNH a buscar un socio para Pemex.

Pemex podrá solicitar, por ejemplo, un socio que ya haya operado exitosamente en aguas profundas. Será un plus que haya operado en aguas profundas del Golfo de México del lado americano; tiene un plus que haya operado en el tipo de roca similar a los pozos de Trión, Supremus, Maximino o Exploratus.

La asociación es un buen esquema para maximizar la capacidad de ejecución. Pemex nunca ha producido en aguas profundas. Entonces tiene que asociarse con alguien de quien pueda aprender.

Chevron y Shell producen en Perdido y ofrecen a Pemex enviar su crudo 30 millas por ducto a 30 mil metros de profundidad a la plataforma Great White, donde ellos concentran la producción. Pero nos dan espacio sólo para 40 o 50 mil barriles diarios. Nosotros estimamos que podemos producir 70 mil o un poco más, tan sólo con Maximino y Trión. Pero si produzco más, ¿quién me lo va a recibir? Para mis cuatro campos yo podría poner un barco almacenador tipo SPSO.

Además, la legislación ambiental de México es más laxa en relación con la de Estados Unidos para la operación de SPSO. A lo mejor, incluso a los vecinos del Norte les convendría operar un barco al lado mexicano.

¿Hay avances respecto a la migración de los COPF (Contratos de Obra Pública Financiada) y los CIEP (Contratos Integrales de Exploración y Producción)?

Estamos migrando 7 COPF y 15 CIEP. La primera ronda de los CIEP, en 2011, fue de los campos Santuario, Magallanes y Carrizo en la Región Sur. La segunda ronda, en 2012, abarcó Altamira, San Andrés, Pánuco, Tierra Blanca y Arenque. Y la última, en 2013, fueron los campos de la Región Norte: Chicontepec, Miahuatlán, Amatitlán, Soledad, Miquetla, Pitepec y Humapa.

La Ley prevé que todos aquellos COPF y CIEP que fueron otorgados mediante procesos licitatorios, no tendrían que ser licitados otra vez, sino que podrán ser migrados a contratos, de producción compartida.

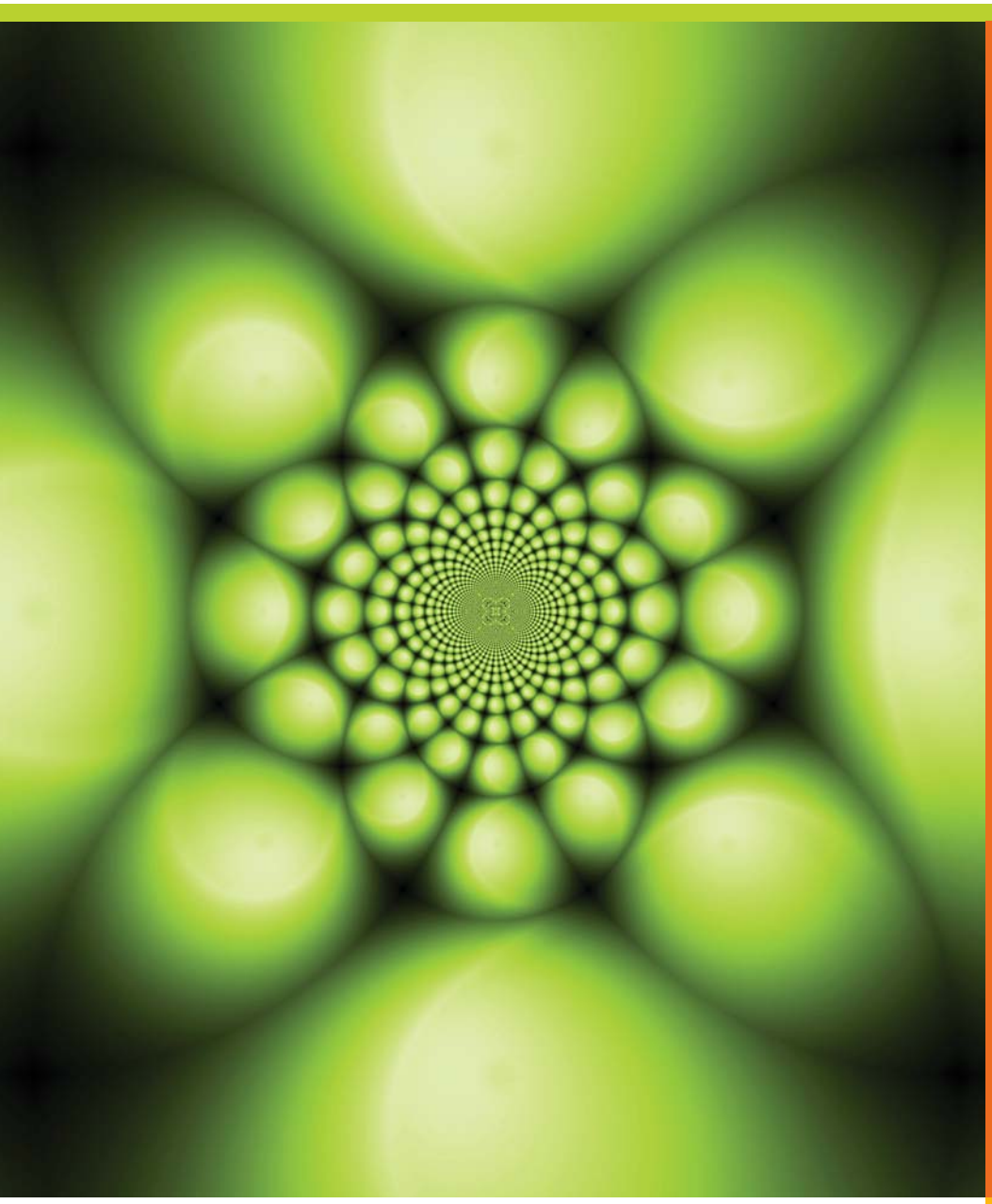
¿Hay obligación de migrarlos?

No es obligación, pero esos contratos nacieron con un régimen fiscal de campos marginales privilegiado, el cual feneció el 31 de diciembre del año pasado y ahora tienen que estar tributando con el nuevo régimen, entre 65% y 70%. Entonces, si tributaban al 30% y ahora la tasa es mucho mayor, a Pemex no le conviene. Por eso es mejor migrarlos y encontrar un esquema fiscal que dé a Hacienda lo mismo que había previsto con el contrato original, pero que le deje un margen a Pemex y su socio en el COPF o CIEP. Ahorita estamos trabajando en el proceso de migración de los primeros 11 y en una siguiente etapa los siguientes 11.

El primero que vamos a migrar es el campo Misión, es un COPF. Para ello ya tenemos una mesa establecida entre Sener, Hacienda, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Pemex. El último cronograma que tenemos revisado de manera conjunta y aprobada es que concluimos que vamos a migrar el primero contrato de Misión hacia el 26 de mayo.

¿En los hechos van a migrar todos los contratos que eran de servicios múltiples e incentivados?

SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment, and Sustainability Conference



Únete a líderes en la industria de petróleo y gas en la exploración de tecnologías y sus efectos en HSE y sostenibilidad, a tráves de presentaciones técnicas y sesiones de discusión.

¡Inscríbete antes del 8 de junio y ahorra 100 USD!

7–8 julio 2015 **Bogotá, Colombia**

www.spe.org/go/REGISTROLAHS

SPE International®

Society of Petroleum Engineers

Así es. Ya arrancó el proceso y ahora está caminando. Después de Misión vienen Santuario, Pánuco, Arenque y así sucesivamente.

El universo de estos tipos de contratos son 22...

Son 22. Aunque uno de ellos que nunca operó lo vamos a migrar. Es el campo Carrizo, que fue asignado a Schlumberger. Estamos viendo quién será el socio de Pemex para que lo opere. La característica de todos estos contratos es que Pemex no los operaba. En el portafolio de proyectos, todos esos campos los teníamos hasta el final porque no alcanzaba la inversión para asignar recursos a esos campos, era producción marginal y de muchos pozos, entonces PEP se concentró en campos de alta productividad y con menos pozos. De ahí surgieron los contratos incentivados.

En cuanto a la formación de las nuevas generaciones de ingenieros petroleros y especialistas en ciencias de la tierra, ¿cuál es el papel y el objetivo de PEP?

Nosotros hemos venido trabajando muy de cerca con las universidades e instituciones de educación superior que ofrecen las carreras de ciencias de la tierra. Ahora hay 29 instituciones que ofrecen Ingeniería Petrolera, más las que ofrecen Geología, Geofísica y Geociencias. Hay unas de Geología enfocadas a minería en San Luis Potosí y Sonora. Han crecido las carreras de preparación geocientífica para la actividad petrolera, minera e hidráulica.

A través del Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM) hicimos un estudio para ver cuántas de esas 29 instituciones ofrecían buenos programas. La Secretaría de Educación Pública nos dijo que podemos certificar a los egresados de todas esas escuelas.

Petróleos Mexicanos es un gran consumidor de egresados de estas carreras. Estamos visitando a los estudiantes en el primer o segundo año para decirles que Pemex los espera con los brazos abiertos. Estamos trabajando en el marketing de la marca Petróleos Mexicanos para atraerlos, sobre todo a los enfocados en todo lo que son ciencias de la Tierra.

Estamos llevando un programa de reclutamiento en PEP. Tenemos cinco ciclos completos y en total hemos reclutado más de 600 muchachos de recién ingreso. Los metimos en un programa de formación y entrenamiento de seis meses, donde los pasamos por perforación, producción, seguridad, geología y yacimientos. En los últimos 20 meses, hemos colocado a unos 400 de esos 600 muchachos.

¿Cómo es el proceso de certificación de los ingenieros?

Con la llegada de nuevas empresas, queremos fortalecer el programa de certificación, porque ellas pueden traer a un número importante de ingenieros petroleros de todo tipo, algunos excelentes y muy buenos, otros regulares, malos, incluso muy malos. Estamos trabajando con la Secretaría del Trabajo, con el Instituto Mexicano del Petróleo, la CNH, Pemex y con todos los que reclutan ingenieros petroleros para que se certifiquen.

¿Qué organismo expediría la certificación?

El CIPM. De acuerdo con el artículo 5 de la Ley Federal de Profesiones, los colegios son los únicos autorizados para expedir el certificado de peritos o certificado de competencia. Nosotros ya tenemos un certificado de idoneidad que nos dio el Comité Nacional de Evaluación (CONEVAL) para certificar la práctica petrolera.

Inscripciones y Reservaciones: www.congresomexicanodelpetroleo.com.mx

Actividades Congreso Mexicano del Petróleo, 2015

Cursos Precongreso

Exposición Industrial
Más de 200 Empresas
Nacionales e Internacionales

Programa de Conferencias

Conferencias Plenarias
Comidas Conferencia
Conferencias Técnicas
Sesiones Póster

Eventos Sociales,
Culturales y Deportivos

Urge repotenciar el talento en el sector energético

Para atender la Reforma Energética, hace falta que se gradúen más geocientíficos e ingenieros petroleros mejor preparados.

Luis Vielma Lobo*

El tema educativo ha estado en las primeras planas de los medios impresos y programas radiales –y no precisamente destacando aspectos positivos u optimistas, por el contrario, aspectos negativos y pesimistas– relacionados con las fallas del sistema educativo y la pésima preparación de los jóvenes mexicanos en lectura, entendimiento y estructura escrita de ideas; hechos que obligan a reflexionar sobre los grandes retos que el desarrollo del talento tendrá que enfrentar y tratar de exponer algunas opciones que ayuden a cambiar esta situación.

Conjuntar los análisis realizados por periodistas especializados en el tema, con los resultados del *Estudio del Mercado Laboral de Profesionistas conducido por la Secretaría de Educación Pública (SEP): Diagnóstico 2000-2010 y Prospectiva 2011-2015*, que incluye una revisión al estado de los egresados de los diferentes Institutos de Educación Superior (IES), debería detonar alarmas que obliguen a subir el tono a la discusión y convertirla en un debate nacional, político-social, considerando sus efectos en el corto y mediano plazo.

El estudio que comentamos tiene una cantidad de indicadores y cifras que permiten –tras un proceso selectivo de la información– destacar varios aspectos que ocurrieron en este periodo de 10 años y que consideramos de extraordinario interés:

Estudio del Mercado Laboral de Profesionistas conducido por la SEP: Diagnóstico 2000 - 2010

1. **Más de 500 mil egresados con grados de licenciatura, maestría y doctorado emigraron a Estados Unidos y Europa.**
2. **La tasa de desempleo para este sector pasó de 2.3 a 5.1%.**
3. **La mayoría de los desempleados son menores de 30 años (56%).**
4. **El 67% de desempleados se concentra en 6 licenciaturas de la ingeniería: Mecánica (30 mil), Industrial (25 mil), Computación y Sistemas (20 mil), Eléctrica/Electrónica. (15 mil).**

Estudio del Mercado Laboral de Profesionistas conducido por la SEP: Prospectiva 2011 - 2015

1. **Uno de cada 6 alumnos de posgrado cursa sus estudios en una IES con un plan reconocido por el Programa Nacional de Posgrados de Calidad.**
2. **40 de cada 100 egresados tienen un empleo relacionado con su formación universitaria.**
3. **La tendencia de los jóvenes está orientada hacia las Humanidades y Ciencias Sociales 70%; en comparación con las Ciencias, Ingeniería y Tecnología 30%.**
4. **La falta de dominio del idioma inglés es una causa importante en el rechazo de profesionistas recién graduados.**
5. **Un gran número de universidades se encuentran rezagadas en términos de tecnologías de enseñanzas.**

De este estudio de la SEP podemos destacar que un elevado porcentaje de estos jóvenes que se quedan en el país sin oportunidad de un empleo acorde con la carrera que han culminado, tratan de sobrevivir a cualquier precio; es decir, aceptan trabajos que no consideran su capacitación, son subempleados y, en muchos casos, se convierten en empresarios de la economía informal o taxistas. Nada reprochable cuando se trata de sobrevivir decentemente, porque también las autoridades han determinado que cada día las redes del narcotráfico y el contrabando contratan jóvenes profesionales que les ayuden a incorporar nuevas tecnologías para el control y crecimiento de sus negocios ilícitos.

Otro estudio importante, la ***Encuesta de Competencias Profesionales 2014***, ha sido realizado por el Centro de Investigación para el Desarrollo A.C. (CIDAC), institución que condujo una serie de entrevistas a IES y empresas con el fin de determinar, entre otros temas, qué tipo de profesionista requieren las empresas, qué perfil

• *Director General de CBM Ingeniería Exploración y Producción, firma mexicana de asistencia técnica y desarrollo de oportunidades de negocio en E y P, con programas especiales de desarrollo de talento diseñados para procesos sustantivos, y de apoyo a la organización. Actualmente es Vicepresidente de Relaciones Internacionales de AMESPAC, organización que agrupa empresas mexicanas de servicios, colaborador en varios medios especializados en energía y conferencista invitado en eventos del sector energético.*

tienen los recién egresados, cuáles son sus características, cuáles son los aspectos positivos y cuáles los susceptibles de mejora. Sus resultados también nos dan una señal de alarma muy similar al estudio de la SEP.

De este estudio –que pudiéramos llamarlo "¿Qué buscan las empresas en los profesionistas jóvenes y no encuentran?"– también se pueden destacar tres importantes indicadores. El primero tiene que ver con lo que estudian nuestros jóvenes y que no necesariamente está relacionado con las necesidades y los planes de las empresas. Aquí hay una oportunidad de mejorar en esa relación entre las empresas y las IES para alinear requerimientos y ofertas. El segundo indicador tiene que ver con la calidad del egresado. Aquí lamentablemente muchos de ellos son rechazados porque no saben preparar un resumen curricular claro y preciso, y ni siquiera pueden lograr una entrevista de trabajo. El tercero tiene que ver con la madurez de los nuevos egresados, que muestran poca o ninguna preparación para describir por qué buscan el trabajo, qué esperan de un nuevo empleo y qué visión de crecimiento profesional tienen; además de presentar fallas importantes para coordinar una adecuada comunicación oral y escrita.

La información obtenida de estos documentos nos permite reconocer y entender la problemática educativa del país, lo que también podemos comprobar continuamente cuando asistimos a eventos del sector energético y escuchamos a muchos jóvenes interesados en conocer cómo prepararse para el reto presentado por la Reforma Energética. La información que analiza la proyección o prospectiva de los próximos cinco años y que refleja que las IES estarían graduando más de 20 mil nuevos profesionistas por año, con un alto porcentaje en diferentes especialidades de la ingeniería, pero muy pocos en ciencias de la tierra, incluyendo geocientíficos e ingenieros petroleros, obliga a los representantes del sector institucional de energía en el país, a tomar decisiones que permitan ir cambiando el paradigma educativo en México, de un sistema que gradúa muchos profesionistas independientemente de las necesidades del crecimiento económico del país, a un sistema que atienda específicamente esas necesidades, y que en estos momentos se alinee para producir profesionistas en ciencias de la tierra, tan requeridos en los próximos 10 años por la industria energética.

¿Cómo hacer este gran cambio de paradigma? Puede hacerse de varias maneras, pero en todas ellas las IES, las empresas privadas, la empresa estatal y las internacionales que ya se encuentran en al país tendrán que trabajar de manera coordinada, bajo las pautas de un ente rector nacional, dependiente de la Secretaría de Energía (SENER). También es importante jerarquizar las necesidades del sector en términos de urgencia y al mismo tiempo ampliar la visión de la oportunidad para solucionar lo que se ha convertido en un problema político social: darle oportunidad de trabajo y un empleo justo a esa cantidad de jóvenes egresados con licenciaturas en

ingeniería y que se encuentran desempleados o subempleados y a esa otra cantidad que se irán incorporando en los próximos años, contratándolos y, mediante programas especiales de capacitación, convirtiéndolos en especialistas en aquellos procesos sustantivos del negocio energético.

En el caso de Exploración y Producción, donde se invierte el 85% del presupuesto de inversiones de cualquier empresa petrolera estatal o privada, básicamente serían tres procesos: la administración de yacimientos, la planeación y diseño de pozos y los sistemas integrales de productividad. Asimismo, la preparación de geocientíficos cuyo aporte es muy crítico, como son los geomecánicos y los intérpretes de registros sísmicos.

De manera similar, debemos ver los procesos sustantivos de los negocios aguas abajo. como son refinación y petroquímica, y los negocios asociados al sector eléctrico en sus fases de generación y distribución eléctrica y el dominio de tecnologías para la operación de plantas de ciclo combinado y finalmente las tecnologías de energías sustentables alternas como la solar, eólica y geotérmica.

Cuando mencionamos que una amenaza puede convertirse en una gran oportunidad de solucionar un problema político-social, nos referimos a aprovechar esa gran base de recursos humanos que se encuentra actualmente en la calle, con licenciaturas en ingeniería y que están subempleados o desempleados, en condiciones de supervivencia social y baja calidad de vida y así poder recuperarlos para insertarlos en el sector energético del país, mediante programas especiales de reconversión y repotenciación de sus competencias, partiendo de su base de conocimientos de la ingeniería –lo básico y general– para desarrollar sus conocimientos específicos en cualquiera de los procesos antes mencionados –lo avanzado y especializado– en un tiempo relativamente rápido, con una preparación *"fast track"* y con una mentoría/*coaching* especifica por un tiempo máximo de un año, dependiendo de la preparación de los seleccionados a cada programa.

Estos programas han sido probados en otros países y por diferentes empresas, tanto operadoras nacionales como privadas y especialmente de servicios, pues los ciclos de caídas de precios ocurridos en décadas pasadas, enfrentaron a estas compañías a buscar opciones rápidas y efectivas para solucionar sus coyunturas críticas de necesidades de esfuerzo.

El Colegio de Ingenieros Petroleros de México, CIPM, con muy buena visión ha venido preparando jóvenes con cursos especializados y ha creado el proceso de Certificación de Profesionistas aprobado por la SEP para asegurar la calidad de los ingenieros que están siendo contratados o que van a ser contratados por las diferentes compañías que estén operando o vayan a operar en el país. También el CIPM se viene preparando para cambiar su visión histórica nacional a una visión internacional para enfrentar con éxito los retos que implican para el país y la profesión de Ingeniero Petrolero el nuevo contexto traído por la Reforma Energética y verlo más como oportunidad que como amenaza para sus miembros.

La actividad que viene desarrollando la SENER y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, CNH, para difundir los procesos de licitación de la Ronda Uno, conjuntamente con el Programa Estratégico de Desarrollo de Talento para el sector energético desarrollado conjuntamente con el CONACYT, ya han despertado el interés de las IES por desarrollar programas de diferentes tipos para ir preparando jóvenes profesionistas para el sector energético. A las ya tradicionales instituciones de la UNAM y el Politécnico, se han unido más de 10 instituciones que ya vienen dictando sus programas en Ingeniería Petrolera. No obstante esos egresados estarán disponibles en cantidades pequeñas año por año en los próximos 5 años, y la urgencia del recurso hace de los programas de reconversión y repotenciación una alternativa casi obligatoria para poder dar respuesta a los requerimientos potenciales del sector.

Colateralmente estos programas pueden brindar oportunidades para esos profesionales que siguen buscando realizar el sueño de su vida para el cual ellos se prepararon con mucha ilusión y esfuerzo, y el Estado invirtió muchos recursos en su preparación. Sólo que ni ese mismo Estado ni el sector privado han tenido las llaves para abrirles las oportunidades para su crecimiento hasta ahora. Sin embargo, la Reforma Energética parece ser la puerta que facilite la materialización de esos sueños para esos jóvenes egresados y la compensación al esfuerzo realizado por el Estado durante muchos años. Sólo queda ir adelante consolidando las propuestas existentes… y echarle muchas ganas. ¡Manos a la obra!

POR MÁS DE 30 AÑOS, SHELL HA SIDO LÍDER EN DISEÑO, FABRICACIÓN, INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MÁS AVANZADA EN AGUAS PROFUNDAS.

Perdido es el primer spar que alberga una plataforma de perforación y producción. Este sistema fue seleccionado considerando las profundidades marinas extremas, la naturaleza de los yacimientos y la lejanía del campo.

www.shell.com

Swiber Offshore México

www.swiber.com
contacto.mexico@swiber.com

El pasado mes de abril, Swiber Offshore México celebró 3 años de haber dado inicio a sus operaciones en México. Esta empresa se ha consolidado después de la exitosa realización de varios proyectos para Petróleos Mexicanos (PEMEX) en la Sonda de Campeche.

Especializada en la construcción marina y la oferta de servicios para las actividades petroleras, Swiber Offshore México estableció en nuestro país su centro de operaciones regional para las Américas, considerando la gran oportunidad que México representa para la inversión. Asimismo con las nuevas oportunidades que abre la Reforma Energética y en base a la experiencia desarrollada en el mercado mexicano, Swiber es capaz de ofrecer las soluciones más eficientes para llevar a cabo los trabajos productivos que tanto PEMEX como los nuevos actores en el sector energético necesitarán en el futuro próximo. Especializada en actividades en aguas someras, actualmente desarrollan ramas de negocio capaces de brindar soluciones a los nuevos retos que la industria petrolera demandará: las aguas profundas.

Expansión y consolidación de las operaciones en México

En los últimos 3 años Swiber Offshore México ha participado en proyectos de gran envergadura en nuestro país. Su llegada a México estuvo de la mano de un proyecto de gran tamaño en el Golfo de México. Gracias a su ejecución, hasta la fecha le han sido asignados otros tres proyectos de gran importancia para el desarrollo de infraestructura de su cliente principal al día de hoy Pemex. Entre estos proyectos, se encuentra la construcción de un oleogaseoducto marino, el cual nació como parte de la estrategia de Pemex para aumentar su producción. En diseño conjunto, Swiber construyó el ducto marino dentro del tiempo establecido por su cliente, lo que representó un reto considerando la complejidad de los trabajos y que los mismos fueron realizados durante el invierno, época durante la cual las condiciones climatológicas afectan la asertividad de las operaciones.

Lo anterior fue posible gracias a los altos estándares de ejecución, la velocidad de respuesta y la disponibilidad de las embarcaciones necesarias para realizar los trabajos. Estas embarcaciones, parte de la moderna flota de Swiber, son parte de las 5 con bandera mexicana. El Swiber Concorde y el Swiber Quetzal son las barcazas de construcción de posicionamiento de anclas con capacidad de tendido de línea, grúas de 450 y 500 ton. y alojamiento para 260 y 300 personas respectivamente. Además cuentan con 3 remolcadores de manejo de anclas con capacidad de abastecedores.

Otra clave del éxito para Swiber ha sido el cumplimiento a la premisa de Pemex "cero accidentes" y al fuerte apego a las filosofías medulares de la empresa, entre las cuales destaca "No Causar Daño". Todo esto se ve reflejado en las más de **3,500,000 horas hombre sin incidentes o accidentes del personal**. Todo lo anterior, junto con el profundo conocimiento de la cadena de suministro local y sus requerimientos, contribuyen al éxito de Swiber Offshore México en todos los proyectos que realiza, lo que le ha asegurado un lugar entre los principales proveedores de servicios de construcción para PEMEX en aguas someras

Swiber Offshore México ha apostado a la permanencia en territorio mexicano y a la expansión hacia mercados americanos, para lo cual ha construído un equipo de trabajo muy calificado, invirtiendo en el constante entrenamiento y capacitación de su personal 100% mexicano, teniendo ahora lo que en sus propias palabras llama "la clave de éxito para cualquier empresa": contar con capital humano

preparado, confiable y de gran experiencia.

Futuro en México

Uno de los objetivos principales de la Reforma Energética es incrementar la producción de hidrocarburos, para lo cual se requerirá de una serie de trabajos previos para el desarrollo de la infraestructura necesaria para lograrlo. Un aspecto fundamental que tanto PEMEX como los nuevos participantes deberán tomar en cuenta, es la determinación, experiencia y tasa de éxito de las compañías con las que se asocien.

En este sentido Swiber Offshore México se ha posicionado como jugador clave gracias a su probada capacidad de ejecución en la región y entendimiento de la industria energética nacional.

Dentro del catálogo de servicios que esta empresa ofrece se encuentran:
- Construcción e instalación de ductos marinos
- Transporte e instalación de plataformas por el método tradicional de izaje
- Transporte e instalación de plataformas por el método floatover
- Inspección submarina y servicios de buceo
- Servicios de ingeniería submarina para la industria petrolera costa fuera

Swiber, posee una de las flotas más grandes de embarcaciones para aguas someras en el mundo, dentro de las cuales destacan el Kaizen 4000, barcaza de construcción para tendido de línea de posicionamiento dinámico con una grúa de 4000 ton.; y el PJW 3000, barcaza de construcción para tendido de línea con una grúa con capacidad de levantamiento de 3000 ton. Con una visión del futuro, Swiber desarrolla nuevas unidades de negocio capaces de afrontar los retos venideros; para esto se encuentra construyendo la embarcación denominada DCV5000, una barcaza de construcción para aguas profundas con una grúa de 5000 ton. de capacidad de izaje proyectada para entrar en funcionamiento para el 2018.

Actualmente Swiber Offshore México ofrece una innovadora forma de instalar plataformas, la cual ha sido probada en diferentes regiones de Asia. El método de instalación de plataformas por el sistema llamado floatover, consiste en transportar a bordo de una embarcación especializada semihundible la estructura completa de la plataforma, para luego colocarla sobre una subestructura, lo cual no sólo hace más rápido y seguro el trabajo, sino que asegura que la estructura esté más completa en diferentes aspectos. Es un proceso más seguro que requiere mucho menor tiempo, lo que se traduce en un menor impacto ambiental y el ahorro de millones de dólares para el cliente.

Swiber tiene una capacidad probada para la construcción y transportación de todos los elementos de las mega plataformas. Con sus dos barcazas de transporte floatover, Holmen Pacific y Holmen Atlantic, equipadas para realizar la instalación y los diferentes trabajos de ingeniería para la operación de la plataforma y gracias a las cuales ha sido posible la instalación de plataformas de más de 13,000 toneladas métricas.

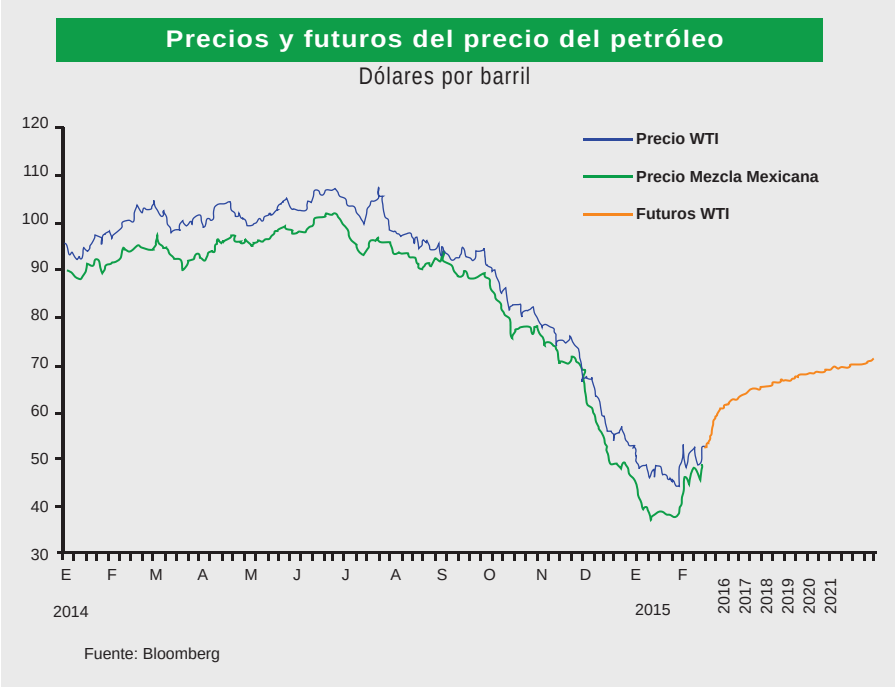
La Reforma y el modelo económico

La caída del precio del petróleo obliga a replantear las finanzas públicas.

RAMSES PECH RAZO*

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.

Nuestro poder de inversión como país se ha visto mermado. Nuestra economía se ha basado en gastar con base en ingresos que provienen de mercado especulativos como el del petróleo. La macroeconomía del país se ha ido deteriorando en tiempos de crecientes necesidades sociales, trayendo como consecuencia una menor inversión para el crecimiento, lo cual hizo urgente legislar las reformas estructurales.



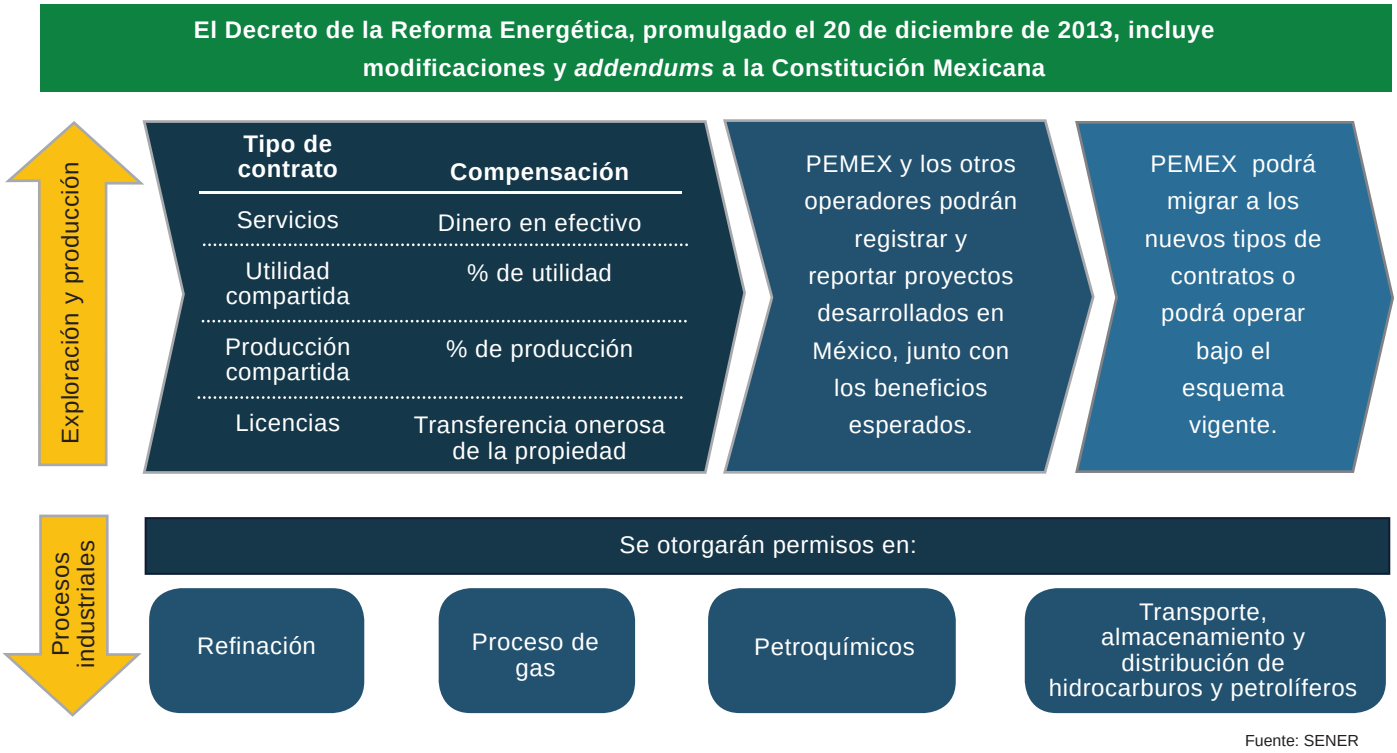
Durante los últimos 15 años, el petróleo ha representado la tercera parte de los ingresos presupuestarios del sector público. En el 2006 alcanzó el 38% (ya había empezado en ese año la declinación de la producción, pero aumentaba la inversión en Pemex y el precio del barril) y ha disminuido a 30.5% en el 2014. El precio del barril llegó a superar los 100 dólares por barril en 2013 y a principios del 2014, antes de desplomarse a 50 dólares. Ahora, sigue cayendo la plataforma de producción y los futuros del petróleo sugieren que el precio no podrá pasar de los 71 dólares de aquí al año 2021.

Para el proceso de elaboración del Presupuesto de Egresos de 2016 se prevé que habrá una revisión integral de la estructura del gasto público, de modo que su planeación deje de hacerse de manera inercial y en 2016 parta de una "base cero". El presupuesto "base cero" consistiría en evaluar cada uno de los renglones de gasto, partiendo de cero, y se elaboraría como si fuera el primer presupuesto que realiza el gobierno. Se evaluaría y justificaría el monto y necesidad de cada rubro.

Hacer un presupuesto base cero es necesario, urge hacerlo. La realidad –la caída del precio del petróleo, los excesos en el gasto corriente– ha mermado la capacidad de inversión del gobierno federal y tendremos que adecuar las finanzas públicas para el 2016 basado en:

- Reducción de los presupuesto de ingresos y egresos.
- Realizar una miscelánea fiscal y monetaria, acuerdo a las posibilidades de ingresos-egresos.
- Brindar estímulos fiscales a empresas en energía e infraestructura de movilidad.
- Ajustar los datos macroeconómicos como tipo de cambio y tipos de inversión directa.
- Acelerar la apertura del mercado energético a la inversión directa y permitir a las empresas productivas del Estado una real autonomía para poder decidir cómo endeudarse, pero generando utilidades.
- Eliminar dentro de la Ley de Ingresos las ventas por exportación

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



Fuente: SENER

de crudo y sólo considerar los derechos que emanan de la Reforma Energética y sus leyes secundarias.

- Sacar a las empresas productivas del Estado del Presupuesto de Egresos en el 2018, esperando que para entonces tengan balances positivos.
- Revisar los programas sociales, buscando entregar no dinero, sino capital de conocimiento, con el sentido de crear oficios y profesionalizar a la sociedad, para que pueda tener acceso a una mejor forma de vida, por medio del trabajo, no de dadivas.

El mercado energético en México ha sido abierto a la inversión de privados para incrementar el desarrollo económico del país, reduciendo la exposición de capital del gobierno en el desarrollo e trasformación de los recursos naturales. Se divide la industria de los hidrocarburos en dos grandes mercados (ver gráfica arriba):

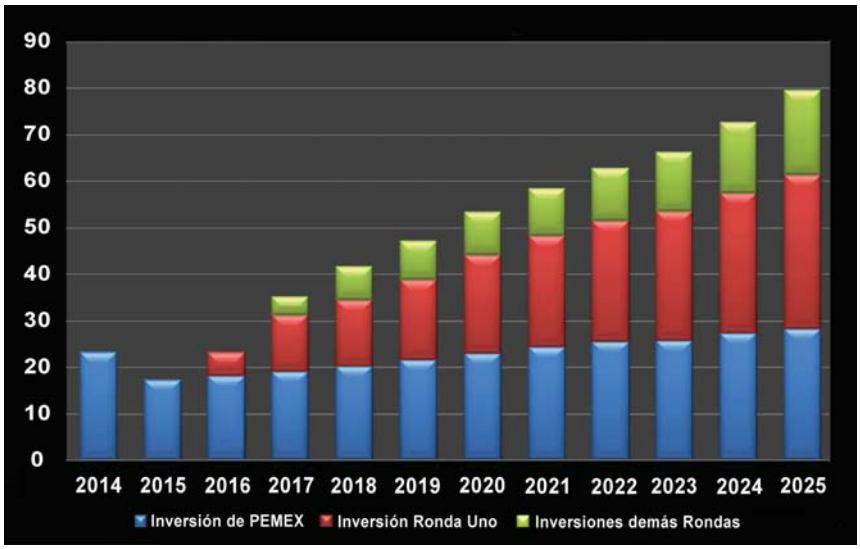
En esos dos mercados las empresas productivas del Estado y filiales tendrán que competir por poder incrementar su parte del mercado, pero ésta se verá limitada como resultado del menor presupuesto que sea asignado a esas empresas y el menor nivel de endeudamiento que les permitan. Sin embargo, esas empresas podrán buscar socios que les permitan eliminar inversión en actividades no medulares, como acaba de ocurrir en el caso del ducto de Ramones II.

"El objetivo es que Pemex cada vez invierta menos en infraestructura y se concentre más en lo que es su negocio central, que es la exploración y producción de hidrocarburos. Los recursos obtenidos se reorientarán a inversión y servirán para mitigar el efecto del recorte (presupuestal)", según José Manuel Carrera, director corporativo de Alianzas y Nuevos Negocios de Pemex Corporativo.

Es decir, se genera certidumbre en la inversión de Pemex, que se concentrará en la parte de exploración y producción, dejando a que el mercado proporcione la inversión en gran parte de la infraestructura de superficie como ductos, transporte, comercialización y transformación. Esto mismo tendrá que pasar en la Comisión Federal de Electricidad, donde tendrá que concentrarse en donde genere valor económico con retorno de inversión de corto plazo.

El presupuesto de Pemex en 2014 fue de 27 mil millones de pesos con un tipo de cambio de 13.3 pesos por dólar y en 2015 será de 22.9 mil millones de pesos a 13.4 pesos por dólar como tipo de cambio propuesto en la ley de ingresos. Sin embargo, esto es virtual debido a que dependerá del cierre del tipo de cambio anualizado, pudiendo representar una pérdida de inversión entre

Tendencia del mercado en E&P en México con la inversión de Pemex y los privados, basada en las necesidades a cubrir de mantenimiento de la producción base por parte de Pemex y el plan de incrementar la producción nacional por arriba de 3 millones de barriles diarios



1.5 a 2.5 mil millones de dólares, si el tipo de cambio se acerca de 15 pesos por dólar.

Esto nos lleva a preguntar si Pemex tendrá que incrementar su deuda o buscar otras formas de financiamiento de obras con pagos a través de un periodo de tiempo. Lo ideal y la consolidación del modelo de mercado debería ser que el patrón y el inversionista ya no sea la Nación. La Nación sólo debería dedicarse al cobro de los derechos de la industria de hidrocarburos o energética.

Impacto en la inversión en E&P

Si vemos el caso de la inversión en exploración y producción en Pemex, ésta en 2014 fue de 23 mil millones de dólares (13.30 pesos por dólar, tipo de cambio) y 2015 se espera que sea de 18.8 mil millones de dólares (tipo de cambio 13.40 pesos por dólar), pero la realidad quedaría en 16.5 mil millones (con un tipo de cambio de 15.30 pesos por dólar), que representaría una pérdida de inversión de entre 30 y 40% comparada con 2014.

Para el 2016, podríamos prever que esa inversión en E&P de Pemex sea de 18 mil millones de dólares (incluyendo asociaciones, financiamiento, reducción de costos y todo lo que pueda ayudar a tener esta inversión) y que gracias a la Ronda Uno se pueda obtener una inversión de entre 2 y 8 mil millones adicionales de los contratos que empezarían a partir de enero del 2016.

Habrá, pues, nueva inversión, pero ésta sólo compensará la disminución de la inversión de Pemex en el rubro de E&P. Con las rondas subsecuentes y en un escenario optimista, el mercado de E&P no sólo será la inversión colocada por Pemex y para finales del 2025 podemos imaginarnos entre 60 y 70 mil millones de dólares al año entre Pemex y nuevos jugadores privados para alcanzar una producción de crudo por arriba de los 3 millones de barriles diarios y 8 millones de pies cúbicos/día en el país.

La mayor desventaja en ese mercado, la tendría Pemex de continuar teniendo un presupuesto de la federación que se entrega en pesos, cuando se pagan servicios en dólares.

En esta última gráfica podemos ver la tendencia del mercado en E&P en México con la inversión de Pemex y los privados, basada en las necesidades a cubrir de mantenimiento de la producción base por parte de Pemex y el plan de incrementar la producción nacional por arriba de 3 millones de barriles diarios.

Pensar en una perspectiva de mejoría futura en la producción petrolera no sería posible sin la Reforma Energética, debido a que con el recorte presupuestal, la baja del precio de la mezcla de petróleo y los datos macroeconómicos más adversos, como el tipo de cambio, tendríamos un colapso en las finanzas públicas y de la credibilidad de país como destino para la inversión.

En todo esto, cabe recordar que la Reforma Energética no es un modelo político, sino un modelo económico con un retraso de más de una década en su implementación, creado en momentos de relativa estabilidad en la geopolítica y en el precio del petróleo. Sin embargo, la Reforma ahora es aplicada en un momento de cambios radicales en el mercado de hidrocarburos, con precios más bajos que a todas luces se mantendrán por más de un lustro.

¿Enfocando en claridad de imagen?

MANTA™

Con Manta, Ud. ve con claridad.

Manta, el evolucionario sistema autónomo de nodos de fondo marino, entrega claridad de datos mejorada y versatilidad de diseño de programas con flexibilidad de despliegue en aguas de 0-3000m. Cuando se requieren imágenes de alta fidelidad, Manta proporciona los datos necesarios multi-componente y de azimut completo para ver claramente incluso en los ambientes más difíciles.

Enfóquese en el rendimiento de su reservorio y visite seabed-geo.com\Manta o en persona en el CMP 2015 de Guadalajara stand 122.

Seabed GEOSOLUTIONS

Para lo último en datos sísmicos de fondo marino, en cualquier profundidad de agua, entregamos las soluciones más flexibles.

Contáctenos a **nsam@sbgs.com**

Crea la CNH un padrón de compañías de sísmica: Zepeda

Se conformará el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, una labor con tiempos perentorios que involucra a compañías que realizarán estudios del subsuelo del territorio y de las aguas nacionales, dice el Comisionado Presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Juan Carlos Zepeda Molina, en entrevista con ***Energía a Debate****.*

¿De dónde surge la conformación del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos?

La CNH tiene tres roles principales. Uno es regulador, porque tenemos la responsabilidad de emitir la regulación técnica para el mejor aprovechamiento del potencial petrolero del país. El otro es el de ser el administrador del contratos, desde su licitación, adjudicación, suscripción y su posterior administración. Y el tercer rol es el de ser el organismo del gobierno federal responsable de desarrollar la información y el conocimiento técnico del subsuelo del país y, por ende, del potencial del país.

En ese sentido, tenemos la responsabilidad de traducir este acervo en recomendaciones para la Secretaría de Energía (Sener) como elementos que sirvan para la construcción de la política energética.

En concreto, la Ley de Hidrocarburos señala, por un lado, que somos responsables de la construcción y desarrollo del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos y también que tenemos que proponer a la Sener el Plan Quinquenal de las rondas de licitación de los contratos de exploración y extracción.

(De acuerdo con la Ley, la CNH ya habría presentado a la Sener la propuesta de Plan Quinquenal en la fecha de publicación de esta entrevista. Nota del Editor.)

Esto hace posible cualquier proyecto de exploración –es decir, la decisión de inversión que se toma para la perforación de un pozo–, lo cual en aguas someras puede costar entre 20 y 50 millones de dólares, y lo que hace posible también realizar rondas de licitación es el tener información del subsuelo que se adquiere mediante distintas tecnologías.

¿Qué información contiene?

La información, de acuerdo con la Ley, incluye la adquisición, procesamiento, reprocesamiento y control geológico de la sísmica 2D, 3D y multicomponente 3C; preproceso, interpretación de datos sísmicos, modelo de velocidades y migración, en tiempo y en profundidad; adquisición magnética, gravimétrica, geoeléctrica y magnetotelúrica, y cualquier otra que se obtenga por medios diferentes a los anteriores.

Estos estudios son lo que llamamos el Reconocimiento y la Exploración Superficial. La Ley de Hidrocarburos señala que es responsabilidad de la CNH otorgar las "autorizaciones" para que las distintas empresas interesadas puedan realizar estos estudios. El 15 de enero de 2015, la CNH emitió la regulación para otorgar las autorizaciones para llevar a cabo los estudios de reconocimiento y exploración superficial.

¿Quiénes realizarán esos estudios?

Esta actividad es en sí misma una industria, es decir, la industria de los estudios de sísmica, de gravimetría, etcétera. No son las compañías petroleras quienes hacen estos estudios, sino que es una industria que presta estos servicios al sector petrolero.

La norma señala que se debe generar un padrón y, una vez dadas de alta en éste, las compañías solicitan los permisos para realizar los estudios. La ley llama a los permisos "autorizaciones". A la fecha, tenemos 26 compañías que han solicitado su registro en el padrón, de las cuales, 20 ya están registradas y 6 están en proceso (ver tabla). Los nombres tanto de los solicitantes como de los registrados son públicos.

Las compañías ya registradas están comenzando a presentar sus proyectos para que se les dé la autorización para que lleven a cabo los estudios de sísmica. A la fecha, 10 de ellas han entregado en conjunto 19 proyectos (15 corresponden a la modalidad de adquisición de datos de campo y 4 solicitan únicamente la autorización para reprocesar datos o información preexistente). Normalmente, esas compañías ponen en la mesa más de un proyecto.

¿Cuál es el modelo regulatorio para la industria de servicios de reconocimiento?

Es un modelo consistente con la práctica internacional. La información del subsuelo que adquieran es propiedad de la Nación y deberá ser entregada a la CNH, la cual alimenta con ella el acervo del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. La inversión para realizar estos estudios corre a cargo de las propias empresas que los realizan a su costo y riesgo.

¿Qué reciben estas empresas a cam-

Empresas que han solicitado autorizaciones*

No.	Empresa	Número de solicitudes	Adquisición de datos de campo	No incluye adquisición (procesamiento)
1	Spectrum ASA	3	3	0
2	PGS Geophysical AS México	3	3	0
3	CGG Veritas	3	1	2
4	TGS AP Investments AS	3	3	0
5	Schlumberger	2	1	1
6	Dolphin Geophysical	1	1	0
7	GX Technology Corp.	1	1	0
8	Multiclient Geophysical ASA	1	1	0
9	EMGS Sea Bed Logging México	1	1	0
10	Geoprocesados SA de CV	1	0	1

* Al 8 de abril de 2015.

bio de esta inversión y de la realización de los estudios, si al final los entregan a la CNH?

Una vez que ellas realizan esos estudios y levantan esta información, la CNH les otorga un derecho exclusivo de comercialización sobre esa información por un plazo de 12 años. Esto significa que durante ese periodo la CNH tiene la información, la estudia para beneficio de México, pero no la hace pública.

¿El Estado no paga por esa información?

Nada, ni un centavo.

¿La CNH podrá compartir esa información con Pemex, por ser empresa del Estado?

En el marco de la Reforma, Pemex es una empresa petrolera más, entonces no tiene ningún privilegio frente a otras compañías petroleras. El único privilegio que tuvo fue el de Ronda Cero, terminada esta ronda, es otra empresa más en la industria.

Pero la CNH ya cuenta con la información de sísmica de Pemex.

Es importante resaltar que toda la información sísmica que Petróleos Mexicanos ha tomado a través de los años por ley debe ser transferida a la CNH. Esto debe ocurrir en un plazo no mayor de dos años a partir de la publicación de las leyes.

El volumen de información que tiene Pemex es aproximadamente de 10 petabytes. Para dimensionar, un petabyte equivale a mil terabytes y cada uno de éstos es mil gigabytes. Esto es relevante en el sentido del conocimiento que ya se tiene, que es lo que está haciendo posible la Ronda Uno y hará posible la Ronda Dos y las próximas.

¿A esa información se le agregará la nueva que realizan las compañías registradas en el padrón?

Lo que establece la regulación es que no sólo se permite solicitar una autorización para adquirir nueva sísmica adicional, sino que las compañías pueden pedir autorización para reprocesar lo que ya existe.

Con esto, lo que tenemos por delante es que en el transcurso de los próximos tres años estaremos dando las cifras precisas en cuanto vayamos desahogando todas las solicitudes de estas empresas que están por recibir su autorización para hacer los estudios. Podemos anticipar que después de ese periodo, se va a más que duplicar el volumen de información sísmica de México así como el conocimiento de la misma, no sólo por la información nueva, sino por el reprocesamiento y el análisis adicional sobre la sísmica existente.

Las compañías lo harán en etapas. Algunos datos irán saliendo antes, pero el total de los estudios que se nos están presentando van a tener un alcance en tiempo de aproximadamente de tres años.

Esto significa que esta industria ya está trabajando en la Ronda Cuatro, incluso en la Cinco y en las posteriores. Esta información la van a vender a las empresas petroleras, incluido Pemex, a quien quiera comprarlo, a todo aquel que quiera anticiparse correctamente –lo cual empata con el Plan Quinquenal– a las rondas subsecuentes.

¿Las autorizaciones para hacer los estudios tienen alguna vigencia?

Tienen una vigencia en función de un plan de trabajo. Las autorizaciones tienen la duración también del tiempo que requiera su trabajo. Normalmente el plan de trabajo define distintos momentos y distintas áreas.

¿Tienen que informar acerca de los equipos que van a traer?

Empresas registradas en el padrón*

No.	Compañía	País
1	Ion (GX Technology Corporation)	EUA
2	Dowell Schlumberger de México, SA de CV	México
3	Dolphin Geophysical de México, SA de CV	México
4	TGS AP Investments AS	Noruega
5	PGS Geophysical AS-Sucursal México	México
6	CGG Veritas Services de México, SA de CV	México
7	Spectrum ASA	Noruega
8	Seismic Enterprises México, S de RL de CV	México
9	Geoprocesados, SA de CV	México
10	TDI-Brooks International, Inc.	EUA
11	Seabird Seismic México, S de RL de CV	México
12	EMGS Sea Bed Logging México SA de CV	México
13	Geokinetics de México, SA de CV	México
14	Multiclient Geophysical ASA	Noruega
15	Nopec Geophysical Company S de RL de CV	México
16	Fugro Survey México, SA de CV	México
17	Fugro Chance de México, SA de CV	México
18	PGS Data Processing, SA de CV	México
19	Searcher Seismic PTY LTD	Australia
20	Rock Solid Images, Inc.	EUA

* Datos al 8 de abril de 2015.

Tienen que informar del proyecto, de la tecnología, del plan de trabajo. Hay un calendario. Y conforme los vayamos autorizando, los haremos públicos. Algo importante es que las compañías deben informar de la comercialización que hagan de la información. Tienen que informar a la CNH a quién se la vendieron y en qué términos de comercialización lo hicieron. Asimismo, están obligadas a pagar impuesto sobre la renta en México por sus actividades.

¿Pueden asociarse con empresas mexicanas?

Claro. En la lista de empresas que han solicitado autorización para realizar sísmica, existen algunas empresas nacionales o filiales.

¿Qué tipos de estudios se están presentando?

Mayoritariamente estudios sísmicos, pero también estamos recibiendo de otras tecnologías, como gravimetría y estudios electromagnéticos. La gran mayoría de las solicitudes es para adquirir información en el Golfo de México, aunque también hay algunos para adquirir en tierra, principalmente en el centro-este del país, como Veracruz y Tampico Misantla. Lo principal es mar con algo de tierra.

¿Hay más de nuevo estudio o de reprocesamiento?

Es más de nuevo estudio. Lo principal es nueva adquisición. Es la mayor parte.

En promedio, ¿cuánto cuesta hacer un estudio de este tipo?

Los estudios que están por el momento en espera de su autorización rondan en general en el orden de los 200 y 300 millones de dólares cada uno para nueva adquisición de información. Hay algunos que tendrán montos mayores y menores de esa banda, pero es un dato referente del nivel de inversión.

¿Dónde va a alojar la CNH todo ese volumen de información?

El Centro Nacional de Información de Hidrocarburos ya se está formando, en sí mismo es una plataforma tecnológica, cuyo *'site*' (los servidores y las computadoras) está ubicado en el municipio de Apodaca, Nuevo León. En este 'site' se está recibiendo por el momento toda la información de Petróleos Mexicanos.

El *'site'* pertenece a la empresa Triara que renta los servicios de almacenamiento y procesamiento a distintas empresas. Posee niveles de seguridad no sólo de acceso, sino de diseño para tolerar distintos tipos de fenómenos naturales, como terremotos, huracanes y muchos más. Incluso puede operar por largos periodos sin energía eléctrica externa.

El Centro va a tener una regulación y unos estatutos de operación y de gobierno corporativo, los cuales se emitirán en el transcurso de dos meses. Sus oficinas se ubicarán en las instalaciones de la propia Comisión.

¿La CNH tiene la capacidad para procesar toda esa información?

Consideremos que no son sólo los diez petabytes de información que se están migrando de Pemex a la CNH, sino el hecho de que ese volumen se va a multiplicar en breve. Lo que se visualiza es que la CNH tendrá que generar convenios con la Universidad Nacional Autónoma de México, con el Instituto Politécnico Nacional y con nuestros distintos centros de estudios superiores y de investigación del país para aglutinar a muchos más científicos y técnicos en el estudio de esta información, además del análisis propio que haga la industria.

Algo similar sucede en Brasil, Noruega, Colombia y muchos otros países. Son convenios de estudio técnico con alcances para que el Estado se beneficie y podamos desarrollar el conocimiento.

¿Existe un calendario?

Es una parte fundamental. La Ley señala que la CNH tiene que presentar el Plan Quinquenal de las rondas de licitación. El Plan surge de una propuesta de la CNH y detona solicitudes adicionales que, una vez aprobado, va a haber más certeza porque sabremos cuál es el plan de las rondas y dónde hay que ir a adquirir sísmica, por ejemplo. Eso es lo que hace posible reducir la incertidumbre para las inversiones, digamos, en dónde perforar un pozo que vale 50 millones de dólares en exploración. De otra forma es imposible.

¿Puede haber solicitud de sísmica bajo demanda?

Sí, se puede hacer. De hecho, el modelo de negocio más común para el desarrollo de esta industria es lo que se conoce como el "modelo multicliente". Consiste en que la empresa de sísmica, antes de lanzarse a elegir un área o una tecnología, se acerca a un grupo de compañías petroleras para consultarles si están de acuerdo en que se haga un estudio en una región determinada con ciertas características. Lo discute con ellos en cuanto a alcance, tecnología, etcétera, y se conforma ese proyecto. Entonces, cuando las empresas de sísmica se acercan a la Comisión, es porque ya traen la inversión y los clientes. Es el modelo más común.

También hay empresas de sísmica que adquieren la información y luego salen a buscar. Ocurre de los dos, pero es más común el multicliente.

Con esto, ¿no llevan ya cierta ventaja en el momento en que se lanza la licitación de la ronda correspondiente?

El modelo, como se instrumenta en México, que es práctica internacional, tiene como característica que no existe exclusividad en los estudios. Todas las compañías que quieran tomar sísmica en una misma área lo pueden hacer.

Segundo punto. El que tú tengas autorización para hacer un estudio sísmico en un área no te da ninguna prerrogativa ni ninguna ventaja en licitaciones. Así lo establece la Ley. Esto es, se trata de un modelo completamente abierto.

Y para un área, ¿tampoco hay un mínimo ni máximo permitido de estudios?

No, pueden hacer uno o veinte, los que sean. Es un modelo totalmente abierto porque de lo que se trata es adquirir información. El hecho de dar una autorización a una empresa para realizar un trabajo no quita el derecho ni el espacio a otra. La industria así trabaja. Pasa tu barco e inmediatamente atrás pasa el barco de otra empresa, ambos tomando sísmica.

¿Qué sucede en caso de controversia entre compañías petroleras y de sísmica trabajando en un mismo espacio?

La regulación establece que, en caso de que las empresas no se logren coordinar, entra la CNH y ordena los trabajos y los tiempos de los mismos.

Es decir, los bloques y los campos ya asignados en rondas de licitación, independientemente de si es Pemex o son otras empresas privadas, no dejan de ser susceptibles de que se pueda volver a hacer ese estudio sísmico.

Es correcto. Tiene que haber una coordinación entre la o las empresas que están tirando sísmica y empresas en actividades de exploración y extracción. Así es como funciona. El área marítima que quizá tiene mayor actividad en el mundo es el Golfo de México en el lado estadounidense.

La información obtenida es de la Nación, pero la compañía que la obtiene tiene el permiso para comercializarla. Esto es, se trata de información que va a circular en la industria y la va a ver todo tipo de empresas, por lo que en ciertos niveles deja de ser exclusiva.

Aquí hay que ver una cosa. ¿Quién va a tener la información que la compañía de sísmica venda? La o las empresas a quienes se las venda. La única que puede comercializarla es la empresa que hace la sísmica. Dado que quiere recuperar su inversión, está en su mejor interés cuidar el manejo de esa información. Vencido el plazo de los 12 años, esa información va a estar disponible en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, la cual podrá ser analizada a través de un "pago por servicio".

¿Cómo garantiza la Comisión que las compañías le van a entregar el cien por ciento de la información que levantaron en sísmica?

Hay un par de elementos. El primero es que la autorización que se otorga especifica para qué es, con qué tecnología y dentro de ciertas coordenadas geográficas. Cuando se recibe esa información, la Comisión debe verificar que viene toda completa para el espacio al que la empresa tuvo acceso.

Segundo, si la compañía adquirió información de otra área y no la reporta y lo llega a detectar algún organismo de gobierno, se prende un foco. La CNH está en coordinación con las autoridades marítimas y con los sistemas de supervisión satelital para monitorear la actividad de los barcos a los cuales se les ha dado un permiso.

En caso de que la actividad irregular no haya sido detectada por mar ni por satélite, al momento de declarar ante la CNH las ventas realizadas, deben reportarse también las respectivas al área no autorizada. De no hacerlo, la compañía no sólo estaría incumpliendo ante la Comisión, sino también al fisco.

¿Hay sanción, además de las fiscales?

Naturalmente hay sanción. Esto es lo más penado en la Ley de Hidrocarburos. En el capítulo de Sanciones se establece que lo más penado es no entregar la información u ocultarla ante la CNH. El infractor queda fuera del padrón de empresas que pueden obtener una autorización, Sería no volver a participar en la industria en México, más entrar en problemas con la autoridad fiscal y las demás autoridades del gobierno mexicano. No conviene.

Nos tienen que reportar las ventas y la comercialización que hagan de la información y que causan impuestos en México, Así es cómo se cierra la pinza del control de lo que se adquirió de información y de lo que se está comercializando. Entonces la información se cruza, si le falseas a una autoridad, le falseas a la otra. No estamos inventando nada novedoso, estudiamos cómo funciona esta industria en otras partes del mundo y es un modelo perfectamente estándar que la industria ya conoce.

Esta regulación que sacamos el 15

de enero pasado es la primera regulación que emite la CNH en el contexto del nuevo marco legal. Esto significa que es la primera para la industria abierta, porque antes teníamos mucha regulación emitida sólo para Pemex.

Tuvimos que conformar un consejo consultivo con participantes de asociaciones de empresas mexicanas y extranjeras que comentaron extensamente la regulación. Atravesamos el proceso de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (Cofemer). Antes no pasábamos por ese proceso porque había un solo regulado, era una disposición específica para Pemex. Ahora tenemos una regulación muy consultada, muy estudiada, muy comentada por la industria. Es un modelo de negocios que conocen y que han trabajado en otros países.

¿Qué nos puede decir de la litoteca que también se menciona en la Ley?

La litoteca forma parte del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. El mandato del Congreso en la Ley de Hidrocarburos es que tenemos que tener conformado no sólo el repositorio de la información, sino también la litoteca en el espacio de esos dos años a partir de agosto del año pasado.

A través de estudios, ya estamos identificando el lugar físico donde se tendría la litoteca del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Va a estar fuera de la Ciudad de México porque requiere un espacio muy grande.

¿Qué es lo que contendrá?

De acuerdo con la ley, en la litoteca se resguardará, preservará y administrará los núcleos de roca, recortes de perforación y muestras de hidrocarburos que se consideren necesarios para el acervo del conocimiento histórico y prospectivo de la producción de hidrocarburos del país.

Testimonioteca, una ventana ciudadana de acceso a información pública

Se realiza un ejercicio de divulgación del rico acervo testimonial de la experiencia de los Testigos Sociales.

Arturo Peñaloza Sánchez*

ONG Contraloría Ciudadana para la Rendición de Cuentas, A.C. es una organización de la sociedad civil con experiencia tanto en la participación y ejecución de proyectos de Testigo Social, acompañamiento ciudadano, evaluación de políticas públicas, así como en la realización de trabajos de investigación y difusión sobre estos temas.

Durante el año 2011, realizamos un proyecto de investigación denominado El Testigo Social: experiencia de incidencia de la sociedad civil en la gestión pública, con el propósito de obtener un panorama en torno al desempeño de esta importante figura de participación ciudadana en México.

En esta investigación, destacamos la relevancia de la emisión del Testimonio Público por parte de los Testigos Sociales al término de su intervención en los procesos de contratación pública. Según nuestra interpretación, los Testimonios son instrumentos fundamentales que contribuyen a los fines del gobierno abierto, pues permiten revelar la conducción de determinados procesos de contratación, mediante un compromiso ciudadano en términos de legalidad y transparencia.

Además de funcionar como una herramienta que permite transparentar el comportamiento de determinados procesos de la administración pública, los Testimonios contienen experiencias metodológicas y técnicas (entre otras variantes de gran utilidad), que ayudana conocer el desarrollo de procedimientos de compras, contratación de servicios y realización de obras públicas.

Como sabemos, los Testimonios tienen por destinatarios a la Secretaría de la Función Pública, a las Dependencias o entidades a cargo de la contratación, así como a la ciudadanía en general. Principalmente, su difusión se da a través de portales institucionales, ademásde lossitioselectrónicosde organizaciones que participamos en la figura de Testigo Social.

Los artículos 26 de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y 27 Bis de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionadas con las Mismas precisan que las Dependencias o entidades encargadas de las contrataciones en donde participen Testigos Sociales, deberán publicar los Testimonios emitidos.

Sin embargo, la volatilidad de esta información es una constante. Sobre todo a partir de fenómenos como el cambio de administraciones en la gestión pública o la renovación de los portales electrónicos gubernamentales. Por obvias razones, estascircunstanciasderivan enla dispersión de los Testimonios y, por ende, en el extravío deimportante información. Si bien esfuerzos como el de Compranet mejoran la disponibilidad de estos datos, es cierto que no se tratan de ejercicios comprehensivos.

En este contexto, la Testimonioteca puede entenderse como un resguardo del rico acervo testimonial de la experiencia de los Testigos Sociales. Se constituye como un ejercicio indispensable de divulgación de información sistematizada.

A partir de la recolección, organización y publicación, los Testimonios se encontrarán fijados en este portal para su consulta permanente y gratuita. Por tanto, creemos que este espacio digital, sin lugar a dudas, contribuye al desarrollo y profesionalización de esta figura de participación ciudadana.

En este sitio, asimismo, buscamos dar una respuesta a la necesidad de generar datos abiertos, focalizados y accesibles para la ciudadanía en general. Perseguimos un propósito genuino acorde a los fines del gobierno abierto y a la transparencia focalizada, a partir del cual se busca promover y fortalecer los canales de comunicación entre instituciones y ciudadanos.

En principio, el sitio incorpora Testimonios obtenidos en portales electrónicos de Dependencias o Entidades en las que ha participado el Testigo Social en procedimientos de contratación pública. La información contenida en la Testimonioteca se encuentra sistematizada, de modo tal que permite una consulta idónea. La organización de los documentos tiene dos niveles de consulta:

1er Nivel: Considera la búsqueda de Testimonios a partir de información relacionada con el procedimiento de compra

*Director de Atestiguamiento de Contrataciones Públicas, ONG Contraloría Ciudadana para la Rendición de Cuentas, A.C. (contacto. contraloriaciudadana@gmail.com)

atestiguado: Legislación en la materia, Nombre del Procedimiento, Número de Licitación, Dependencia o Entidad, Nombre del Testigo Social.

2º Nivel: Considera la búsqueda de los Testimonios a partir de palabras clave que nos remiten a los campos de: Nombre de Procedimiento, Número de Licitación y Testigo Social.

Es en esta razón que nos acercamos a la soceidad, con la intención de invitarla a sumarse a este esfuerzo con sus opiniones, comentarios y sugerencias que puedan enriquecer el contenido de este proyecto llamado Testimonioteca.

De manera muy particular, deseamos contar con la colaboración de todos los

Testigos Sociales mediante la aportación de los testimonios que haya emitido desde el momento de su registro para integrarlos al acervo que estará disponible al público.

El resultado final de este ejercicio será una propuesta novedosa de acceso a la información pública que destaca las mejores prácticas de las y los especialistas en contrataciones públicas dedicados a este ejercicio ciudadano.

Sabemos de antemano que este esfuerzo fortalecerá el trabajo desempeñado por todos y cada uno de los Testigos Sociales, así como de los servidores públicos y otros profesionales relacionados con las contrataciones públicas.

LWHB
ABOGADOS
LópezVelarde, Wilson, Hernández & Barhem

Servicios legales en materia energética:

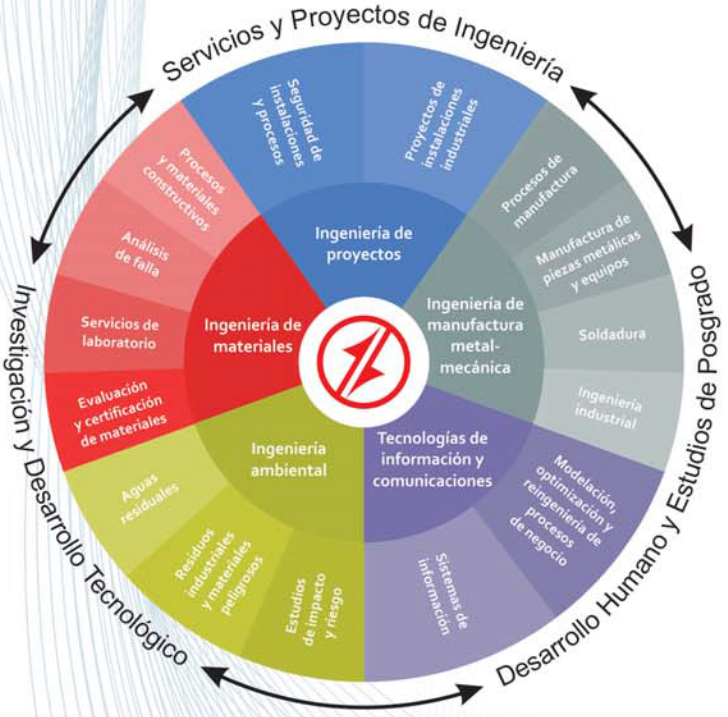
- Licitaciones públicas
- Contratos
- Litigios
- Competencia Económica
- Financiamiento

Tel. 52 (55) 5292 8930
Fax 52 (55) 5292 8931
alopezv@lvwhb.com

www.lvwhb.com
Prolongación Paseo de la Reforma 625 Segundo Piso, Oficina 204
Col. Paseo de las Lomas, Santa Fe, 01330 México, D. F.

COMIMSA: Tecnología, Innovación y Calidad.

La Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, S.A. de C.V. (COMIMSA), es un Centro Público de Investigación perteneciente al CONACYT, que durante 40 años ha desarrollado una metodología de trabajo en la que el Desarrollo, la Innovación y la Transferencia de Tecnología, constituye un recurso aprovechable por nuestros clientes del Sector Energético, especialmente Petróleos Mexicanos (PEMEX).



COMIMSA cuenta con la certificación en ISO 9001/2008; QC4 por la "American Welding Society (AWS)"; así como el reconocimiento en más de 60 pruebas de laboratorio acreditadas ante la EMA y diferentes patentes y modelos de utilidad en propiedad industrial, con lo que se aseguran servicios y proyectos con estándares internacionales de calidad.

40 1975-2015 años COMIMSA

Un aspecto relevante en la relación con nuestros clientes es el Desarrollo Humano, ya que COMIMSA imparte Posgrados a nivel especialización, maestría y doctorado, certificados por el Programa Nacional de Posgrados de Calidad (PNPC), así como capacitación del tipo "in-company" y certificaciones con validez internacional, avaladas por la AWS y API.

Uno de nuestros clientes más importantes es PEMEX, con el que llevamos una relación cliente – proveedor de más de 30 años, así como con la industria eléctrica, carbonífera y de energías renovables o alternativas.

CONACYT
Sistema de Centros Públicos de Investigación

SERVICIOS TECNOLÓGICOS:

INGENIERÍA DE PROYECTOS
- Ingeniería Básica
- Ingeniería de Detalle
- Ingeniería 3D

CONFIABILIDAD DE INSTALACIONES
- Inspección Basada en Riesgo (RBI)
- Mantenimiento Basado en Confiabilidad (RCM)
- Análisis Causa Raíz

ADMINISTRACIÓN DE LA SEGURIDAD DE LOS PROCESOS
- Integridad Mecánica
- Análisis de Riesgo

INSPECCIÓN
- Emisión Acústica
- Ondas Guiadas
- Corrientes de Eddy e Iris
- Ensayos convencionales

INGENIERÍA DE MANUFACTURA
- Fabricación de componentes
- Rehabilitación de componentes
- Ingeniería Inversa

INGENIERÍA AMBIENTAL
- Remediación
- Riesgo Ambiental
- Estudios de Impacto Ambiental

LABORATORIO DE EVALUACIÓN DE MATERIALES
- Análisis de Falla
- Evaluación de Materiales
- Evaluación Ambiental
- Monitoreo de Lubricantes

CAPACITACIÓN Y CERTIFICACIÓN TÉCNICA
- Posgrado en Soldadura Industrial
- Certificación Técnica Internacional AWS, API, NACE
- Certificación y Calificación de Soldadores
- Certificación de Soldadura por Arco Robótica

TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES
- Sistemas de Información
- Modelación de Procesos de Negocio

Premio Nacional de Tecnología 2008

SYSTEM CERTIFICATION ISO 9001:2008 SGS

PREMIO A LA CALIDAD Coahuila 2006

Corporativo: Saltillo, Coahuila. (844) 411-3200
Ubicaciones:
Cunduacan, Tabasco. (914) 126-0060
Cd. del Carmen, Campeche. (938) 382-9835
Mexico, D.F. (55) 5260-2079
Reynosa, Tamaulipas. (899) 925-7580
Monclova, Coahuila. (866) 632-4952
Veracruz, Veracruz. (229) 921-5048
Poza Rica, Veracruz. (782) 125-2094

Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, S.A. de C.V.

info@comimsa.com
www.comimsa.com

Gas Natural Vehicular, solución al "Hoy no circula"

En un país que ocupa el segundo lugar con mayor número de muertes por contaminación atmosférica de toda América Latina[1] y donde medidas como el Hoy no circula parecerían ser una solución, el *Gas Natural Vehicular* se presenta como la mejor alternativa por ser un combustible barato, seguro, cómodo y, sobre todo, amigable con el medio ambiente.

Según el último estudio del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), realizado en enero de 2015 sobre *Vehículos de motor registrados en circulación*, se calcula que transitan alrededor de 25,579,265 automóviles al mes en nuestro país, lo que actualmente representa la principal causa de contaminación atmosférica en la Ciudad de México.[2]

A partir de estudios como los mencionados anteriormente, se han presentado diversas alternativas como el conocido Hoy no circula, un programa de reducción de contaminación aplicado en el Distrito Federal para mejorar la calidad de aire y que consiste en la restricción de la circulación un día entre lunes y viernes, dependiendo del último número de la placa vehicular expedida por el gobierno capitalino.

Las estrategias adoptadas en otras capitales del mundo combinan restricciones a la circulación e incrementan la participación de combustibles más limpios para el transporte, como el *Gas Natural Vehicular* (GNV). Este combustible es utilizado en muchos países del mundo por sus beneficios económicos, al medio ambiente y en materia de seguridad. En términos económicos, puede llegar a representar ahorros de hasta 50 por ciento en comparación con otros combustibles fósiles como el diesel.

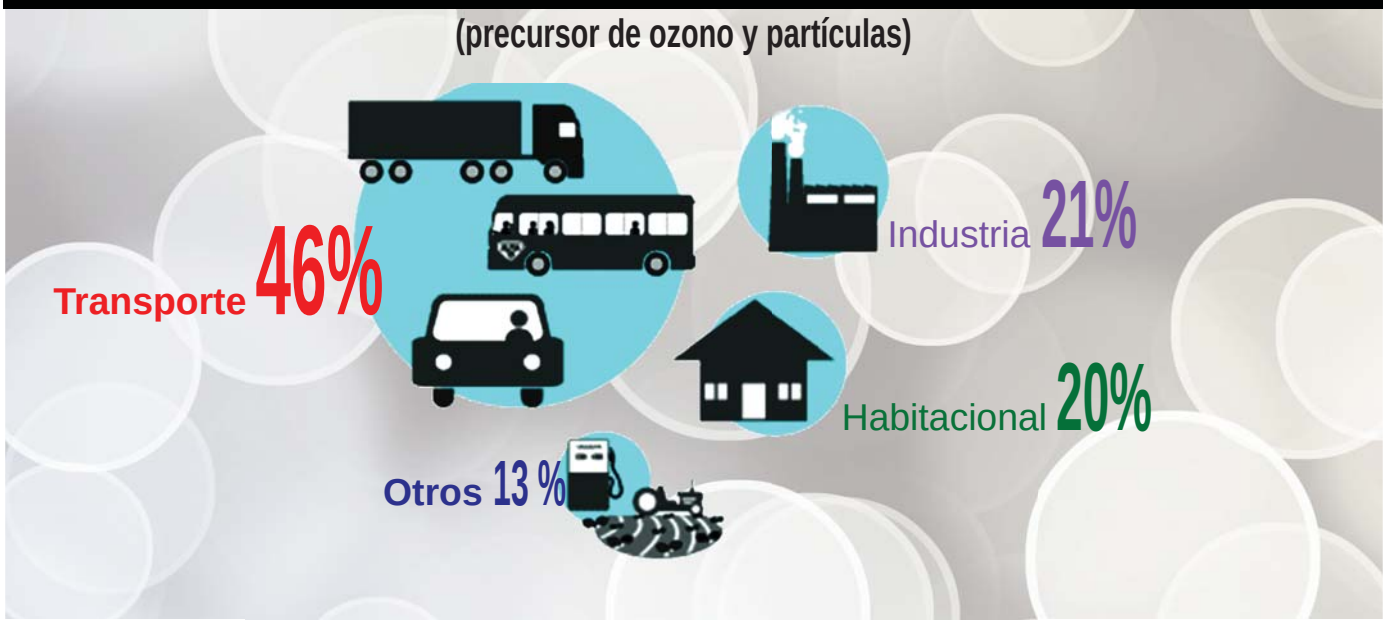
Sus ventajas ambientales contribuyen a reducir la emisión de partículas en un 95 por ciento aproximadamente. En términos de seguridad, no presenta derrames por su estado gaseoso, y al ser más ligero que el aire en caso de escapes se disipa rápidamente a la atmósfera.

Retos para el Distrito Federal

Se estima que más de 3 y medio millones de vehículos en el área metropolitana podrían utilizar GNV de forma comprimida, disminuyendo los niveles de contaminación. Esto nos permitiría estar a la par de Colombia que cuenta con más 500 mil vehículos convertidos o Argentina con una flota de más de 1 millón de vehículos.

Contribución de emisiones contaminantes por sector

(precursor de ozono y partículas)



Actualmente el DF tiene un parque vehicular registrado de 5,000,000 unidades, de las cuales 140,000 son de transporte público (urbanos y taxis) y el resto, transporte privado (mensajerías, logística, carga y particulares).

En un escenario ideal, la capital mexicana debería convertir el 20% de este mercado a gas natural en un plazo de 5 años; y contar con:

- 100 talleres de conversión.
- 150 Estaciones de Servicio repartidas en la ciudad.
- Inversión total calculada de 2,300 millones de dólares.

Es evidente que los beneficios son exponenciales si tomamos en consideración que con este monto de inversión se podrían generar, según estimaciones realizadas en 2010, un ahorro superior a los 5,500 millones de dólares anuales en costos directos de atención a la salud.[2]

"México tiene acceso al gas más barato del mundo. Ahora el reto es aprovechar el enorme potencial que posee en su subsuelo y ampliar la infraestructura de transporte y distribución", afirma René Sánchez, Director de Mercado Industrial y Soluciones Energéticas de Gas Natural Fenosa México.

La interrogante es ¿qué medidas se deben adoptar para poder contar con un mercado del 20% de GNV en la Ciudad de México? El modelo de utilización de gas natural para el transporte con un proyecto planificado de estaciones de servicio, aprovechando los ductos que rodean a todo el DF. Un proyecto de largo plazo con visión de futuro, con una infraestructura que mantenga y ponga al servicio de la sociedad.

Transformar un taxi que use gas natural cuesta alrededor de 1,200 dólares. Ese taxi recuperaría la inversión en un plazo de 10 meses, y a partir de ahí tendría un ahorro del 30% frente a la gasolina.

Los taxistas quieren y necesitan puntos para recarga y es ahí donde entra la labor fundamental del gobierno capitalino, en la construcción de estaciones de servicio de GNV y en la implementación de proyectos que apoyen a los taxistas a financiar la reconversión de sus motores.

La solución está en coordinar los esfuerzos de la industria privada, los diversos niveles de gobierno y la sociedad civil para desarrollar un importante proyecto de aprovechamiento energético, basado en la implementación de una mejor infraestructura, centros de servicio de gas natural vehicular y proyectos de financiamiento que permitan la reconversión de motores. De esta manera, se lograría tener un desarrollo integral con beneficios al medio ambiente, a la producción y a la economía.

[1] Según Clean Air Institute. Estudio realizado en el 2010 con cifras oficiales de la OMS en el que destaca 15 mil decesos por año atribuibles a la contaminación del aire ambiental

[2] Fuente: SEDEMA http://www.aire.df.gob.mx/default.php?opc='ZKBhnml='

[3] Montos estimados por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). Consultado en http://www2.inecc.gob.mx/publicaciones/libros/394/cap4.pdf

Foto: DGCS UNAM

La Universidad de Texas Austin y la UNAM concretan colaboración en energía, medio ambiente y sustentabilidad

Con el objetivo de reforzar la colaboración en materia de energía, medio-ambiente y sustentabilidad, con enfoque en actividades de investigación académica en las ciencias de la Tierra e Ingeniería, la Universidad de Texas Austin y la Universidad Nacional Autónoma de México firmaron un convenio general que permitirá asimismo aprovechar las oportunidades académicas que ofrece la reciente Reforma Energética en nuestro país.

El acuerdo fue firmado por el coordinador de la Investigación Científica - UNAM, Dr. Carlos Arámburo de la Hoz, y el Vicepresidente Ejecutivo de la Universidad de Texas Austin, Gregory L. Fenves, con la presencia del subsecretario para América del Norte de la Secretaría de Relaciones Exteriores, Sergio M. Alcocer Martínez de Castro, y del subsecretario de Planeación y Transición Energética de la Secretaría de Energía, Leonardo Beltrán Rodríguez, entre otras personalidades.

Este convenio, celebrado en febrero pasado, es uno de los tres nuevos acuerdos recientemente signados en la Ciudad de México por el señor Fenves, que se orientan al intercambio estudiantil y a la colaboración en investigación entre ambas Casas de Estudios.

En este sentido, el acuerdo promoverá la movilidad de estudiantes de licenciatura, posgrado e investigadores de ambas instituciones, así como facilitar la realización de conferencias, simposios, programas académicos conjuntos y proyectos de investigación científica para identificar y enfrentar los retos de la energía sustentable.

El convenio resalta la importancia que tiene México para el Departamento de Ciencias Geológicas de la Escuela Jackson, así como para sus dos unidades de investigación: la Oficina de Geología Económica y el

Instituto de Geofísica. La primera tiene ya un largo historial de investigación en México que podría reforzarse con este convenio.

La relación establecida entre la Universidad de Texas Austin y la UNAM también tiene el propósito de incrementar el número de estudiantes de ciencias, tecnología, ingeniería y matemáticas para cubrir la imperante necesidad de ingenieros y geocientíficos que plantea la Reforma Energética.

De acuerdo con un estudio realizado en 2014 por el Instituto Mexicano para la Competitividad, las carreras en Ciencias de la Tierra se encontraban abajo en la lista de las diez profesiones más solicitadas por los estudiantes.

Asimismo, este acuerdo da apoyo a la misión del Foro Bilateral Estados Unidos-México sobre Educación Superior, Innovación e Investigación, cuyos objetivos incluyen expandir oportunidades para el intercambio educativo y las alianzas para la investigación científica e innovación trasfronteriza, a través de esfuerzos como el programa Fullbright García Robles, la iniciativa 100,000 Fuertes en las Américas de los Estados Unidos, y el programa Proyecta 100,000 de México.

Mtro. Leonardo Beltran Rodriguez, Subsecretario de Energía SENER; Dr. Sergio Alcocer Martinez de Castro, Subsecretario para America del Norte SRE; Dr. Carlos Arámburo de la Hoz, Coordinador de la Investigación Científica UNAM; Dr. Gregory Fenves, Rector, University of Texas at Austin; Ing. Armando Lodigiani Rodriguez, Director Cooperación e Internacionalización UNAM.

Días antes de la firma de este convenio, un grupo de investigadores del Instituto de Geofísica, encabezados por su director Terry Quinn, se reunió con científicos, académicos y representantes de instituciones públicas y privadas mexicanas, para discutir sobre áreas de mutuo interés como las aguas profundas del Golfo de México.

La Universidad de Texas Austin encabeza un esfuerzo de USD 58 millones para estudiar una nueva fuente de energía potencial

Un equipo de investigación liderado por la Universidad de Texas Austin ha recibido 58 millones de dólares para analizar depósitos de hidrato de metano bajo las aguas del Golfo de México que posee enorme potencial para incrementar el abasto de energía mundial.

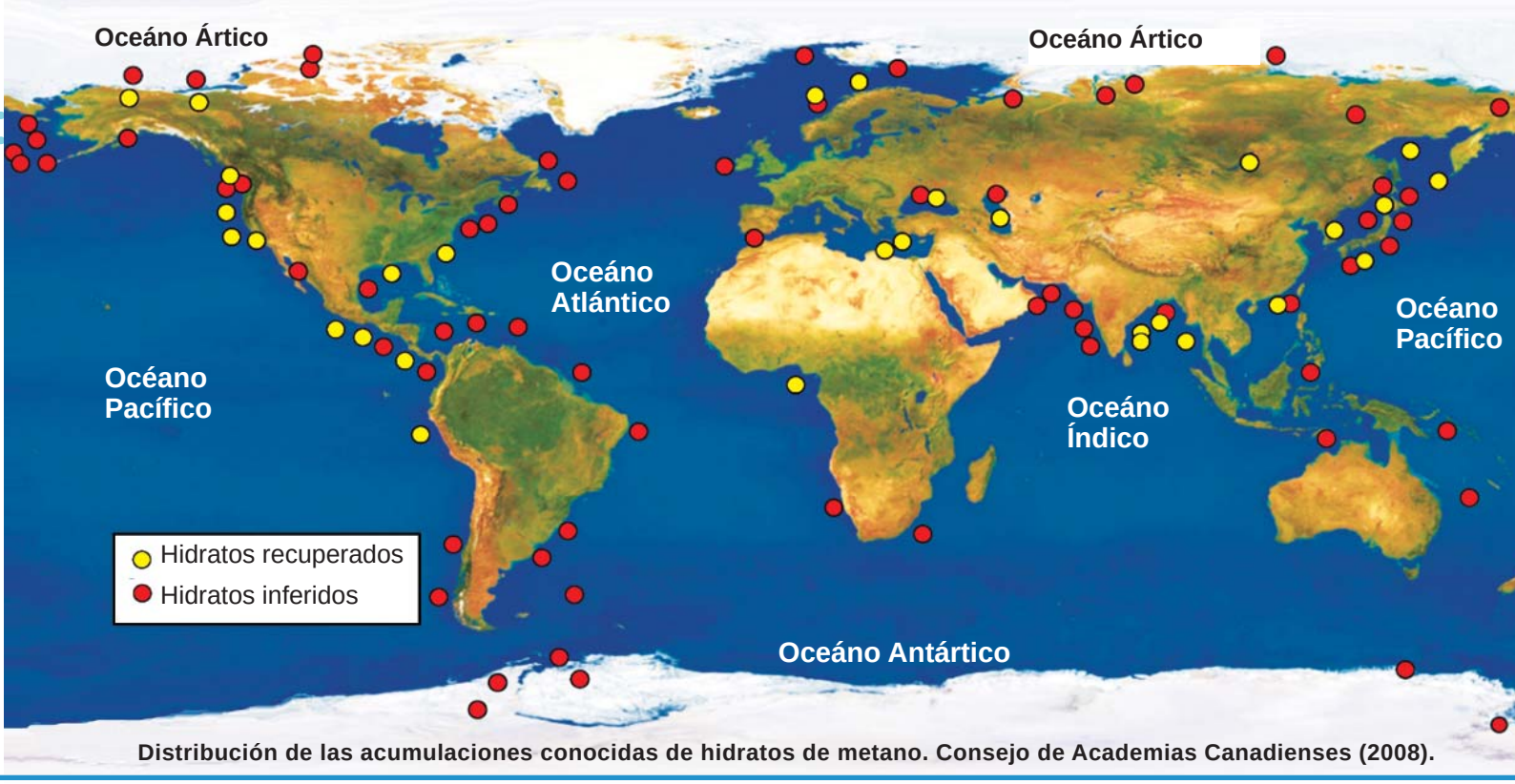
La subvención, una de las más grandes otorgadas a la universidad, permitirán a los investigadores avanzar en el entendimiento científico del hidrato de metano, una substancia que se encuentra en abundancia bajo el lecho del océano y bajo el hielo perpetuo del Ártico.

El Departamento de Energía ha proporcionado $41,270,609 dólares, y el resto lo aportan la industria y los socios en la investigación.

Además del Instituto de Geofísica de la Escuela Jackson de Geociencias de la Universidad de Texas Austin, el estudio incluye investigadores de la Universidad Estatal de Ohio, el Observatorio de la Tierra Lamont-Doherty de la Universidad de Columbia, el Consorcio para el Liderazgo del Océano y la Encuesta Geológica de Estados Unidos.

"El Departamento de Energía espera asociarse con la Universidad de Texas Austin y con el resto del equipo del proyecto para planear y ejecutar una expedición de perforación científica excepcional", dijo Ray Boswell, director del programa en el Laboratorio Nacional de Tecnología Energética del departamento.

A menudo conocido como "fuego y hielo" a causa de su habilidad para producir una llama deslumbrante cuando se enciende, el hidrato de metano es un compuesto sólido parecido al hielo que se forma en ambientes de baja temperatura y alta presión, donde las moléculas de metano, un constituyente básico del gas natural, están atrapadas al interior de una estructura en



Distribución de las acumulaciones conocidas de hidratos de metano. Consejo de Academias Canadienses (2008).

forma de enrejado de moléculas de agua.

Las estimaciones varían sobre la cantidad de energía que podría producirse a partir del hidrato de metano a nivel mundial, pero el potencial es enorme. En el Golfo de México, donde el equipo está tomando muestras, hay un estimado de cerca de 7,000 mil billones de pies cúbicos (TCF) de metano en reservorios dominados por arena cerca del lecho marino. Eso es más de 250 veces el volumen de gas natural usado en los Estados Unidos durante 2013. Los hidratos tienen un potencial para contribuir a la seguridad energética de largo plazo de los Estados Unidos y más allá. Muchas grandes economías globales que carecen de abasto energético limpio y seguro tienen potencialmente enormes recursos de hidratos.

El hidrato de metano es estable en alta presión y bajas temperaturas, pero se separa en gas y agua rápidamente cuando se calienta o despresuriza, causando que el metano burbujee. Esto pone retos técnicos y científicos a quienes trabajan para producir

Una muestra de núcleo de hidrato de metano del Océano Índico. USGS.

eventualmente energía de los depósitos en aguas profundas.

Peter Fleming, profesor y científico investigador del Instituto de Geofísica de la Universidad de Texas Austin, además de investigador principal del proyecto, señala que el punto central del proyecto ha sido obtener muestras intactas de manera que se pueda entender mejor cómo se producen estos depósitos.

El proyecto de cuatro años es el primero en costa afuera de los Estados Unidos que tome muestras de hidratos de metano de los reservorios arenosos. Esto es una tarea delicada que requiere transportar las muestras desde las grandes profundidades a la superficie sin despresurizarlas.

Carlos Santamarina, profesor del Instituto de Tecnología de Georgia y experto en los hidratos de metano, considera que la toma de muestras de núcleos a presión es vital para tener un mejor entendimiento científico de los sedimentos ricos en hidratos.

La técnica es como tomar un espécimen dentro de un horno a presión desde miles de pies bajo el nivel del mar y traerlo a la superficie sin despresurizar el horno. Con esta tecnología, el sedimento preserva su estructura y nos permite determinar todas las propiedades de ingeniería necesarias para el diseño.

Actualmente no es factible económica o técnicamente producir cantidades sustanciales de energía a partir de los hidratos de metano, pero esto podría cambiar mientras la ciencia mejora y se incrementa la demanda mundial de energía.

Este proyecto es crítico para los Estados Unidos para conservar el liderazgo mundial en la investigación de los hidratos de metano. Otros países con alta demanda energética o recursos limitados, como Japón, Corea del Sur, India y China, también tienen activos programas de investigación.

Además de su enorme potencial como recurso energético, los hidratos de metano pueden tener un papel en el cambio climático pasado y futuro. Una mejor comprensión de los depósitos marinos impulsará un entendimiento científico de estos procesos.

75,000

empleados trabajan diariamente para crear un mejor futuro en términos de energía.

En la vida cotidiana usamos energía – y para producirla, se requieren los conocimientos de diversos expertos, ingenieros y científicos. Para ello, ExxonMobil invierte más de mil millones de dólares en tecnología e investigación y desarrollo cada año, que ayudan a generar la energía que el mundo necesita.

La energía vive aquí™

ExxonMobil

Mobil Esso Mobil 1

El éxito de la Reforma se medirá en kilómetros

Los ductos atraen las primeras inversiones en nuevos negocios en la era de la Reforma Energética.

David Shields *

Con el desplome de los precios del petróleo, se prevé una crisis muy prolongada en los negocios de exploración y producción de petróleo. Será difícil atraer inversión al desarrollo de campos petroleros y elevar la producción de petróleo, aun cuando se adjudiquen los primeros contratos de producción compartida a nuevos operadores privados en la Ronda Uno.

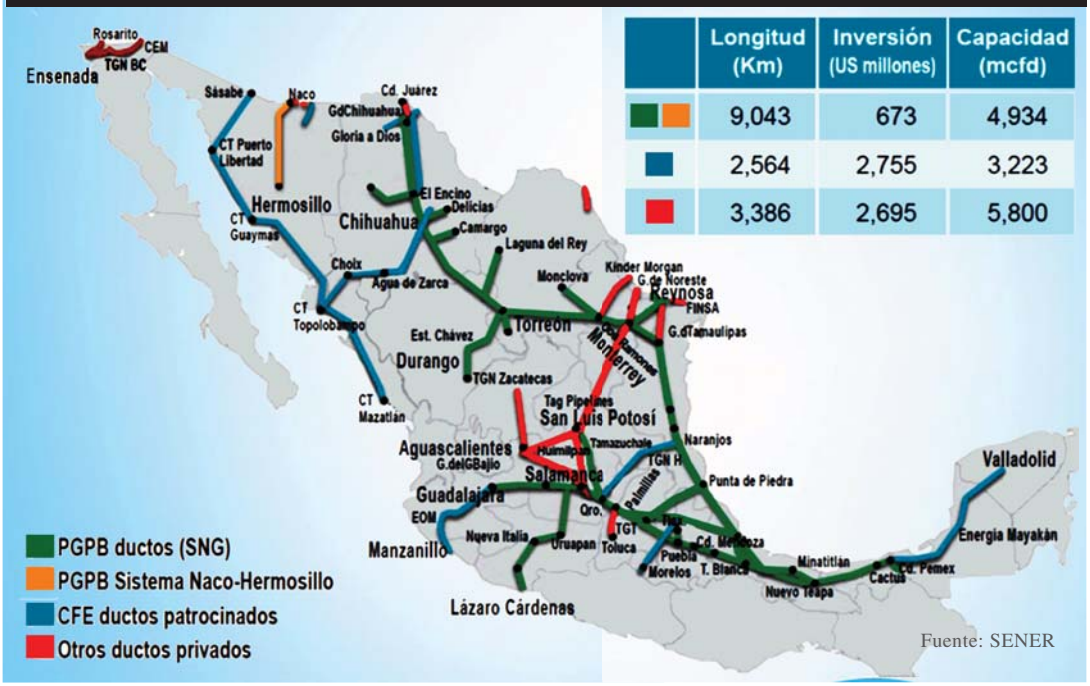
Así, el éxito de la histórica Reforma Energética de México difícilmente se podrá medir en términos de barriles adicionales y mucho menos en términos de dólares por la producción y exportación de petróleo El valor del negocio petrolero *upstream* ha caído a la mitad. Si antes valía 100, ahora vale 50. Esta realidad ya se refleja en los ingresos de México por la exportación de crudo. En los primeros meses de 2015, el valor de esas exportaciones cayó a menos de la mitad de su valor en los mismos meses de 2014.

En cambio, es previsible que las actividades del *midstream* y del *downstream* serán menos impactadas en cuanto a la llegada de nuevas inversiones. Esto, porque las inversiones en esas actividades dependerán en gran parte del crecimiento del mercado interno, al margen de que crezca o no la producción de crudo y gas.

Aunque haya inversión insuficiente en exploración y producción en los próximos años, se requerirá asegurar el abasto de combustibles y construir la infraestructura para transportarlos y almacenarlos. Por desgracia, en muchos casos –gas natural y gasolinas, en particular– esto implicará elevar las importaciones ante un déficit en la producción nacional. Pero ni modo, parece ser que así será. Una Reforma Energética para importar más, al menos en los primeros años.

El impulso reciente a la construcción de gasoductos en el norte y en el centro del país ya es una realidad. Es previsible que se construyan cada vez más ductos de todo tipo en México en los próximos años para dar vida a los distintos tipos de negocios de la Reforma Energética. Así como existe el propósito de llevar gas natural a todos los estados de la República –esbozado por el director general de Comisión Federal de Electricidad (CFE), Enrique Ochoa Reza–, también los proyectos de la Ronda Uno

Los gasoductos en México



	Longitud (Km)	Inversión (US millones)	Capacidad (mcfd)
	9,043	673	4,934
	2,564	2,755	3,223
	3,386	2,695	5,800

Fuente: SENER

• *Director general de esta revista.*

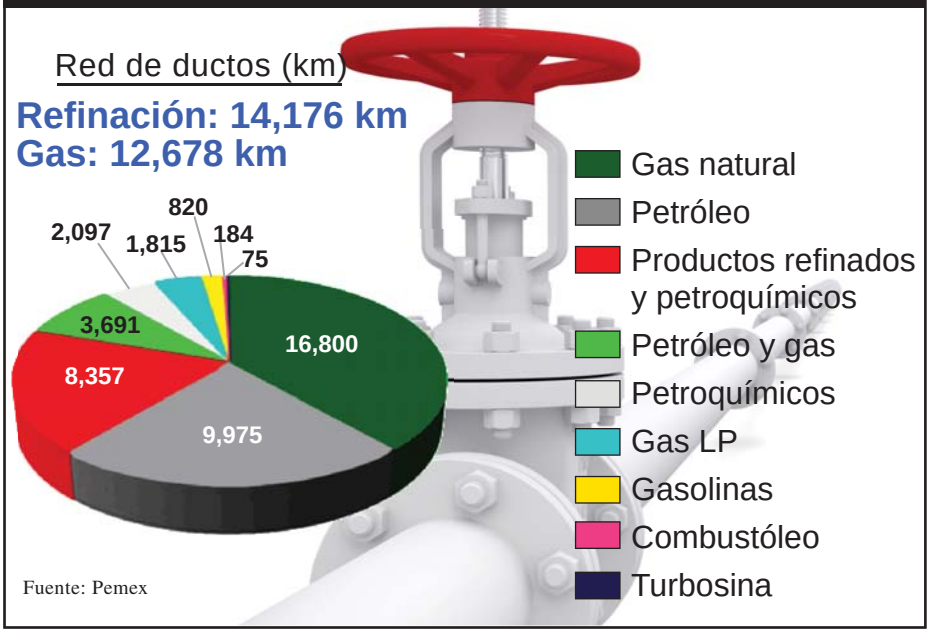
tendrán que contemplar nuevos ductos, tanto marinos como terrestres, para llevar el crudo y el gas a centros de procesamiento y a mercados. Pemex necesitará nuevos oleoductos para sus propios proyectos. Asimismo, la apertura del mercado de gasolinas, a partir del año próximo, generará una exigencia de mejoras en los sistemas de transporte por ducto. Así, todo indica que estamos ya inmersos en una "fiebre" de construcción de ductos en México.

Un mundo de ductos

No todo México cuenta con gas natural ni con producción de petróleo y de sus derivados, pero la mayor parte del país cuenta con acceso a ellos gracias a las redes de ductos. ¿Cuántos ductos hay en México? El Instituto Federal de Acceso a la Información y Protección de Datos (IFAI), a solicitud de un particular, ha requerido a la Secretaría de Energía. información acerca de cada gasoducto, oleoducto, oleogasoducto, poliducto y cualquier otro ducto construido en México, detallando su nombre, zona, inicio de trayectoria, fin de trayectoria, diámetro, longitud, capacidad máxima y utilización. En esa solicitud se trata, al parecer, sólo de ductos de Petróleos Mexicanos (Pemex). Aun así, es un mundo de ductos. Es un tema muy complejo, al grado de que la Sener se declaró incompetente para conocer toda la información. La tarea sería más complejo aún, si se intentara inventariar y conocer la situación de todos los ductos hoy en desuso, tanto en tierra como en el mar.

Pemex ha publicado información, según la cual sus redes totales de ductos suman una extensión de 43,814 kilómetros. Pero el total de los ductos privados en el país ha de ser aún muchísimo mayor, sobre todo si se pudiera contabilizar todos los ductos más pequeños con un sinfín de usos. Existen (al año 2012) 47,688 kilómetros de ductos tan sólo de distribución de gas natural en manos de las compañías que han aprovechado la apertura en esa actividad a partir de los cambios legales del año 1995. Y pensar que las redes en México son mínimos en comparación con las de Estados Unidos o de algunos países europeos.

Infraestructura actual de ductos:



Fuente: Pemex

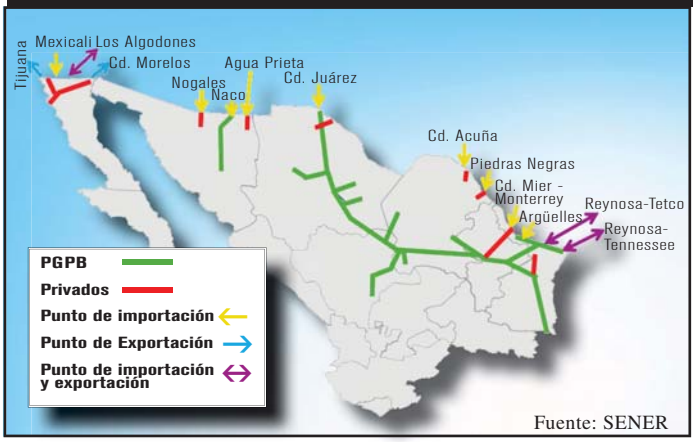
Los nuevos gasoductos

Desde esa apertura en transporte, distribución y almacenamiento de gas natural en 1995, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha expedido más de 200 permisos para el transporte de gas natural, la mayoría a compañías privadas, entre ellas, industrias muy diversas, parques industriales y sociedades de autoabastecimiento. De los ductos de transporte más grandes, muchos son propiedad de Pemex Gas y Petroquímica Básica, otros han sido "patrocinados" al sector privado por la CFE y otros más son ductos propiedad de compañías privadas en un 100%.

La expansión en gasoductos en este sexenio obedece, en parte, a que la red de transporte ha presentado varios puntos de congestión que han restringido el abasto de gas y su potencial de crecimiento. También se debe a que se está aprovechando la oportunidad de importar *shale gas* barato desde Estados Unidos, en momentos en que Pemex no logra producir más gas en territorio nacional. (Hay que recordar que el petróleo, y no el gas, siempre ha sido la prioridad para Pemex, compañía que incluso quema o ventea el gas o lo contamina con nitrógeno para mantener la presión en los yacimientos y así asegurar la producción de crudo). El interés por importar gas ha dado gran importancia a las interconexiones transfronterizas.

En su Estrategia Integral de Suministro de Gas Natural 2013, el actual gobierno promueve la construcción de nuevos proyectos equivalentes a 34% del llamado Sistema Nacional de Gasoductos, con una longitud

Gas natural: interconexiones transfronterizas



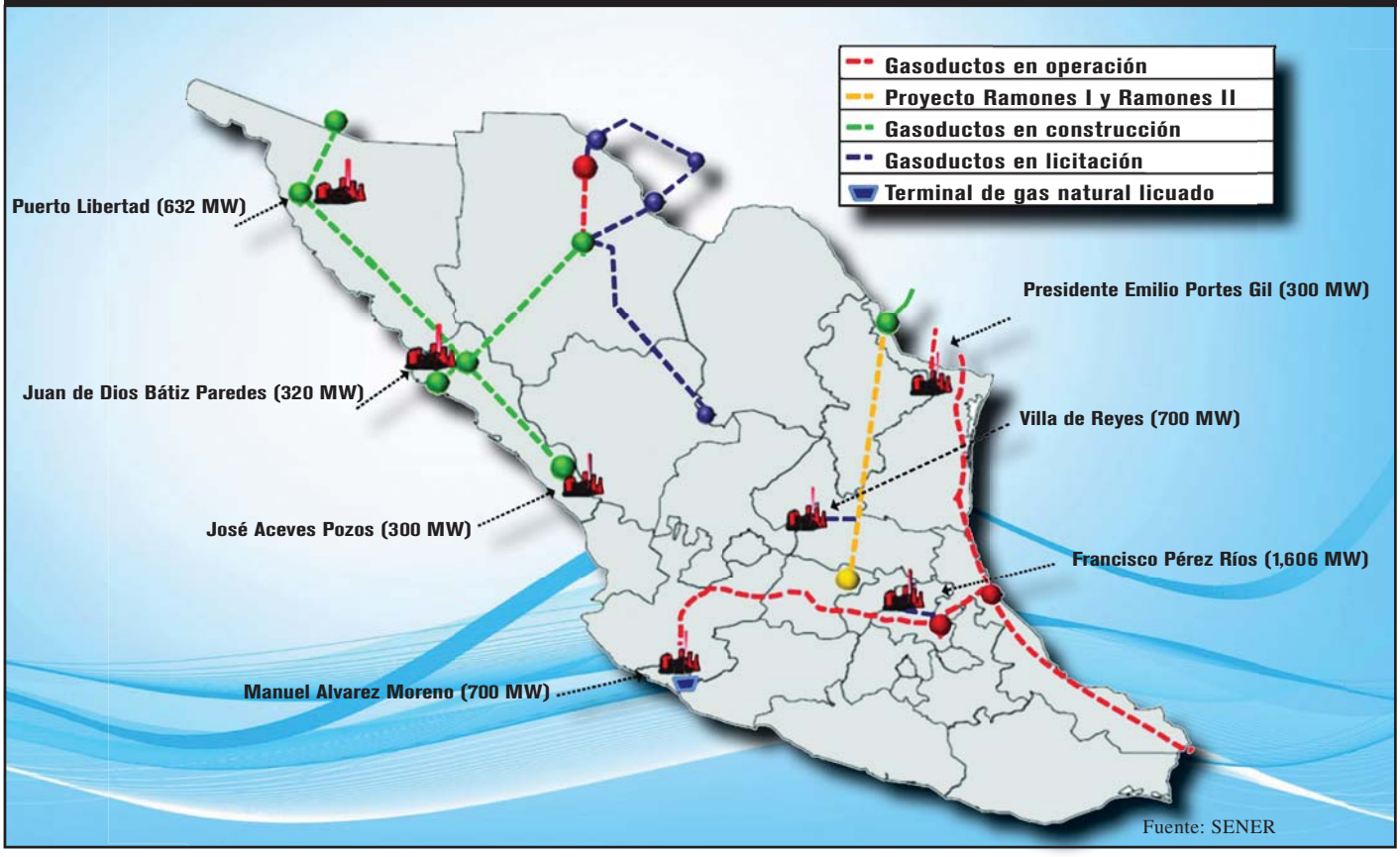
adicional de 15,160 km y con una inversión total de 7,454 millones de dólares.

Dicho sistema es básicamente el de Pemex, al que se están agregando grandes proyectos de Comisión Federal de Electricidad (CFE) para traer gas natural importado al norte-centro y al noroeste del país. Varios gasoductos ya han sido adjudicados por CFE en el noreste. El sector oficial habla de agregar cinco nuevas interconexiones transfronterizas (dos de ellos con ductos que empiezan en Waha, Estados Unidos), con una inversión de 2.2 mil millones de dólares, que agregarían 6 mil millones de pies cúbicos diarios de suministro, en los hechos duplicando la disponibilidad de gas en el país para el año 2017.

Oficialmente se argumenta que los puntos de internamiento de gas natural con Estados Unidos son insuficientes para alcanzar un comercio robusto con ese país, por lo que es necesario ampliar el número de accesos. Se prevé que CFE seguirá poniendo a licitación la construcción de centrales de ciclo combinado en los próximos años, lo que significará mayor necesidad de ductos de gas natural.

De hecho, se observa mucha premura para hacerlo y así dar resultados en términos de bajar el precio de los energéticos, sobre

Visión de nuevos gasoductos y nuevas centrales eléctricas



OPERACIÓN TRANQUILA

508 XT ofrece tranquilad sin precedentes en la operacion reduciendo el tiempo de ciclo de adquisición desde el disparo hasta el procesamiento de datos.

// LA MEJOR INTEGRACIÓN DE DATOS

QC en tiempo real
Cero tiempo perdido
Sensor Digital QuietSeis™ - con el nivel más bajo de ruido

// REDUCE EL TIEMPO DE CICLO DE ADQUISICIÓN

Recolección de datos oportunística
Entrega de datos más rápido

Nantes, France
sales.nantes@sercel.com

Houston, USA
sales.houston@sercel.com

www.sercel.com

ANYWHERE. ANYTIME. EVERYTIME.

Sercel
Ahead of the Curve℠

Estado actual de los proyectos de gasoductos

No.	Proyecto	Estado
1	Sásabe – Guaymas	En construcción.
2	Guaymas – El Oro	En construcción.
3	El Encino – Topolobampo	En construcción.
4	El Oro – Mazatlán	En construcción.
5	Ojinaga – El Encino	Licitado.
6	El Encino – La Laguna	Licitado.
7	Los Ramones, Fase I	En operación.
8	Waha – Presidio	Licitado.
9	Waha – San Elizario	Licitación instruida a CFE.
10	San Isidro – Samalayuca	Licitación instruida a CFE.
11	Ramal Villa de Reyes	En licitación por la CFE.
12	Jáltipan – Salina Cruz	Licitación instruida a Pemex.
13	Samalayuca – Sásabe	Licitación instruida a CFE.
14	Colombia – Escobedo	Licitación instruida a CFE con apoyo de Pemex.
15	Tuxpan – Tula	Licitación instruida a CFE.
16	Sur de Texas – Tuxpan (marino)	Sujeto al Plan Quinquenal que emitirá el CENAGAS.
17	Tula – Villa de Reyes	Licitación instruida a CFE.
18	Los Ramones – Cempoala	Sujeto al Plan Quinquenal que emitirá el CENAGAS.
19	Villa de Reyes – Aguascalientes – Guadalajara	Licitación instruida a CFE.
20	La Laguna – Centro	Licitación instruida a CFE.
21	Mérida – Cancún	No requiere licitación.
22	Ehrenberg – Los Algodones – San Luis Río Colorado	No requiere licitación.
23	Lázaro Cárdenas – Acapulco	En análisis por parte de la SHCP.
24	Salina Cruz – Tapachula	En análisis por parte de la SHCP.

Fuente: Subsecretaría de Electricidad.

todo el de la electricidad, que es una promesa pública de la Reforma Energética. De hecho, el director general de CFE, Enrique Ochoa Reza, afirmó en abril que las tarifas eléctricas para la industria ya disminuyeron entre 18% y 26%, las comerciales entre 7.5% y 16% y las residenciales de alto consumo en 7.5%. Las demás tarifas residenciales, siendo altamente subsidiadas, han bajado en sólo 2% (pero al menos no han subido en 4% como es costumbre cada año, según el discurso oficial).

Curiosamente, la mayoría de los nuevos proyectos de gasoductos siguen las viejas reglas de contratación pública que fueron exitosas en el sexenio pasado cuando la CFE licitó ductos como el de Tamazunchale y el de Manzanillo-Guadalajara. La CFE y Pemex ofrecen la calificación soberana del gobierno mexicano como garantía para los contratos de largo plazo que permiten certidumbre en la construcción de los nuevos ductos.

Esta metodología no encaja muy bien con el espíritu de la Reforma Energética, donde se supone que deben ser los privados y no el gobierno quienes asumen los riesgos. Queda por verse hasta cuándo terminará, ya no el monopolio jurídico en materia energética, sino el monopsonio *de facto*, que deberá ahora transformarse en un mercado competitivo sin el predominio de las "empresas productivas del Estado".

Las cosas cambiarán, según los funcionarios de CFE, cando se publiquen boletines electrónicos donde los clientes podrán dar a conocer opciones de suministro y capacidad de energía, en línea con las nuevas reglas del mercado eléctrico mayorista

ALTAMIRA
Trusted Fabrication Partner in Mexico

The right people, assets & technology to deliver projects from concept to commissioning

- Competitive fabrication solution
- Impressive track record
- High quality performance
- Exemplary safety standards
- Strategic deepwater location
- Free trade zone status

Visit us at Congreso Mexicano del Petróleo

Booth #422 | June 10-13, 2015 | Guadalajara, Mexico

CMP
Congreso Mexicano del Petróleo

ALTAMIRA

Learn more about our recent projects in Mexico

www.mcdermott.com/projects

Altamira: (52) 833.260.6100 | Houston: (1) 281.870.5000 | Mexico City: (52) 55.1102.1260

business.development@mcdermott.com

© 2015 McDermott International, Inc. All rights reserve

que promueve la Secretaría de Energía. ¿Será que algún día habrá precios de mercado "mexicanos" del gas, desvinculados de los precios en Texas?

El gobierno federal, a través de Pemex y CFE, ha ofrecido en licitación al sector privado al menos 18 proyectos de ductos de transporte de gas natural en este sexenio. Algunos ya están construidos, otros están en licitación y planeación. El recién creado Centro Nacional de Gas (Cenagas) podrá promover algunos más. Al menos dos de los ductos –el de Acapulco-Lázaro Cárdenas y el de Salina Cruz-Tapachula, antes conocido como el "gasoducto centroamericano"– son "proyectos sociales" según el mismo gobierno y cabe pensar que podrían ser inviables por falta de molécula, ya que no hay perspectivas claras de un incremento de la producción en el sur de México ni otras opciones claras para elevar el suministro. Todo indica que el ducto a Tapachula y más allá se platicará hasta el cansancio con el gobierno de Guatemala, para luego no hacer nada, como en otros sexenios. Pero ahí están entre los planes. Básicamente, la situación de los nuevos proyectos de gasoductos patrocinados federalmente en este gobierno de la Reforma Energética es la siguiente: (Ver cuadro de arriba)

Dentro de la estrategia de gasoductos del actual gobierno, merece una especial mención el Gasoducto Los Ramones de Pemex. Este proyecto transfronterizo de transporte de gas natural consta de dos fases. Los Ramones I (Los Ramones Norte) tiene una extensión de 441 kilómetros entre Los Ramones, Nuevo León, y San Luis Potosí. Fue construido por TAG Pipelines (filial de Mex Gas International, grupo propiedad de Pemex-Gas y Petroquímica Básica) y Gasoductos de Chihuahua. Los Ramones II (Los Ramones Sur), que será desarrollado por GDF Suez y TAG Pipelines, abarcará 287 kilómetros de longitud y una estación de compresión entre los estados de San Luis Potosí y Guanajuato, con una inversión estimada de 795 millones de dólares.

Pemex ha anunciado que los fondos de inversión BlackRock y First Reserve han firmado un contrato con la filial PMI, para adquirir una participación combinada de 45% en el gasoducto Los Ramones, proclamando que será la primera gran inversión privada de la Reforma Energética y serán los primeros activos promovidos por Pemex que se construirán en alianza con capital extranjero desde la aprobación de la Reforma.

Los Ramones "formará parte de una iniciativa más amplia para transportar un gran volumen de gas natural desde el campo de esquisto de Eagle Ford en el sur de Texas para satisfacer la creciente demanda de gas natural en el centro de México. La

La mejor solución para la conducción de petróleo, gas y otros fluidos a través de tubería de acero al carbono.

Tubacero

70 AÑOS
Conduciendo Progreso

· Empresa mexicana con +70 años de historia exitosa.

· Procesos contínuos automatizados de soldadura en tubería longitudinal recta (ERW y SAWL) y helicoidal (SAWH).

· Soldadura ERW para tubo API de 36", único en el mundo.

· Tubería de acero al carbono en rangos y diámetros de 6 5/8" a 150", con espesores de hasta 2.5" y grados API X-100.

· Recubrimientos FBE, 3LPE, 3LPP y concreto comprimido.

· Nuestros laboratorios están equipados con lo último en tecnología (ISO 17025).

· Suministro e instalación en campo de tubería casing con conectores de rosca rápida (Quick-ThreadTM).

· Líder y pionero para la transportación de gases peligrosos, con más de 2000Km. de experiencia.

· Plantas ubicadas estratégicamente, con fácil salida a puertos internacionales.

· Exportaciones a todo el mundo.

· QRLS (80Pies) en SAWL/SAWH

Contamos con las certificaciones API-Q1, ISO 9001 y licencias API-5L, Monogramas API-2B, 3LPE, 3LPP y API-5CT.

Tel. (5281) 83055532 • www.tubacero.com • ventas@tubacero.com

Pemex Refinación Proyectos de construcción de ductos 2014-2018				
Región	**Ejecutor**	**Nombre**	**Longitud (km)**	**Diámetro nominal**
Golfo Centro	PMI	Arco Norte - Apizaco	70	14
	PMI	Arco Norte - Región Centro	94	16
	PMI	Arco Norte - Tula	90	18
	PMI	Región Centro - Cuernavaca	75	10
	PMI	Tuxpan - Arco Norte	236	24
Centro	Sin definir	Irapuato - Asa Guadalajara	227	10
	Sin definir	Ramal Ch Blanco - Querétaro	24	12
	Sin definir	Tula - Salamanca	243	18
Norte	PMI	Cadereyta - Santa Catalina	86	18
	PMI	Gómez Palacio - Parral	82	10
	PMI	Santa Catarina - Nuevo Laredo	228.5	10
Sureste	Sin definir	Nizanda - Oaxaca	271	14
	Sin definir	Nizanda - Tuxtla Gutiérrez	244	14
Peninsular	PMI	Mérida - Caribe	280	12
	PMI	Progreso - Asa Cancún	340	10
Pacífico	Sin definir	Guaymas - Hermosillo	128	10
	Sin definir	Rosarito - Mexicali	147	12

Fuente: Pemex Refinación

construcción de los proyectos empezó en 2014 y se espera que las operaciones comerciales se desarrollen plenamente a mediados de 2016", según Pemex.

Ductos de petróleo y derivados

Las inversiones atraídas por la Reforma Energética se destinarán no sólo a gasoductos, sino también a oleoductos y poliductos, mismos que ahora podrán ser propiedad de particulares, en vez de que sean sólo inversión pública y propiedad de Pemex. La Reforma Energética permite a los privados construir y operar ductos de todo tipo, así como participar en las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, y comercialización de crudo y sus derivados.

Con la apertura prevista en el transporte y comercialización de petrolíferos, los particulares podrán construir nuevos poliductos que complementen la red actual de Pemex. Por su parte, Pemex Refinación ha elaborado planes para construir 2,865 km de poliductos, además de otras obras secundarias, con el apoyo de particulares en el periodo 2014-2018, con una inversión total cercana a los 3 mil millones de dólares.En la mayoría de los casos, la construcción y ejecución correrá a cargo de la filial PMI, pero también participan en algunos proyectos las compañías Trafigura e Hidrosina. Desconocemos hasta qué punto estos proyectos podrían ser perjudicados por los recortes presupuestales recientes, que en general están afectando los proyectos *aguas abajo* mucho más que los de *aguas arriba.* (Ver cuadro)

Ductos marinos

Adicionales a los más de 5 mil kilómetros de oleoductos, la Ronda Uno de nuevos contratos petroleros obligará a los nuevos jugadores de la industria a invertir en nuevos oleoductos, así como oleogasoductos y gasoductos.

Arrancó la Ronda Uno en diciembre pasado, con la intención de poner a licitación este año 169 áreas (bloques) que abarcarán 28 mil 500 km^2 de superficie terrestre y marina con recursos prospectivos estimados de 14 mil 606 millones de barriles de hidrocarburos, que se otorgarán a través de licencias y/o contratos de producción compartida.

Han salido a licitación dos grupos de áreas en aguas someras de la Sonda de Campeche y se espera en breve la lici-

www.microturbine.com

www.industriasenergeticas.com

Industrias Energéticas

CHP EPA COMBINED HEAT AND POWER PARTNERSHIP

WADE WORLD ALLIANCE FOR DECENTRALIZED ENERGY

CAPSTONE TURBINE CORP. UL REGISTERED FIRM ISO9001:2000

CAPSTONE TURBINE CORP. UL REGISTERED FIRM ISO14001:2004

U.S. GREEN BUILDING COUNCIL MEMBER

LA MEJOR TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, PROTEGIENDO EL MEDIO AMBIENTE

Clean & Green energy

MicroTurbinas Capstone

Se utilizan en aplicaciones de generación de energía que incluye: generación eléctrica estratégica de alta calidad, limpia y confiable, cogeneración y trigeneración, usando gas natural, gas no procesado, shale gas para aplicaciones especiales, industriales, gas, y petróleo logrando una cultura verde en pro del planeta.

Oil & Gas

Microturbina C1000
Potencia Eléctrica Generada
1000 Kw

Microturbina C200 (UL Clase 1 División 2)
Potencia Eléctrica Generada
200 Kw

Microturbina C200
Potencia Eléctrica Generada
200 Kw

Microturbina C65 (UL Clase 1 División 2)
Potencia Eléctrica Generada
65 Kw

Microturbina C30
Potencia Eléctrica Generada
30 Kw

Microturbina C65
Potencia Eléctrica Generada
65 Kw

Microturbina C30 (UL Clase 1 División 2)
Potencia Eléctrica Generada
30 Kw

Industrias Energéticas S.A. de C.V. Cd. del Carmen, Campeche, México Tels.+52 (938) 112.11.69 y 112.11.70

tación de campos maduros en tierra, recursos no convencionales en tierra, y aguas profundas. Todos esos proyectos, sobre todo en su fase de producción, requerirán nueva infraestructura y nuevos ductos. No existe una estimación de esas necesidades, si bien el gobierno mexicano ha planteado el objetivo de duplicar las inversiones petroleras en el país a través de la Reforma Energética. Si consideramos que los campos licitados en aguas someras se encuentran, en muchos casos, relativamente lejos de la infraestructura marina de mayor densidad que tiene Pemex, debemos suponer que la explotación de dichas áreas requerirá el tendido de nuevos ductos submarinos y la instalación de baterías de separación e infraestructura conexa en tierra por parte de los contratistas que ganen los contratos. Es difícil estimar esos requerimientos, así como es prematuro evaluar las posibles sinergias con la infraestructura existente de Pemex.

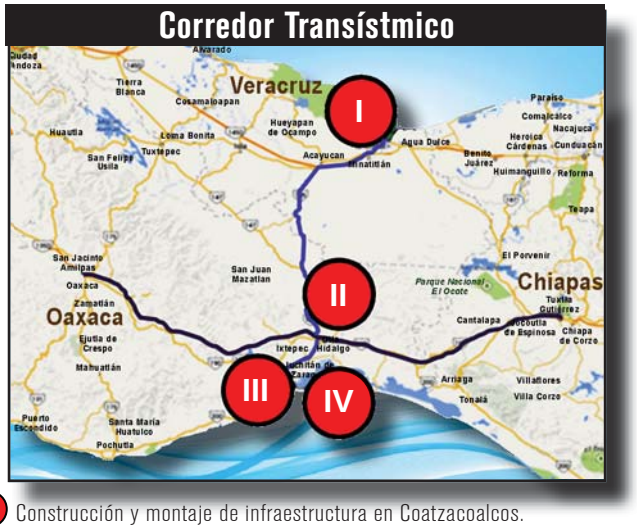
Al margen de la Ronda Uno, las obras de tendido de ductos marinos en la Sonda de Campeche es parte de la actividad normal de Pemex e suele implicar contratos valorados entre 100 millones y 200 millones de dólares al año. Pemex nos informa que licitará la construcción de 11 ductos marinos en el 2015 (1 oleoducto, 4 gasoductos, 5 oleogasoductos y 1 acueducto), con un valor estimado de 199 millones de dólares, y 20 ductos marinos en el 2016 (1 oleoducto, 12 oleogasoductos y 7 gasoductos) con un valor estimado de 216 millones de dólares.

En el documento "Programa Anual de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios para el Año 2015" de Pemex (ANEXO 1), se observa que la contratación de mayor monto que realizará Pemex en el año 2015 es la de *"Trabajos de instalación de Subestructuras y Superestructuras de Plataformas Marinas Fijas, Tendido de Ductos e Izajes de Equipos Mayores en las Regiones Marinas"* con un valor de 15.9 mil millones de pesos (1.2 mil millones de dólares americanos), proyecto que arrancará este año y durará unos 4 años.

Corredor Transístmico

A pesar de los recortes presupuestales, Pemex mantiene el propósito de construir cuatro ductos en su proyecto de "Corredor Transístmico", el cual, en parte, viene a sustituir el viejo anhelo de construir un canal que atraviese el Istmo de Tehuantepec para transportar (entre otras mercancías) petróleo y productos petroleros.

La visión de Pemex es que, desde una posición estratégica en Salina Cruz, se podrá tener acceso a nuevos mercados en América del Norte, América del Sur y Asia para petróleo, petrolíferos e incluso gas natural –Pemex habla incluso de construir una terminal de licuefacción en Salina Cruz–. Por lo pronto, Pemex ya inauguró, en enero del 2015, un gasoducto transístmico, de 12 pulgadas de diámetro y longitud de 221 km con tres estaciones de compresión, en el tramo Jáltipan–Salina Cruz



I Construcción y montaje de infraestructura en Coatzacoalcos.
II Construcción de 2 nuevos ductos (gas natural y GLP), reconvertir y optimizar el uso de 4 ductos para transportar petróleo, gasolina, diesel y naftas de Coatzacoalcos a Salina Cruz.
III Construcción de nueva capacidad de almacenamiento en Salina Cruz para el manejo de naftas, gasolina, diesel, propano (gas LP) y gas natural.
IV Terminación del brazo oeste del rompeolas en Salina Cruz y de los nuevos muelles.

Al final del día, en la medida en que se construyan más ductos, podremos hablar de un mayor éxito de la Reforma Energética. Es decir, el éxito de la Reforma será medido principlmente, no en barriles ni en dólares, sino en kilómetros.

Finalmente, una advertencia. Los ductos en México son un negocio con un talón de Aquiles. Hace algunos años, los gasoductos eran el blanco de atentados guerrilleros y hoy día el robo a los oleoductos y gasoductos de Pemex mediante ordeña representa una pérdida anual cercana a los 30 mil millones de pesos (2 mil millones de dólares). Sólo en 2013, la empresa tuvo que tender más de 3,000 tomas clandestinas. Aún faltan acuerdos legislativos para que el robo de gasolina sea considerado como un "acto de delincuencia organizada", con las severas penas correspondientes. Acabar con esa delincuencia es una de las tareas pendientes para dar seguridad a las nuevas inversiones en el país.

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

DEMAR es una Empresa Mexicana con más de 25 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.

Se ha especializado en:

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

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

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
www.demar.com.mx

Necesarios, gas natural y renovables en la Ciudad de México

Especialistas, académicos y analistas se pronunciaron por la creación de una agenda energética integral para la Ciudad de México, basada en el impulso del gas natural y de las energías renovables, así como de un transporte público eficiente con base en combustibles no fósiles.

Lo anterior durante el Simposio Internacional "Por la Modernización Energética de la Ciudad de México", organizado por la Coparmex Ciudad de México, la Fundación Konrad Adenauer y la organización civil Ciudad Posible.

José Luis Luege Tamargo, presidente de Ciudad Posible, aseguró que la capital del país tiene un rezago en materia del manejo de la energía y, a pesar de que se comenzó una transición hacia el uso del gas natural para consumo doméstico y en transporte, la zona no cuenta con una red de distribución del combustible, por lo que continúa dependiendo del gas LP.

Señaló que 80% de la oferta energética de la ciudad proviene de combustibles fósiles "sucios" y se pronunció por la eliminación de las más de 3,000 pipas de distribución de gas LP que circulan diariamente.

Dijo que por su insolación, el DF tiene un potencial de 5 mil kilowatts por metro cuadrado, por lo que se está planteando una propuesta para que el subsidio en la factura eléctrica se traslade a la instalación de parcelas solares.

Con ello, subrayó Luege, tan sólo la ciudad por sí misma podría alcanzar la meta de 35% de producción eléctrica con fuentes renovables establecida para el año 2025, ya que se ha detectado al menos medio millón de techos solares con mayor potencial. "La matriz energética óptima de la Ciudad de México definitivamente es el gas natural y las energías renovables", concluyó.

Respecto al gas natural, Alejandro Breña, de la Comisión Reguladora de Energía, refirió que la CRE transfirió todas las NOM relativas a tecnología y seguridad a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) como resultado de la Reforma Energética.

Dijo que la incidencia de accidentes en gas natural es muy baja en relación con la del gas LP, ya que los ductos, hechos con polietileno, son muy flexibles ante la presencia de sismos y la presión del gas en ellos es muy baja.

Además, dijo Breña, el gas natural es altamente volátil, por lo que se disipa más rápidamente antes de inflamarse, al contrario del gas LP que es más denso que el aire.

Por su parte, José Luis Beato, presidente de Coparmex Ciudad de México, coincidió en que la matriz energética de la capital debe estar compuesta de gas natural y energías renovables y destacó que para la construcción de nuevos inmuebles, las instancias de gobierno sólo invitan a las empresas distribuidoras de gas LP para abastecer de energía, dejando fuera a las de gas natural, siendo éste un combustible más barato, ambientalmente más amigable y seguro. Refirió que la ciudad no cuenta con una política energética, aun cuando es la zona en donde se presenta el mayor consumo de energía del país.

El Secretario de Desarrollo Económico del Gobierno del Distrito Federal, Salomón Chertorivsky, manifestó que la modernización energética de la ciudad es una necesidad que tendrá resonancia en el resto del país y a nivel global.

Explicó que hablar de política local que se convierte en política nacional con impacto global no es nuevo, ya que se ha visto en el ámbito social y de derechos humanos, por lo que el cambio en las decisiones energéticas puede volver a la capital otra vez en un referente país. Informó que se encuentra una propuesta para cubrir el techo de la Central de Abastos con páneles solares que podrían satisfacer las necesidades eléctricas de la Delegación Iztapalapa.

Daniel Chacón, de Climate Works, dijo que el uso del gas natural no ha prosperado en la capital del país por razones económicas, políticas y algunos grupos de poder, por ello aseguró que un avance hacia la transición energética en la capital sería el uso de la energía solar para producción eléctrica y calentamiento de agua. Mostró que en 1521, el Valle de México contaba con 1,500 kilómetros cuadrados de acuíferos, pero en 2014 se presentaban menos de 500 kilómetros.

El Director General de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (Conuee), Odón de Buen Rodríguez, aseguró que el impacto ambiental de la electricidad en la ciudad de México no se ve, por eso no existe una política pública en la materia.

El DF, agregó, está sufriendo una transformación de ser una ciudad industrial a una ciudad comercial, con edificios altos que concentran varios negocios; sin embargo, dijo, no hay un sistema integral de edificios de servicios.

De Buen subrayó que la Reforma Energética abre oportunidades para celebrar acuerdos institucionales para aprovechar las energías verdes e hizo énfasis en que, para ello, el envolvente es determinante para el consumo

eficiente de la energía en un inmueble.

En su oportunidad, Antonio de la Cuesta, del Centro de Investigación para el Desarrollo (CIDAC), presentó el "Diagnóstico energético del DF", un trabajo de investigación conjunto con la Comisión de Energía de la Coparmex Ciudad de México, entre cuyos resultados arroja que no existe una política integral de energía para el DF, ya que sólo hay esfuerzos aislados.

El DF, apuntó, sigue siendo el polo de desarrollo más importante, pero tiene fuerte migración principalmente de los estados del Sur del país, sin políticas de sustentabilidad energética ni del manejo del agua, por lo que hay un serio agotamiento de las cuencas.

En transporte, dijo De la Cuesta, se sigue privilegiando la gasolina en vez del gas natural, con el consecuente impacto ambiental, además de que no está regulado el transporte público ni el transporte concesionado, a los cuales calificó como "desastrosos". El Centro, informó, está trabajando en una propuesta para replantear los subsidios a las gasolinas y el agua potable.

El CIDAC ha detectado que sólo 1% de los automóviles de la capital circulan con gas natural y únicamente 70 de los 3,000 autobuses utilizan este energético, siendo que su generalización podría reducir hasta en 80% las emisiones de contaminantes.

Sandra Herrera, de la Agencia de Cooperación Alemana GIZ, se pronunció por la creación y fomento de una cultura energética en la ciudad de México, ya que producto de la Reforma, "vamos a pasar de monopolios a diversos prestadores de servicios de energía". Para ello, agregó, es necesaria la creación de una agencia reguladora del servicio eléctrico para la ciudad.

De acuerdo con estudios realizados, las 12 millones de toneladas de basura que se generan diariamente en la ciudad podrían convertirse en electricidad que daría servicio a 200 mil hogares.

Diversificación energética en la generación de electricidad

Es aconsejable que el Estado participe en el mercado con sus propias centrales eléctricas para modular la seguridad del suministro y los precios de la electricidad en México.

Gerardo Bazán Navarrete, Gilberto Ortíz Muñiz y Jesús Cuevas Salgado*

La ***Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028*** señala, como se muestra en el diagrama, los retos mundiales en materia de energía. Si consideramos la participación de energías limpias en la estrategia para la industria eléctrica nacional, entonces podemos decir que a través de la Reforma Energética nuestro país se está sumando parcialmente a la consecución de estos objetivos, como se explica a continuación.

Retos Mundiales en Materia de Energía

Por un lado, el Artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica define:

Energías Limpias: Aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las Energías Limpias se consideran las siguientes:

a) El viento;

b) La radiación solar, en todas sus formas;

c) La energía oceánica en sus distintas formas: maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal;

d) El calor de los yacimientos geotérmicos;

e) Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos;

f) La energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros;

g) La energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en su ciclo de vida;

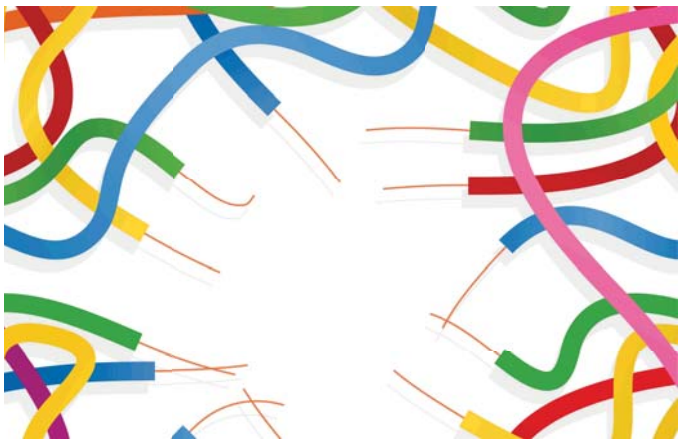
h) La energía proveniente de centrales hidroeléctricas;

i) La energía nucleoeléctrica;

j) La energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos (como gasificación o plasma molecular), cuando dicho procesamiento no genere dioxinas y furanos u otras emisiones que puedan afectar a la salud o al medio ambiente y cumpla con las normas oficiales mexicanas que al efecto emita la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

k) La energía generada por centrales de cogeneración eficiente en términos de los criterios de eficiencia emitidos por la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

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



l) La energía generada por ingenios azucareros que cumplan con los criterios de eficiencia que establezca la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

m) La energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono que tengan una eficiencia igual o superior en términos de kWh-generado por tonelada de bióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera a la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

n) Tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales, y

o) Otras tecnologías que determinen la Secretaría y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con base en parámetros y normas de eficiencia energética e hídrica, emisiones a la atmósfera y generación de residuos, de manera directa, indirecta o en ciclo de vida;

En este sentido, de manera explícita se ha publicado que la participación mínima de estas tecnologías en la generación de electricidad será de 35% al año 2024.

Sin embargo, también es del dominio público que actualmente la participación del gas natural en le generación eléctrica es del orden del 54%. Algunas alternativas de planes de expansión del parque de generación de CFE consideran que los ciclos combinados, y, por tanto, el gas natural (combustible fósil y no limpia según la definición anterior) podrían llegar al 65% de la generación en el mediano plazo.

Ahora bien, retomando el tema de las energías limpias según la Ley de la Industria Eléctrica, se puede ver que son muchas las opciones. Algunas se pueden considerar maduras como la hidroeléctrica, la nuclear y la geotérmica. Otras, como la eólica, se han estado diseminando a lo largo del planeta, aunque su nivel de participación para satisfacer el consumo sigue siendo más bien bajo. La solar es incipiente, pero está encontrando su nicho en sistemas distribuidos. El resto de las fuentes relacionadas está en etapa de experimental o de investigación.

Al respecto, la CFE está promoviendo un ambicioso programa de obras que considera la construcción nuevas centrales hidroeléctricas, la promoción de campos geotérmicos y el desarrollo de parques eólicos. Este año, se llevará a cabo la Ronda Uno geotérmica, permitiendo la llegada de nuevos jugadores en esta actividad.

Sin embargo, sobresale la omisión de nuevos proyectos nucleoléctricos entre los nuevos desarrollos. Respecto de este tema, la publicación Technology Roadmap, Nuclear Energy, de la Agencia Internacional de Energía (AIE) dice:

"La energía nuclear es la mayor fuente de electricidad bajo en carbono en los países de la OCDE, con una participación del 18% de la electricidad generada en 2013 y segunda a nivel mundial con una participación del 11%. La visión actualizada de la referencia ve a la energía nuclear continuando su papel protagónico en reducir las emisiones del sector eléctrico, además de mejorar la seguridad del suministro de energía, respaldando la diversidad de combustibles y proporcionando electricidad en grandes bloques con costos de producción estables."

Por su parte, la Secretaría de Energía, en la ***Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028,*** dedica un capítulo específico a la energía nuclear.

El capítulo 2.3.2. Generación por Combustibles no Fósiles, señala:

"La energía nuclear es una fuente de generación de electricidad limpia cuyas características permiten el suministro de energía de manera confiable y con un bajo impacto ambiental. Esto se debe a que este tipo de tecnología no requiere de combustión para su funcionamiento, sino que la energía se obtiene a partir de la fisión de átomos a través de la cual se producen grandes cantidades de energía que se emplean para generar electricidad. Por ello, en este proceso no se generan emisiones de gases efecto invernadero (GEI) que posteriormente se liberen a la atmósfera.

"En este sentido, bajo una política de bajas emisiones de GEI este tipo de energía puede desplazar otras tecnologías contaminantes. Asimismo, reduce la dependencia energética hacia el exterior y produce electricidad de forma constante con precios estables y predecibles, ya que, a diferencia de las tecnologías que emplean combustibles fósiles para la generación eléctrica, el uranio empleado no representa una alta proporción dentro de los costos de generación. Estas ventajas relativas resultan en que cada vez más gobiernos apuesten por el mantenimiento de las centrales nucleares en sus países y la construc-

ción de nuevas plantas."

"Los 435 reactores en operación producen alrededor del 15.0% de la electricidad mundial. Es importante mencionar que muchos países han vuelto a retomar los planes de expansión de capacidad de este tipo de centrales. Esta acción responde a la amenaza del calentamiento global y el cambio climático que, unido al incremento de la demanda de electricidad y del precio de los productos petrolíferos, ha motivado que distintos responsables políticos considere fundamental apostar por la continuidad de la energía nuclear, por el aumento de potencia de sus centrales e incluso por la construcción de nuevas plantas."

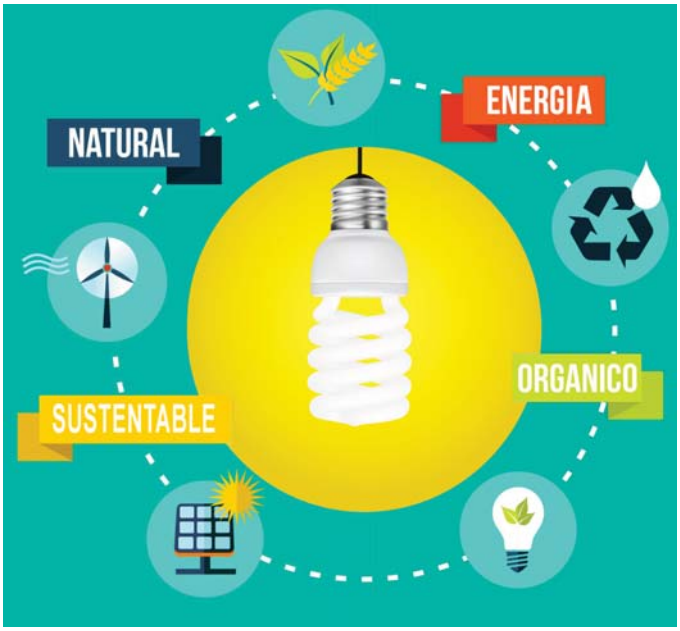
"En Finlandia, el 30% de la electricidad proviene de los cuatro reactores que tiene en operación. Actualmente construye una nueva unidad y ya hay estudios que plantean la necesidad de una sexta. Por su parte, Reino Unido, que cuenta con 18 reactores que en 2011 produjeron el 17.8% de su electricidad, ha decidido continuar con sus planes de construcción de nuevas centrales nucleares con dos objetivos básicos: frenar las emisiones contaminantes y reducir la dependencia del exterior."

Resulta inexplicable que siendo la OCDE un patrón de referencia para la definición de políticas públicas en México, no se considere una mayor participación centrales nucleares en nuestro país. Hay que recordar que cuando Laguna Verde inició operaciones, representaba el 5% del suministro de electricidad del país y actualmente es 2.5%. Es decir, ha menguado su peso relativo y, de acuerdo a los programas publicados por la CFE, mantendrá su tendencia a la baja.

El cuadro siguiente muestra la participación de las diferentes fuentes en el año 2028.

FUENTE	PORCENTAJE
CICLO COMBINADO	45.2
TURBOGAS	1.9
TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL	1.7
COMBUSTIÓN INTERNA	0.3
EÓLICA	10.9
HIDROELÉCTRICA	13.8
CARBOLÉCTRICA	4.2
NUCLEOELÉCTRICA	1.2
SOLAR	1.6
NUEVA GENERACIÓN LIMPIA(NGL)*	11.5
COQUE	0.8
BIOMASA	0.3
PROYECTOS POR PARTICULARES (LOCAL)	5.5
GEOTEMOELÉCTRICA	1.0

*NGL.- Nuclear, Carboeléctrica o Ciclo combinado con captura y confinamiento de CO_2, o Renovable.



Ahora bien, es conveniente conocer algunas características de competitividad entre las fuentes limpias, de acuerdo a la ponencia del Dr. Pablo Mulás del Pozo, México: Oportunidades en Gas Natural y Energías Renovables. EGADE Business School. Tecnológico de Monterrey. 11 de marzo de 2014.

Por la intermitencia del viento, las unidades eoloeléctricas tienen un factor de disponibilidad o de utilización ~30% en comparación con la unidades geotermoeléctricas y nucleoeléctricas con factor de utilización ~ 90%. Es decir, 3 kWe eólicos instalados son equivalentes a 1 kWe geotérmico o nuclear. Esto es, la instalación de 3,000 MW de geotermia o nuclear corresponden a 9,000 MW eoloeléctricos.

A continuación nos referimos al documento: Cambio climático: Algunas reflexiones y hechos relevantes de la Cumbre de Lima, de Cristina Rivero Fernández, publicado en el No. 44 de los Cuadernos de Energía, enero de 2015, donde se afirma:

- El problema es urgente.
- El objetivo global debe ser como mínimo no aumentar la temperatura media global en más de 2ºC con respecto a la era preindustrial, sabiendo y asumiendo que esto tendrá consecuencias a las que habrá que hacer frente.
- La única manera viable y efectiva de hacer frente al cambio climático es que haya un acuerdo global en el que participen todos los países y en el que cada cual aporte en la medida de sus responsabilidades y capacidades. Cabe recordar que actualmente, con datos del año 2010, seis países (contando la Unión Europea como uno) suman el 81% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. Estos países son China,

RENGEN
ENERGY SOLUTIONS

SUMINISTRO DE
PLANTAS DE COGENERACION

ESTUDIO DE
AHORRO DE ENERGIA

REPARACIÓN DE TURBINAS DE GAS
AERODERIVADAS E INDUSTRIALES

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

ENERGY SOLUTIONS

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

WWW.RENGEN.COM.MX

Estados Unidos, India, Rusia, Japón y la Unión Europea.
- El acuerdo debe entrar en vigor en 2020, para lo que debe acabar de negociarse en 2015.

CONCLUSIONES

1.- Nuestro país ha desarrollado políticas públicas para asumir compromisos (de responsabilidad un tanto ajena) orientadas a frenar los efectos adversos al cambio climático, sin embargo, por diversas circunstancias, nuestro modelo de desarrollo no ha podido reducir su dependencia de los combustibles tradicionales.

2.- La caída de los precios internacionales del petróleo está provocando:
- reducciones en el gasto público que están por rebotar en la postergación de proyectos de gasolinas limpias y desulfuración de diesel, lo cual tendrá un impacto negativo en la prevención de GEI. En este sentido, hay que recordar que el sector transporte tiene una gran participación en la emisión de CO_2, por lo que también se le debe dar una atención especial, y no descansar las medidas de mitigación principalmente en el sector de generación eléctrica. De acuerdo al balance de GEI, el transporte tiene una participación del 27% y la generación de energía es de 17%.
- un reposicionamiento de los costos diarios de despacho y de los costos nivelados de generación de las centrales de combustóleo y de gas natural, en la generación de electricidad, que tiende a favorecer la tecnología de los ciclos combinados, y
- un aumento del grado de dependencia extranjera por las importaciones de gas natural y la volatilidad de sus precios.

3.- El país cambió de paradigma en la política energética nacional:
o De la premisa de la autosuficiencia energética a la dependencia sustantiva del extranjero en materia de gas natural, y/o compartir el timón del desarrollo del sistema eléctrico con la iniciativa privada, a través de la Reforma Energética.

4.- De lo anterior, se deduce la necesidad de:
- Establecer un balance de dependencia tecnológica y de insumos energéticos asociados.
- Implantar un esquema de diversificación de proveedores.

Para esto es indispensable reivindicar el papel de la energía nuclear en México.

5.- Al respecto, reconocemos que la generación de electricidad en el país está basada en una gran diversificación de fuentes de energía, sin embargo, ante un escenario de precios bajos del gas natural y la apertura del mercado eléctrico mayorista, se presume que los ciclos combinados reforzarán su predominio.

6.- A pesar de que la energía nuclear en el mundo juega un papel importante en este sentido, la política energética del país no la ha omitido, pero la ha mantenido al margen. Desde luego, no se trata de imitar a Francia (70% de su capacidad es nuclear), ni al promedio de los países de la OCDE (18%), aunque se podrían sacar del baúl programas nucleares planteados en administraciones pasadas que llegan al 30%.

En las condiciones actuales es oportuno recordar y aprovechar que el proyecto original de Laguna Verde incluye la instalación de 4 unidades, de las cuales solamente dos se encuentran instaladas y operando. Esto es, ya se tiene el sitio y la infraestructura básica para las otras dos unidades previstas. Por tanto, el tiempo de construcción sería reducido.

RECOMENDACIONES

1.- Ante la implantación del Mercado Eléctrico Mayorista, el suministro de electricidad en el país no puede estar totalmente en manos del libre mercado (que presumiblemente optará por los ciclos combinados). Es necesario que, además de las instancias normativas y de regulación, el Estado participe con centrales eléctricas para modular la seguridad del suministro y los precios de la electricidad en México.

2.- Los Consejos Consultivos en materia de energía deberán estar muy atentos para evitar que el mercado de certificados de energía limpia tenga subidas o bajadas súbitas que afecten negativamente a los generadores y/o a los consumidores de electricidad.

3.- Las políticas públicas en materia de energía eléctrica deberían reconocer que la competitividad de la energía nuclear para producir electricidad se mantiene vigente en el mundo. Considerando el buen desempeño de Laguna Verde, se recomienda, al menos, completar la capacidad instalable en Laguna Verde, incorporando las dos unidades faltantes del proyecto original.

4.- Otro aspecto que se debe impulsar para reducir los gases de efecto invernadero es el relativo a la eficiencia energética, que es el mejor camino para reducir este tipo de emisiones.

5.- Por la conectividad que existe entre las energías limpias, la Ley de Transición Energética y la de Cambio Climático, se considera que deben estar orientadas a mejorar las condiciones económicas del país, y en especial a la industria, que es el sector que puede proporcionar la reactivación del mercado interno.

Our key services are the following:

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

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

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

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

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

ERM

El evento oficial del petróleo y gas: Apoyando el desarrollo de México

Producido por:

Respaldo Oficial:

SE Secretaría de Economía

CNH Comisión Nacional de Hidrocarburos

MEXICO UPSTREAM

1 al 3 de septiembre 2015 | Ciudad de México

PONENTES DISTINGUIDOS INCLUYEN:

Edgar Rangel
Comisionado
CNH

Gabriel Heller
Director de Promoción e Inversión
SENER

Héctor Márquez Solís
Jefe de la Unidad de Compras de Gobierno
Secretaría de Economía, México

Sergio Guaso
Subdirector de Administración y Finanzas
PEMEX E&P

Rolando Galindo
Subdirector de Relaciones con Inversionistas
PEMEX

Robert Lunn
Vicepresidente Nuevos Negocios Internacionales
Anadarko

Patrocinador de Oro:

PEMEX®

Patrocinadores de Bronce:

BG GROUP

DRILL

EY Construyendo un mejor entorno de negocios

Apoyo Institucional:

MEXCHAM HONG KONG

PROMÉXICO Inversión y Comercio

AMDE Academia Mexicana de Derecho Energético

Centro de Estudios en Derecho y Gobierno

Para mayor información y para asegurar su participación, comuníquese con Elliott McGinn en el +44 20 7978 0029 ó en el email mexicooilgas@thecwcgorup.com

EXPO IMIQ

EXPO IMIQ 2015 MTY
21 al 23 de octubre 2015
CINTERMEX

MONTERREY MÉXICO LA CIUDAD DE LAS MONTAÑAS

IMP INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

GCA

PEMEX REFINACION

MÉXICO

Grupo Comunicador Alba

Tlacoquemécatl #21-101,
Col. Del Valle, México 03100 D.F.
Tels: 55 59 61 69 / 55 59 08 66

Ventas
liniestra@grupoalba.com.mx
avillanueva@grupoalba.com.mx

Ciclos en la jurisprudencia petrolera mexicana

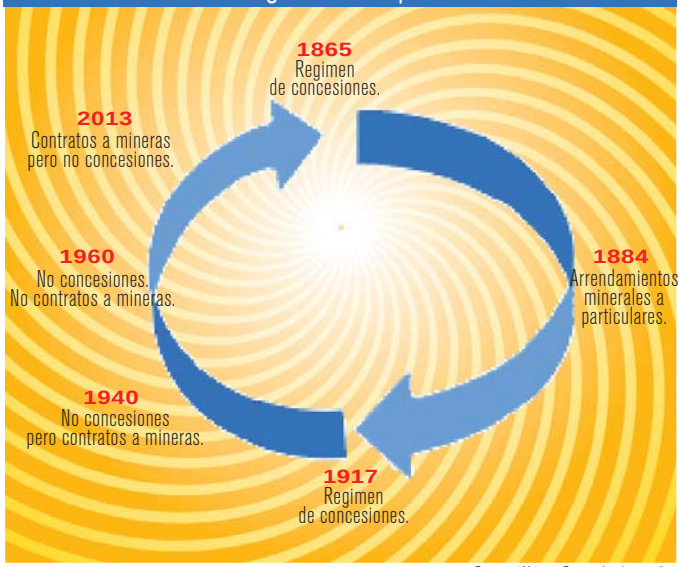
¿La próxima Reforma traerá de vuelta el régimen de concesiones?

George Baker*

La legislación petrolera de México muestra evidencia de un comportamiento cíclico: en los períodos de la colonia y de principios de la etapa de la Independencia, los minerales eran explotados comercialmente mediante concesión gubernamental. En la época porfiriana, las concesiones fueron reemplazadas por arrendamientos para la explotación de minerales y por el pleno dominio sobre ellos por parte del dueño de la superficie. Después de la Revolución, el Artículo 27 Constitucional restableció un régimen de concesiones. En 1940, Cárdenas abolió las concesiones en favor de los contratos de minerales. En 1960, tanto las concesiones como los contratos de minerales fueron eliminados. En 2013, el régimen de los contratos de minerales fue implementado de nuevo.

Con base en este patrón, la próxima reforma energética traerá de vuelta el régimen de concesiones, y la inmediata después reintroducirá el concepto de arrendamiento de los minerales por particulares (Fig. 1).

La "rueda" de la legislación petrolera en México



Fuente: "México Energy Inteligence"

Introducción

En la era prehispánica se consideraba que el petróleo en forma de arenas bituminosas, 'chapopote' en náhuatl, tenía propiedades medicinales, entre otros usos, pero no sabemos nada acerca de los derechos sobre los minerales y de la economía de la exploración y desarrollo. Sin embargo, existe un precedente de un monopolio estatal durante ese periodo, en el caso del hielo, por ejemplo.

El sistema de derechos de propiedad que estableció la Corona española en sus colonias consistió en que los derechos sobre los minerales estaban desligados de los derechos del dueño de la superficie. En México, durante casi cinco siglos, este sistema, bajo la administración de una u otra autoridad, ha sido considerado como necesario para maximizar los ingresos de las arcas reales y nacionales.

Presentaremos cada uno de los periodos históricos (y sub-períodos en relación con el período que llamaremos "Agencia Ficticia"). Pondremos especial atención en la relación legal de la compañía minera y petrolera con los bienes minerales y, en general, con la manera y grado con el cual el Estado promueve en un periodo dado el despliegue de capital y talento empresarial.

Periodización de la narrativa histórica

La vocación especial de los historiadores es simplificar el pasado agrupando los eventos en periodos. Cada período puede ser identificado al establecer un evento "marcador" en su inicio. Aunque esos periodos son arbitrarios, sirven como contenedores para considerar argumentos de causa y efecto. Mientras esas secuencias de causa y efecto están ancladas en el tiempo y el espacio, hay algunos resultados que parecen ofrecer lecciones que podrían ser relevantes para la aplicación futura de políticas públicas,

• *Director de Mexico Energy Intelligence®, que publica análisis del entorno energético mexicano desde la óptica de Houston. También coordina energia.com, un portal por donde se encuentran notas y entrevistas con observadores y stakeholders en la industria petrolera mexicana.*

INGENIERÍA & CONSTRUCCIÓN

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

Saipem es un contratista general líder a nivel mundial, con una gama completa de servicios de gestión de proyectos, ingeniería, procura, construcción e instalación, con capacidades únicas en cuanto al diseño y la ejecución de proyectos *onshore* y *offshore* de gran escala, en particular en los mercados de petróleo y gas.
Actualmente en México, **Saipem** está desarrollando el Proyecto Gasolinas Limpias en las Refinerías de Tula y Salamanca a través de **Saimexicana**, en actividades *offshore* en el Golfo de México con Pemex PEP y en la construcción del gasoducto de 30" de Ø de Topolobampo a El Encino, Chihuahua.
Saimexicana cuenta con una creciente organización con servicios completos de ingeniería, procura, construcción y gestión de proyectos.

ONE WORD, ONE WORLD

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

SDWWG.it

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

saipem.com

jurisprudencia y desarrollo de recursos, entre otros, el petróleo.

Períodos de los regímenes petroleros en México

Identificamos cinco períodos en los cuales los distintos regímenes petroleros han estado vigentes. En uno de estos, el actual, que comenzó en 1940, identificamos cuatro sub-períodos.

Colonial, 1521-1821

Durante el período colonial, el oro y especialmente la plata se producían en abundancia en México y se exportaban a España en volúmenes tan grandes que afectaban la economía política de Europa Occidental. Es un testimonio de la riqueza mineral que recibió España de sus colonias americanas que en la ciudad de Sevilla los Archivo General de Indias[1] se ubicó en frente de la gran catedral, cuyos altares y estatuas están tan ostentosamente cubiertos con hoja de oro.[2]

Desde la perspectiva de la minería, el régimen de minerales de la Corona española ofrecía seguridad jurídica a través de una concesión real. Las restricciones reales en comercio, sin embargo, limitaban en mucho las oportunidades comerciales en los mercados locales e internacionales.

Independencia, 1821-1884

El petróleo fue objeto de la regulación mexicana por primera vez en los años 1860, cuando el Emperador Maximiliano otorgó varias docenas de concesiones.[3]

Era porfiriana, 1884-1917

Durante una sola generación, las políticas públicas estaban enfocadas en la introducción de los principios del mercado en muchos sectores de la economía, entre ellos, el del petróleo. Durante este periodo, los recursos petroleros y de gas de México serían desarrollados por el talento emprendedor y el capital privado una vez que fue abolido el sistema de separación de los derechos mineros y de los derechos del propietario de la tierra.

Era de transición, 1917-1940

La Convención Constituyente que se reunió en Querétaro en 1916 volvió a adoptar, en el Artículo 27, el régimen español en el cual los derechos mineros se separan de los derechos sobre la superficie. La administración de Plutarco Elías Calles (conocido históricamente por el apellido de su madre) ofreció una "concesión confirmatoria" en lugar de un título con pleno dominio de los derechos mineros.[4]

Pasarían dos décadas después de la promulgación de la nueva Constitución del 5 de febrero de 1917 sin un acomodo mutuamente satisfactorio por parte del gobierno y de las empresas petroleras considerando sus respectivas demandas y preocupaciones. El 18 de marzo de 1938, la administración de Lázaro Cárdenas explotaría políticamente un asunto técnico para expropiar los activos de las compañías petroleras en México.[5]

Agencia Ficticia, 1940-a la fecha

Cuando se separaron los derechos mineros de los de la superficie, la producción minera se consideró automáticamente como propiedad de la Corona. En cuanto al petróleo, esta característica se ha preservado en la legislación mexicana a partir de 1940, cuando se estableció en la ley petrolera que la Nación desarrollaría los recursos a través de los instrumentos de una agencia estatal o a través de un contrato con un operador privado. El periodo de la Nación como Agencia Ficticia[6] tiene cuatro sub-períodos:

1) **1940-1958. Régimen de Contrato con Compañías Petroleras**
   Durante un periodo de tres años, de 1949 a 1951, a través de contratos de 25 años con una docena de empresas petroleras americanas, el Estado ofreció remuneración como un porcentaje de la producción.
2) **1958-2003. Pemex solo**
   El Artículo 6 de la Ley Petrolera de 1958 restringía todos los contratos minerales para exploración o extracción a los administrados por Pemex (como fueron los de comienzos de los años 1950), pero con la provisión de que la compensación no podía ligarse a la producción, a las utilidades o a cualquier otra forma que vinculara el pago a resultados.
3) **2003-2013 Pemex y los contratos tipo *'farm-out'***
   A comienzos de 2001, la administración de Vicente Fox (2000-2006) anunció su intención de encontrar la manera de atraer a compañías petroleras como inversionistas. Para 2003, se firmó el primero de una docena de contratos tipo *farm-out* conocidos como "contrato de servicios múltiples". Siguiendo la lógica del Artículo 6 de la Ley Petrolera de 1958, era técnicamente imposible diseñar un contrato por el cual se pudiera pagar a una compañía petrolera por producción. La idea para darle la vuelta a la ley era pagar al contratista por los servicios prestados de acuerdo con una lista de precios publicados. El truco estaba en que la factura del contratista por tales servicios se pagaría sólo a partir de un depósito de garantía que

se financiaría con la producción progresiva.

Así, técnicamente, al operador no se le pagaría con producción; sólo que, sin nueva producción, no se le pagaría.[7]

4) 2013 a la fecha

El declive de la producción petrolera mexicana en un millón de barriles diarios entre 2004 y 2013 hizo imperativo que el gobierno abandonara algunas de las políticas restrictivas del pasado. Las modificaciones a los Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, publicadas el 20 de diciembre de 2013, se acoplan con la derogación de la Ley Petrolera de 1958 el 11 de agosto de 2014, abierta a una nueva era. A partir de ahora, los bloques serían ofrecidos en licitación pública a las compañías petroleras por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Simultáneamente, a Pemex se le permitiría ofrecer acuerdos de asociación *(farm-outs)* para los pozos fronterizos incluyendo aguas profundas, shale y crudos pesados.

La Nación como desarrollador

Al decir que La Nación es el desarrollador de los recursos petroleros de México es plantear una abstracción mental, un concepto con una justificación ideológica. Decir que la Nación, como si fuera una agencia imaginaria (concepto que aparece por primera vez en la Ley Petrolera de 1940), es un enunciado con un mensaje ideológico cardenista. Surgen múltiples consecuencias a partir de este punto inicial:

1) Desde la perspectiva de una empresa minera o petrolera (sea de propiedad estatal o no), este régimen lo pone en una posición incierta con respecto a los derechos mineros, la propiedad de la producción y la colocación pública de datos respecto a la producción y las reservas.
2) Otro efecto colateral es que la eliminación del arrendamiento de minerales por particulares limita en mucho la exploración prospectiva en tierra por cualquier compañía petrolera diferente a una empresa estatal que pueda ejercer el derecho de dominio eminente. Dada la expandida narco-violencia en las zonas rurales de México, cualquier exploración en tierra enfrentará preocupaciones sobre la seguridad física.
3) Legalmente, una compañía petrolera (incluyendo a Pemex) no es la productora de los hidrocarburos (lo cual está reñido con los hechos). Por eso, se entiende que las asignaciones concedidas a Pemex o las áreas otorgadas a compañías a través de licitaciones públicas serán para las actividades de exploración y explotación (ya que la producción se reserva a la Nación). Legalmente, por lo tanto, la compañía petrolera (incluyendo a Pemex) no puede registrar las reservas como suyas, porque no es el productor legal del petróleo y del gas. Por esa razón, la legislación de hidrocarburos del 2014 permite a los operadores registrar sólo los "beneficios económicos esperados" y no los volúmenes físicos.

El despliegue del capital y del talento empresarial se canaliza al papel de proveedor de servicios en campo, un papel que también se le asigna a los operadores contratados por Pemex que han asumido la responsabilidad de un número limitado de bloques desde 2003.[8]

CONCLUSIONES

El régimen de la Agencia Ficticia en su configuración institucional y legal de 2014, dependiendo de los términos contractuales y fiscales, puede provocar el despliegue de capital y talento privados, pero sólo para aquéllos bloques donde se realizan las licitaciones públicas o los *farm-outs* de Pemex.

Sin embargo, ausente la opción legal de una concesión minera privada, la exploración tipo *"wildcat"* –en áreas aún sin explorar– que sería el mejor motor para un despliegue de capital y talento, no ocurrirá. Ningún geólogo que intuya haber identificado un *play* prospectivo va a informar de ello a la Secretaría de Energía para que, a su vez, dicha Secretaría pueda llevar a cabo una licitación pública para la exploración y desarrollo de esa área.

Pies de nota:

(1) El depósito de los registros oficiales de más de tres siglos de administración pública en las Américas y en las Filipinas.
(2) http://www.xn--espaaescultura-tnb.es/es/archivo-biblioteca/sevilla/archivo_general_de_indias.html
(3) F. Javier Zenteno, La regulación de los Hidrocarburos en México, 81, in Regulación del sector energético, UNAM-SENER, 1997.
(4) La terminología jurídica de derechos de propiedad y de minas rápidamente se hizo compleja. Para una breve introducción, ver http://blackbearddata.com/oil-and-gas-royalties-what-they-are/land-ownership-mineral-rights.
(5) El asunto técnico concerniente a que si un órgano administrativo tenía o no la autoridad legal para pronunciarse sobre los salarios de las petroleras para los trabajadores sindicalizados. Las compañías petroleras querían más negociación; pero Cárdenas consideraba la polémica sobre el salario como un rechazo desafiante a la soberanía mexicana.
(6) Al afirmar que el petróleo será explorado y explotado "por la Nación," como señala el artículo sexto de la LRA27RP de 9 de noviembre de 1940, se entiende que se trata de una abstracción. Se presenta, jurídicamente, la Nación como un agente comercial virtual.
(7) Algunos miembros del Congreso, liderados por el Senador Manuel Bartlett, objetaban que el arreglo era una simulación inconstitucional.
(8) Así, en 2013, Petrofac, un operador 'farm-in' de varios bloques en Tabasco y Tamaulipas, produjeron alrededor de 2,400 barriles diarios, "1% de la producción de Pemex", mencionarían los empleados. No se han hecho públicas estadísticas de producción de los contratistas de Pemex.

THE GREEN EXPO

Global Resources Environmental & Energy Network

EXPOSICIÓN Y CONGRESO

CONIECO

XXIII Congreso Internacional Ambiental

SUSTENTABILIDAD = RENTABILIDAD

23-25 SEPTIEMBRE, 2015

WTC, Ciudad de México

www.thegreenexpo.com.mx

Organizado por: EJK® CONIECO

Certificado por: Canadá

MAYORES INFORMES:

Angélica Rodríguez Dufau | angelica@ejkrause.com | (52.55) 1087.1650 Ext. 1159

Desarrolla y presenta el Observatorio del Gas Natural para el Distrito Federal

Medir el nivel de gasificación en la ciudad de México y brindar a la población de la capital del país datos de interés sobre los beneficios del gas natural como una fuente de energía segura, confiable, de bajo precio y con menor impacto ambiental, son algunos de los objetivos del "Observatorio del gas natural" desarrollado y presentado por la empresa Gas Natural Fenosa (GNF).

Por medio de esta plataforma, disponible en internet para todo público, los usuarios pueden identificar las zonas del Distrito Federal que actualmente cuentan con el servicio de distribución de este energético, conocer los procesos de instalación de las redes, dar seguimiento a los avances que se vayan alcanzando en cada Delegación, consultar los estudios que avalan la seguridad de los materiales que se utilizan para la instalación de la red, entre mucha otra información de interés.

Por ello, el Observatorio es una plataforma informativa, comparativa y referencial, con la cual los habitantes de la capital del país pueden considerar las ventajas de contratar el gas natural como la opción para sus necesidades energéticas.

El Observatorio resalta que la penetración del gas natural en el Distrito Federal es de apenas 18%, un porcentaje similar a otras ciudades en países en desarrollo, como Puerto Príncipe (Haití), Rangún (Birmania), Abuja (Nigeria) y Sana's (Yemen), con un índice inferior a 20%.

En contraste, hay ciudades de América Latina en donde el gas natural tiene un porcentaje mayor de penetración, como Bogotá (Colombia), en donde alcanza 92%; Buenos Aires (Argentina), con 83%, o Río de Janeiro (Brasil), con 52%. Incluso Monterrey, Nuevo León, tiene un porcentaje mayor a 77%.

Ángel Larraga, country manager de GNF México, dijo que GNF actualmente sirve a 2 millones de clientes en todo el país y que, con la construcción del gasoducto Sonora-Sinaloa, la empresa estará en condiciones de llevar el gas a un millón 500 mil nuevos clientes.

Dijo que en 2013 agregaron al servicio 180 mil nuevos usuarios, en 2014 sumaron 135 mil más y en 2015 esperan prestar el servicio a 145 mil clientes más, sumando en total 1,900 millones de pesos en inversiones.

Itzel Meyenberg, directora de comunicación social, explicó cómo utilizar la plataforma para saber más acerca del gas natural en la ciudad de México.

Aseguró que en el Distrito Federal actualmente están tendidos 2 mil 700 kilómetros de ductos de distribución de gas, contra 10 mil kilómetros de tubería de agua. "A donde llega el agua, puede llegar el gas", aseguró el directivo.

Afirmó que la población del DF desconoce las ventajas del gas natural y resaltó la importancia de este energético en el desarrollo de algunas ciudades. "El denominador común es que han apostado para el desarrollo, para el comercio, la industria, por un combustible con muchas ventajas".

Especificó que en México, los Estados con mayor aportación al PIB, como Jalisco, Nuevo León, Guanajuato y Veracruz, son los que tienen mayor uso del gas natural.

Por su parte, Rafael Mercado, director comercial, destacó que el gas natural es económico y no requiere de subsidios, por lo que no hay distorsiones en el mercado; es confiable, ya que existe gas natural mexicano más el que se importa de Estados Unidos, además de que la tecnología permite obtener gas de fuentes convencionales y no convencionales, y por último es eficiente, ya que al final de la cadena de valor se obtiene alrededor de 92% de eficiencia calórica, que redunda en 28% de ahorros en

BENEFICIOS DEL GAS NATURAL EN LA CIUDAD

el consumo de energía.

Mercado dijo que en México el uso vehicular del gas es incipiente. En el DF circulan sólo dos rutas de autobuses, sumando apenas 70 unidades, y en Monterrey existen cerca de 80 unidades, pero los ahorros se encuentran en 50% con respecto a la gasolina y al diesel, además de que el mantenimiento no es tan frecuente y el rendimiento es mayor.

Lo que el Observatorio nos enseña

Itzel Meyenberg, directora de Comunicación de GNF, expuso la forma en que la información está distribuida y la forma en que puede accederse a ella.

Explicó que la plataforma está compuesta básicamente por cuatro secciones: **(1) Rezagos del DF, (2) ¿Qué es el gas natural?, (3) Actualidad y (4) El gas natural en el mundo.**

En la primera sección, **Rezagos del DF**, se presenta la situación del gas natural en el DF y se hacen comparativos de penetración del energético con otras ciudades de México y del mundo. Además, presenta un mapa interactivo del Distrito Federal donde se puede ver el porcentaje de penetración, longitud de ductos de distribución y número de usuarios por Delegación.

Por ejemplo, la Delegación con mayor penetración es Azcapotzalco (49%), con 290,248 metros de ductos que dan servicio a 55,407 usuarios, mientras que Iztapalapa sólo alcanza 4% de penetración con 88,661 metros en ductos y 18,517 usuarios finales. Meyenberg precisó que en la Delegación Milpa Alta no existe el servicio porque aún no hay infraestructura para llevar el gas.

En la sección **¿Qué es el gas natural?**, se pretende crear una cultura de este energético, exponer sus beneficios, como los ahorros promedio en comparación con otras opciones, y explicar la forma en que se instala. Los consumidores industriales pueden ahorrar en promedio 60%, los comercios 40% y los usuarios residenciales 20% con el uso del gas natural.

Itzel Meyenberg aseguró que la instalación de la tubería tarda entre cuatro y cinco días, pero esta eventual molestia para los ciudadanos ocurre sólo una vez, ya que el ducto de polietileno tiene una duración de cien años.

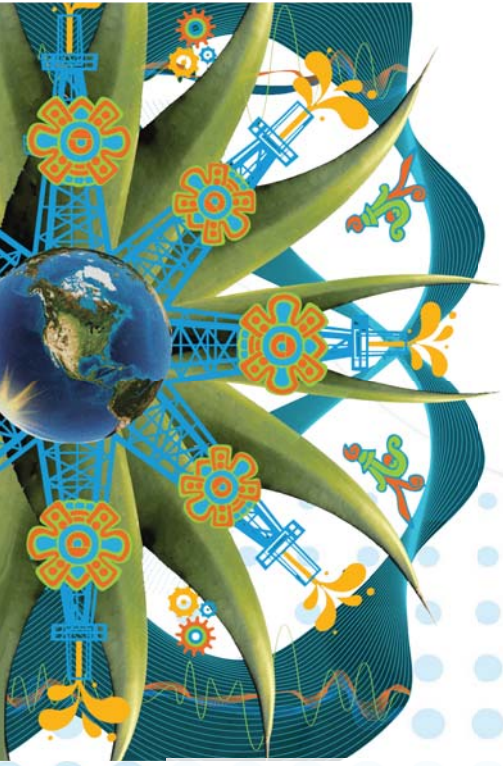
Sobre este punto, resaltó que en 2013, GNF en alianza con el Instituto de Ingeniería de la UNAM, realizó estudios de laboratorio en la Mesa Sísmica del Instituto para probar la resistencia de sus ductos ante terremotos, los cuales demostraron tener una gran capacidad de deformación que les permite resistir movimientos de tierra muy grandes sin sufrir daños estructurales.

La sección **Actualidad** presenta estudios y análisis sobre la industria del gas natural realizados por prestigiadas instituciones académicas y de investigación, nacionales e internacionales.

La cuarta sección **El gas natural en el mundo**, donde se ubica a México en el contexto internacional de la industria del gas natural. En 2013, nuestro país produjo 1.7% de la producción mundial, esto es, 56.6 billones de metros cúbicos de gas, de acuerdo con la plataforma.

Puede consultarse el "Observador del gas natural" en la página: www.observadordelgas.com

"El gas natural es económico por lo que no necesita de subsidios": Rafael Mercado, director comercial.



Congreso Mexicano del Petróleo y las tendencias actuales de la industria petrolera

El Congreso Mexicano del Petróleo (CMP), versión 2015, tendrá su sede en Guadalajara, Jalisco. En esta ocasión, la organización del magno evento, relacionado con la exploración y producción petrolera, será liderada por la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A. C., acompañada por las asociaciones que en conjunto agrupan a la mayoría de los profesionistas de esta industria que trabajan en México, y quienes desde el año 2006 se rolan el liderazgo para organizar el Congreso que identifica per se a la industria petrolera nacional. Las organizaciones que conjugan esfuerzos en la organización del CMP son: La Asociación de Ingenieros Petroleros de México, el Colegio de Ingenieros Petroleros de México, la Society of Petroleum Engineers (Sección México), la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros y la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración (AMGE).

En este contexto, el CMP es el foro de intercambio técnico y científico de la industria de exploración y producción más importante de México y de Latinoamérica. Para ser congruentes con la importancia de este evento, la AMGE ha propuesto no solo la mejor sede sino que tiene preparado el escenario para que la cita, que reúne a los personajes más destacados de la industria petrolera, puedan externar sus puntos de vista y estrategias con respecto a la situación actual y a las tendencias de la industria, en un ambiente propicio para establecer contactos entre empresas nacionales e internacionales de servicios y productos, dando a conocer las tecnologías de vanguardia y las mejores metodologías de trabajo que han tenido éxito en varias partes del mundo y que podrían ser aplicables en México, en muy diversos sectores como exploración, producción, ingeniería de yacimientos, perforación, protección ambiental, seguridad industrial y administración, entre otros. Las propuestas serán presentadas en conferencias, comidas-conferencias, sesiones plenarias y exposición industrial.

A nombre del Comité Organizador y de las Asociaciones que lo conforman, el Ing. Everardo Castro Medellin, Presidente de la AMGE 2013-2015 y Coordinador Ejecutivo del CMP, hace una cordial invitación para que asistan al magno evento en Guadalajara 2015, del 10 al 13 de junio. Le espera la "Perla de Occidente" con toda su maravillosa infraestructura de una ciudad cosmopolita, y a la vez tradicional, ya que en ella está presente la iconografía nacional. Afirmó que están preparados los organizadores para sorprenderle gratamente, solo esperamos su presencia para demostrarlo.

DIRECCIÓN GENERAL DE PEMEX

Emilio Lozoya Austin	Director General de Petróleos Mexicanos	(55) 1944 8005	emilio.lozoya@pemex.com
C.P. Carlos Roa Rodríguez	Coordinador de Asesores	(55) 1944 9500	carlos.roa@pemex.com
Mtro. Froylán Gracia Galicia	Coordinador Ejecutivo	(55) 1944 8026	froylan.gracia@pemex.com
Lic. Miguel Ángel Flores Ramírez	Secretario Técnico	(55) 1944 8013	angel.flores@pemex.com
Eco Rodrigo Arteaga Santoyo	Secretario Particular	(55) 1944 2500	rodrigo.arteaga@pemex.com
Mtro. Tomás Ibarra Guerra	Titular de la Unidad de Control Interno Institucional	(55) 5263 0013	tomas.ibarra@pemex.com
Lic. Rafael García Córdova	Asesor Ejecutivo	(55) 1944 9732	jose.rafael.garcia@pemex.com
Lic. Ignacio Durán Lomelí	Gerente de Comunicacion Social	(55) 1944 8989	ignacio.duran@pemex.com
Lic. José Esteban Esponda Hernandez	Asesor en Comunicacion y Asuntos Sociales	(55) 1944-8070	jose.esteban.esponda@pemex.com

DIRECTORES CORPORATIVOS

Dr. José Manuel Carrera Panizzo	Director Corporativo de Alianzas y Nuevos Negocios	(55) 1944 0100	jmcarrera@pmicim.com
Lic. Marco Antonio de la Peña Sánchez	Director Jurídico	(55) 1944 9425	marco.antonio.delapena@pemex.com
Lic. Rodulfo Figueroa	E.D. Director Corporativo de Operaciones	(55) 1944 5040	rodulfo.figueroa@pemex.com
Mtro. Arturo Francisco Henríquez Autrey	Director Corporativo de Procura y Abastecimiento	(55) 1944 8076	arturo.henriquez@pemex.com
Lic. Víctor Díaz Solís	Director Corporativo de Administración	(55) 1944 2500	victor.diaz@pemex.com
Lic. Mario Alberto Beauregard Álvarez	Director Corporativo de Finanzas	(55) 1944 9779	mario.beauregard@pemex.com
Lic. Mario Govea Soria	Subdirector de Programación y Presupuestación	(55) 1944 8444	mario.govea@pem
Act. David Ruelas Rodríguez	Subdirector de Administración de Riesgo	(55) 1944 9627	david.ruelas@pemex.com
Dra. Alma Rosa Moreno Razo	Subdirectora de Planeación Económica	(55) 1944 8817	alma.rosa.moreno@pemex.com
Ing. José Luis Luna Cárdenas	Director Corporativo de Procesos de Negocios y Tecnología de Información	(55) 1944 2500	jose.luis.luna@pemex.com
Tirso Armando Castañón Terminel	Director Corporativo de Recursos Humanos	(55) 1944 2500	tirso.armando.castanon@pemex.com
Dr. Pedro Silva López	Subdirector de Gestión de Recursos Técnicos	(55) 1944 9707	pedro.silva@pemex.com
Ing. Miguel Tame Domínguez	Director General de Pemex Refinación	(55) 1944 9176	miguel.tame@pemex.com
Ing. Alejandro Martínez Sibaja	Director General de Pemex Gas y Petroquímica Básica	(55) 1944 5016	alejandro.martinez@pemex.com

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Ing. Gustavo Hernández García	ED Director General de Pemex Exploración y Producción	(55) 1944 8044	gustavo.hernandez@pemex.com
Ing. Ricardo Barbosa Hernández	Secretario Particular	(55) 1944 9448	ricardo.barbosa@pemex.com
Ing. Juan Javier Hinojosa Puebla	Coordinador de Asesores de la Dirección General	(55) 1944 8014	juan.javier.hinojosa@pemex.com
Dr. Luis Macías Chapa	Asesor de la Dirección General	(55) 1944 9448	luis.macias@pemex.com
Lic. José Esteban Esponda Hernández	Asesor de la Dirección General	(55) 1944 9448	jose.esteban.esponda@pemex.com
Dr. Fernando Rodríguez de la Garza	Asesor de la Dirección General	(938) 381 1200	fernando.javier.rodriguez@pemex.com
Lic. Maciel Macías Torres	ED Subdirector de Desarrollo de Negocios	(55) 1944 9386	maciel.macias@pemex.com
Ing. Amado Valeriano Astudillo Abundes	Subdirector de Seguridad Industrial y Protección Ambiental	(993) 316 5618	amado.valeriano.astudillo@pemex.com
Dr. Luis Ramos Martínez	Gerente de Planeación Estratégica y Evaluación de Cartera	(55) 1944 8435	luis.ramosm@pemex.com
Ing. José Antonio Escalera Alcocer	Subdirector de Exploración	(993) 310 1800	jose.antonio.escalera@pemex.com
Ing. José Refugio Serrano Lozano	Subdirector de Servicios a Proyectos	(55) 1944 8601	josé.serranol@pemex.com
Ing. Miguel Angel Maciel Torres	Subdirector de Desarrollo de Campos	(993) 352 15 71	miguel.maciel.torres@pemex.com
Lic. Luis Sergio Guaso Montoya	ED Subdirector de Administración y Finanzas	(55) 1944 8618	guaso@pemex.com
Ing. Primo Luis Velasco Paz	Subdirector de Distribución y Comercialización	(993) 316 5646	primo.luis.velasco@pemex.com
Ing. José Gpe. de la Garza Saldívar	Subdirector de Mantenimiento y Logística	(938) 382 6716	jose.guadalupe.delagarza@pemex.com
Ing. José Gilberto Silva García	Subdirector de la Unidad de Negocios de Perforación	(993) 316 5665	jose.gilberto.silva@pemex.com
Ing. Plácido Gerardo Reyes Reza	Subdirector de Producción Región Norte	(782) 826 1222	placido.gerardo.reyes@pemex.com
Ing. José Luis Fong Aguilar	Subdirector de Producción Región Sur	(993) 316 1197	jose.luis.fong@pemex.com
Ing. Félix Alvarado Arellano	Subdirector de Producción Región Marina Noreste	(938) 382 2431	felix.alvarado@pemex.com
Ing. Ricardo Villegas Vázquez	Subdirector de Producción Región Marina Suroeste	(938) 382 2379	ricardo.villegas@pemex.com
Ing. Julio Pérez Aldama	Administrador Activo Exploración Cuenca Sureste Terrestre	(993) 316 4588	julio.perez@pemex.com
Ing. Leonardo Enrique Aguilar Gómez	Administrador del Activo de Exploración Aguas Profundas Sur	(993) 310 6262	leonardo.enrique.aguilera@pemex.com
Ing. Alfonso Carlos Rosales Rivera	Administrador del Activo de Producción Litoral de Tabasco	(993) 333 1432	alfonso.carlos.rosales@pemex.com
Ing. Ricardo Padilla Martínez	Administrador del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap	(938) 381 1200	ricardo.padilla@pemex.com
Ing. Gonzalo Rodríguez Aguilar	Administrador del Activo de Producción Poza Rica - Altamira	(782) 826 1249	gonzalo.rodriguez@pemex.com
Ing. Manuel Terán García	Administrador del Activo de Exploración Aguas Profundas Norte	(782) 826 1000	manuel.teran@pemex.com

Información al mes de abril previa a reestructuraciones esperadas en mayo y junio 2015.

Empresas proveedoras de bienes y servicios a la industria petrolera

ABS Group Services de México
Servicios completos en petróleo y gas.
Ing. Miguel Angel Cinta Meza
Director General
Hamburgo 254 - 201 Col. Juárez
C.P.06600 México, D.F.
(55) 5511-4240
jurtaza@absconsulting.com

Administración Portuaria Integral Dos Bocas
Servicios portuarios costa fuera para la industria petrolera.
Lic. Oscar Salinas Morga
Gerente de Comercialización
Carr. Fed. Puerto Ceiba-Paraíso No. 414
Col. Quintin Arauz,
C.P. 86600 Paraíso, Tabasco
cpromocion@puertodosbocas.com.mx

Aker Solutions
Subsea y Diseño de aampos para maximizar su recuperación.
Ing. Alejandro García Enríquez
/ Gte. Desarrollo Negocios
3010 Briarpark Dr., Suite 500
Houston, Texas 77042 USA
+1 (713) 685-5700
alex.garcia@akersolutions.com

Amacuzac Servicios Corporativos
Servicios de asesoría administrativa para el sector petrolero..
Lic. E. Alfredo G. Salazar
Director General
Homero No. 1933-803
C.P.11510 Col. Los Morales Polanco
(55) 5395-9373
info@amacuzac.com.mx

Amespac
Asociación que agrupa a empresas de servicios al sector petrolero.
Dr. Ernesto Marcos Giacoman
Presidente del Consejo Directivo
Torres Adalid No. 618 Piso 2
Col. Del Valle C.P. 03100
(55) 5523-9580
amespac@amespac.org.mx

Arendal
Construcción de ductos, plantas, obra civil pesada, perforación direccional.
Carlos Sandoval / Director Comercial
Mariano Escobedo No. 476 - Piso 8
Col. Nueva Anzures
11590 México, D.F.
Tel: (55) 5262 - 3400
c.sandoval@arendal.com.mx

Baker Hughes de México
Servicios y software para la perforación y evaluación de yacimientos.
Germán Gómez Serna / Business Development Director
Blvd. Manuel Ávila Camacho No. 138 Piso 5
Col. Lomas de Chapultepec,
C.P. 11000 México, D.F.
52 55.8525.4442
german.gomez@bakerhughes.com

BASF
Líder mundial en productos químicos.
Lic. Claudia Georgi
Relaciones Públicas
Insurgentes Sur 975
Col.Ciudad de los Deportes
C.P.03710 México, D.F
claudia.georgi@basf.com

BG Group
Compañía líder mundial en gas natural.
Wahji Effendi
Representante en México
Thames Valley Park
Reading Berkshire. RG6 1PT
+44 (0)118 935 3222

BP México
Compañía internacional de petróleo.
Lic. Olaf Carrera
Director de Relaciones Públicas
Av. Santa Fe No. 505 piso 10
Col. Cruz Manca C.P. 05349
(55) 5063-2158
olaf.carrera@bp.com

Braskem-Idesa
Transformación y evolución hacia la química sustentable.
Armando Vera / Comunicación Externa
Blvd. Manual Ávila Camacho 36 Piso 24
Col. Lomas de Chapultepec
CP 11000 Mexico D.F.
(55)6380-0156
armando.vera@braskem.com

Bredero Shaw Mexico
Líder en recubrimientos anticorrosivos externos e internos para tubería.
Ing. Martha Salas / Gerente Comercial Américas
Av. Las Torres, Lote 8 Mz 16, C.P. 91697
Cd. Industrial Bruno Pagliai, Veracruz, Ver.
(229)9810950 Ext 106
msalas@brederoshaw.com
www.brederoshaw.com

British Embassy-México City
Organización de Comercio e Inversión del Reino Unido.
Enrique Cornejo / Sector Energía Petróleo y Gas
Río Lerma 71 Col.Cuauhtémoc
06500 México, D.F. México
Tel: (55) 1670-3200
Energy.mexico@fco.gov.uk
www.gov.uk/government/world/mexico

Cámara Mexicana de la Industria de Transporte Marítimo
Servicios y representación para la industria naviera.
Armando Rodríguez García / Director General
Amores 707 Desp. 202
Col. Delvalle C.P. 03100
Deleg. Benito Juárez
(55) 5254-3997
dir.general@cameintram.org

Cameron de México

Equipos, sistemas y soluciones para controlar, conducir, ajustar, procesar y medir presiones y flujos en la industria del petróleo y el gas.

Ernesto A. Marcos / Mexico Country Manager
Goldsmith No. 53
Colonia Polanco.
CP. 11560 México, DF.
(55) 5580 - 0296

Carso Infraestructura y Construcción

División de Infraestructura y construcción.

L.D. Ana Patricia Acosta I. / Publicidad
Lago Zúrich No. 245 Edificio Frisco, Plaza Carso 2° piso
Col. Granada Ampliación,
C.P. 11529, México D.F.
(55) 5249 8900
aacostai@ccicsa.com.mx

CBM

Consultores técnicos de ingeniería en exploración y producción.

Lic. Violeida Guerrero
Relaciones públicas.
Río Elba No. 20, piso 16
Col.Cuauhtémoc, México, D.F. 06500
(55) 8532 8753
violeidaguerrero@veintiunodiez.com

CGGVeritas Services de México

Exploración sísmica, procesado de datos y yacimientos.

Juan José Garcia Salgado Lopez / Director General
Av. Paseo de la Reforma No. 243 Piso 18
Col. Cuauhtémoc
CP 06500. México DF
52 55 91 52 7400
jose.salgado@cgg.com

Chevron Energía de México

Compañía internacional de petróleo.

Benigna Leiss / Mexico Country Manager
Av. Paseo de las Palmas No.405,
Torre Optima, Mezzanine
Col. Lomas de Chapultepec,
D.F. C.P. 11000
(55) 2282 - 1200

Ciateq

Tecnología avanzada para la industria nacional

Ing. Marco Antonio Vázquez
Director de Medición e Instrumentación
Av. del Retablo 150
CP. 78150 Querétaro, Qro.
(442) 211 - 2613
marvaz@ciateq.mx

Compañía Mexicana de Exploraciones

Servicios de exploración y producción de recursos del subsuelo.

Ing. Adán E. Oviedo Pérez
Director General
Av. Mariano Escobedo No. 366
Col. Anzures C.P. 11590
(55) 5278-2960
adan.oviedo@comesa.org.mx

COMIMSA

Servicios tecnológicos y de ingeniería.

MCE. Alimagdiel Samuel Colunga Urbina
Director General
Calle Ciencia y Tecnología 790 Fracc. Saltillo 400
Saltillo, Coahuila. C.P. 25290
(844) 411-3201
jlazcano@comimsa.com

CPI Ingeniería y Administración de Proyectos

Servicios de ingeniería de proyectos.

Arq. Enrique F. Westrup N. / Presidente
Mariano Escobedo No. 748 1er Piso
Col. Nueva Anzures
11590 México, D.F.
(55) 5545 5370
efwn@prodigy.net.mx

Demar Instaladora y Constructora

Construcción, Mantenimiento y Servicios para la Industria Petrolera

José Luis Granados / Asistente de Dirección General
Ejército Nacional 216 piso 15
Col. Anzures
11590 México, D.F.
(55) 5262-1720 ext. 170
luis.granados@demar.com.mx

DNV GL – Petróleo y Gas

Instalación, construcción, diseño y operación de ductos en gas y petróleo.

Uriel Villavicencio Torres MA
BDM / Contract Administrator, México
Av. Insurgentes Sur 859 Piso 7
CP 03810 Colonia Nápoles,
uriel.villavicencio@dnvgl.com
+ 55 8526 8922

Dow Química Mexicana

Químicos de especialidad y materiales avanzados.

Luiz Stortini
Director General Región Norte de América Latina
Blvd. Manuel Avila Camacho 32-piso 6
Col. Lomas de Chap. C.P.11000 México, D.F.
(55) 5201-4700
lstortini@dow.com

EagleBurgmann México

Fabricantes de sistemas de sellado industrial.

Ing. Gabriel Caloca Escalona / Gerente General de Ventas
Calz. de Guadalupe No. 350-6
Col. El Cerrito, C.P.54720
Cuautitlán Izcalli,Edo.de Méx.
(55) 5872-2513 ext. 113
gabriel.caloca@mx.eagleburgmann.com

Emerson Process Management

Automatización y control de procesos.

Ana Matute Portillo /Marketing Manager
Calle 10 # 145 Col. San Pedro de los Pinos
Deleg. Alvaro Obregón C.P. 01180
(55) 5809 - 5300 ext. 5474
ana.matute@emerson.com
www. emersonprocess.com.mx

Environmental Resources Management

Consultoría en sustentabilidad y gestión ambiental.
Ing. Manuel Ortíz Monasterios
Director General
+52 (55) 5000 2500
Manuel.OrtizMonasterioi@erm.com
www.erm.com

ExxonMobil

Compañía internacional de petróleo.
Carla García Franco
Asuntos Externos y Gubernamentales
Aristóteles 77-101, Col. Polanco,
C.P. 11560, México, D.F.
(55) 5279 - 4820
carla.garcia@exxonmobil.com

Fermaca

Ingeniería, construcción, operación y mantenimiento gasoductos.
Javier Guzmán Martínez / Director Comercial
Pedro Luis Ogazón No. 59
Col. Guadalupe Inn
C.P.01020 México, D.F.
(55) 5148-6700
jguzman@fermaca.com.mx

FMC Technologies de México

Fabricación de quipos en superficie, submarinos y servicios para industria petrolera.
Ing. Ernesto Iniesta Olaya / Director Comercial en Sistemas Submarinos
Av. Jesús del Monte N° 39 , Plaza Victoria Piso 2
Col. Jesús del Monte. C.P52764.
Huixquilucan, Edo Mex.
(55) 52475104
ernesto.iniesta@fmcti.com

Fugro México

Servicios de medición, sondeo y monitoreo en sistemas oceánicos.
Marigela Burgos / Gerente de Logística
Calle 5 Sur, Mz. Q Lte. 10 Puerto
Industrial Pesquero Laguna Azul,
C.P. 24140 Ciudad del Carmen,
Campeche. Tel.(938) 381 1970.
mburgos@fugro.com

Gas Natural Fenosa

Operación y distribución de gas natural.
Itzel Meyenberg Valero / Comunicación México
Jaime Balmes No. 8 piso 7
Col. Los Morales Polanco.
C.P. 11510 Deleg. Miguel Hidalgo.
(55) 5279-1507
imeyenberg@gasnatural.com

GDF SUEZ Energía de México

Operación centrales de generación eléctrica y distribución de gas natural.
Lic. Hugo Redondo / Gerente de Comunicación
Blvd. M. Ávila Camacho 336
Col. Lomas de Chapultepec.
C.P. 11000, México D.F.
(55) 5284 - 4919
hugo.redondo@gdfsuezna.com

GE Oil & Gas

Servicios operacionales y logísticos en petróleo y gas.
Gabriel Cerdio / Director Ejecutivo
Antonio Dovali Jaime #70, Torre A, 5° Piso
Col. Santa Fe.
C.P. 01210.México D.F.
5257 6272 y 5257 6245
gabriel.cerdio@ge.com

Geokinetics de México

Líder en exploración geofísica 2D/3D 4C OBC, Zona de Transición y Terrestre.
Ing. Ignacio Orozco Ortíz
Director General
Paloma 64 Col. Reforma Social
C.P.11650 México, D.F.
(55) 1209-7687
mexico.ventas@geokinetics.com

Geoprocesados

Procesamiento sísmico marino y terrestre con alta tecnología.
Juan José Ferráez / Director Corporativo y CEO
Av. Paseo Tabasco No. 1203
Edificio Torre Empresarial Piso 18
C.P. 86050 Col. Linda Vista Villahermosa, Tab.
(993) 352 0734
jferraez@geoprocesados.com

Grupo Altavista

Líder en la integración de soluciones especializadas para el sector Oil & Gas.
Ing. Hugo Ruelas Orrantia / Director de la División de Oil & Gas
Camino al Desierto de los Leones #35
Col. San Ángel Inn
CP 01000 México, D.F.
(55) 54 81 18 00
oil&gas@grupoaltavista.com.mx

Grupo Diavaz

Servicios integrales para la industria petrolera.
Ing. Luis Vázquez Sentíes / Presidente Consejo Admon.
Av. Revolución No. 468
Col. San Pedro de los Pinos
C.P.03800 México, D.F.
+ 52 (55) 5062-1300
info@diavaz.com

Grupo EVYA

Construcción, mantenimiento de plataformas marinas.
Javier Carmargo Salinas
Lote TC-1 y TC-2, Recinto Portuario API
Dos Bocas Ranchería El Limón,
C.P. 86606, Paraíso, Tabasco.
(01) 933 333 5811
proyectos.marinos@evyaparaiso.com

Grupo Núñez y Asociados

Soporte a operaciones geofísicas.
Ing. Javier Núñez Ariza
Presidente
Av. Paseo de la Reforma 382 Piso 4
Col. Juárez Deleg. Cuauhtémoc C.P. 06600
Tel. 5208-5291 ext.101
jnc@nya.com.mxnet

Grupo Protexa
Servicios de construcción de obras marinas, terrestres y de fluidos de perforación.
Santiago Zertuche Coindreau / Relaciones Institucionales
Ferrocarril de Cuernavaca 211
Col. Chapultepec Morales
C.P.11570 México, D.F.
(55) 5283 -3900 ext. 3900
szertuche@protexa.com.mx

Grupo R
Proveedor de servicios al sector energético e industrial.
Raschid Mohamed / Director de Negociaciones Intl.
Melchor Ocampo 193 Torre A, Piso 11
Col. Verónica Anzures
Del. Miguel Hidalgo, C.P. 11300.
(55) 5262-8100
rmohamed@grupor.com.mx

Grupo Vordcab
Sistemas artificiales de producción.,
Ing. Víctor Felipe Ordónez de los Santos / Director General
Lázaro Cárdenas No. 227
Col. Tampico Altamira
C.P. 89609 Altamira, Tamaulipas
(833) 226-8713
victor.ordonez@grupovordcab.com

Halliburton de México
Empresa internacional de servicios petroleros.
Esther Fernández Ponce
Market & Business Specialist
Av. Paseo la Choca 5-A Fracc. La Choca
C.P.86037 Col. Tabasco 2000
(01993) 310-1100
esther.fernandez@halliburton.com

Hoerbiger de México
Tecnología en compresores.
Julieta Rosell Garrido / Coordinadora de Recursos Humanos
Av. Calz. de la Naranja No. 166
Fracc. Ind. Alce Blanco
C.P. 53370 Naucalpan, Edo. de México
(55) 5576 - 6725
julieta.rosell@hoerbiger.com

Howden Buffalo Forge
Modernización y mejora de ventiladores industriales.
Enrique Hernández / Director de Operaciones
Km. 33 autopista México-Querétaro
Santiago Tepalcapa, Cuautitlán Izcalli
Edo. de México C.P. 54743
(55) 1500-3008
enrique.hernandez@howden.com

ICA
Empresa de construcción e infraestructura más grande de México.
Rodrigo Quintana / Consejero Legal
Blvd. Manuel Ávila Camacho No. 36
Col. Lomas de Chapultepec
C.P. 11000 México, D.F.
(55) 5272-5039
rodrigo.quintana@ica.com.mx

Industrias Energéticas
Distribuidor de tecnologías de generación elèctrica.
Lic. Juan Carlos Hernández Nájera / Director General
Av. Eugenio Echeverría Castellot No. 81
Col. Playa Norte C.P. 24115 Cd. del Carmen, Camp.
(938) 11-2-11-69 y (938) 11-2-11-70
contacto@industriasenergeticas.com
www.industriasenergeticas.com/inersa

Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
Ing. Walter Rangel Urrea/Director Servicios Tecnológicos
Carretera México-Toluca s/n
La Marquesa, Ocoyoacac
C.P. 52750 Edo. de México
(55) 5329 - 7200
walter.rangel@inin.gob.mx
www.inin.gob.mx

Instituto Mexicano del Petróleo
Investigación de ingeniería petrolera.
César Castruita Ávila
Director general de Comunicación Social
Eje Lázaro Cárdenas No. 152- Edificio 4 - PB
C.P.07730 Col. San Bartolo Atepehuacan
(55) 9175-7944
cesarc@imp.mx

John Crane México
Servicios de construcción de obras marinas, terrestres y de fluidos de perforación.
Lucrecia Vianey López / Analista de Mercadotecnia
Calle Poniente 152 Num. 667
Colonia Industrial Vallejo
C.P. 02300 Del. Azcapotzalco
(55) 5385 - 0568
lucrecia.lopez@johncrane.com

J. Ray McDermott de México
Carlos Rivera
Business Development Manager
Blvd. Golfo de México Norte Lado Poniente No. 380
Puerto Industrial Altamira
Altamira, Tamaulipas C.P.89603
(52) 833-260-6100
crivera@mcdermott.com

KPMG
Consultoría de análisis fiscal y legal
Alexander Braune / Energía y Recursos Naturales
Blvd. Manuel Ávila Camacho No. 176
Col. Reforma Social
C.P. 11650 México, D.F.
(55) 5246-8011
abraune@kpmg.com.mx

Maersk Drilling
Servicios de embarcación, refrigerado y adicionales de carga.
Raymundo Piñones de la Cabada / Commercial General Manager-México & Colombia
Av. Paseo de las Palmas 525-5o. piso
Torre Altezza Col. Lomas de Chapultepec
C.P. 11000 Deleg. Miguel Hidalgo
.+52 55 5010 3514
www.maerskdrilling.com

MSA
Equipos de seguridad petrolera
Lic. Jessica Pérez / Marketing
Av. del Conde No. 6
Parque Industrial El Marqués
C.P. 76246 El Marqués, Qro.
01442 227 3900 ext. 3979
jessica.perez@msanet.com

Nabors Drilling
Servicios de perforación de pozos petroleros.
Ing. Luis Labardini / Representante
Av. de las Palmas No. 820 - 604
Col.Lomas de Chapultepec.
C.P. 11000 México, D.F.
(55) 5202 - 3600
grumaugri@aol.com

Naviera Bourbon
Servicios de embarcación, arrastre, anclaje y adicionales de carga.
Cap. Gerardo Sánchez Schutz / Director General
Rpble Mp- 209
Col.Aguila
C.P. 89230 Tampico, Tam.
(833) 217 - 0060 ext. 132
guillermo@natasa.com.mx

Naviera Integral
Transportacion maritima y cabotaje.
Lic. Angel Donadim Díaz Vega
Comercialización y Relaciones Públicas
Arquímides No. 209
C.P.11570 Chapultepec Morales
(55) 5250-2091
angeldv@navinsa.com.mx

Naviera NNW
Transportacion maritima y cabotaje.
Sonia J. Taylor / Representante
Mariano Escobedo No. 748 1er Piso
Col. Nueva Anzures
11590 México, D.F.
Tel: 52548163
sjtaylor@prodigy.net.mx

Noble Energy México
Empresa internacional de perforación de pozos petroleros y de gas.
David McDonald / Country Manager & Vicepresidente Noble Energy México
Col. Polanco. Del. Miguel Hidalgo
México D.F.
+52 55 5280 3123
David.McDonald@nblenergy.com
www.nobleenergyinc.com

Novomet
Sistemas de control de estabilidad para la producción petrolera
Lic. Carlos Moisés Reyes / Coordinador Administrativo
Avenida Gregorio Méndez # 1311,Primer Nivel # 107,
Colonia Nueva Villahermosa,
Villahermosa, Tabasco, C.P. 86070
+52 993 131 3239
mexico@novomet.ru

Nuvoil
Especialista en el tratamiento y manejo de hidrocarburos.
Ing. Mariano Hernández Palmeros / Director
Framboyanes No.3303
Ciudad Industrial Bruno Pagliai,
C.P. 91697 Veracruz.
+52 (229)989-3770.
mariano.hernandez@nuvoil.com

Octopus
Productos especiales de alta calidad para industria petrolera.
Ing. José Pablo Mendoza Escalante
Director General
Bosques de Ciruelos No.140-605
C.P. 11700 Bosques de las Lomas
(55) 5251 - 2446
jpm@octopus-grp.com

OneSubsea
Soluciones integrales y productos para producción submarina.
Jessica Clements
Marketing Communications Manager
Jessica.Clements@OneSubsea.com
4646 W. Sam Houston Parkway N.
Houston, TX 77041
+1 713 939 2187

Oro Negro
Compañía de servicios integrales para la industria del petróleo.
Edificio Takin, Av. Isla de Tris #28-PB,
Col. Priv. San Miguel,
Ciudad del Carmen, Campeche,
México, C.P. 24157 T.
+52(938)381.0430
www.oronegro.com

Petrobras
Empresa internacional de petróleo.
Paseo de la Reforma No. 115-1101
Col. Lomas de Chapultepec
C.P. 11000 México, D.F.
(55) 3067-9100
www.petrobras.com

Petrofac México
Soluciones de instalaciones para la industria de gas y petróleo.
Jorge Vega Peón / Gerente de Asuntos Externos
Prolongación 27 de Febrero No. 4506
C.P. 86035 Villahermosa, Tabasco
(993) 317 - 7790
infomexico@petrofac.com
www.petrofac.com

Petrolink México
Servicios integrales de información e ingeniería.
Dr. Carlos Palavicini Chan / Director General
Paseo Tabasco # 1203 Torre Empresarial Piso 15 despacho 1505
Villahermosa, Tabasco
(993) 3159537
carlosl.palavicini@petrolink.com
www.petrolink.com

PPG Industries de México

Pinturas y recubrimientos especiales de uso industrial.
Verónica Fregoso / KAM PEMEX Sr.
(CITI) Centro de Innovación Tecnológica Industrial
Roberto Fulton No.2 Colonia Centro Industrial
Tlalnepantla, Estado de México, C.P.54030
Cel. 0445548404537
vlfregosop@comex.com.mx

PGS Data Processing

Procesamiento de datos geocientíficos del subsuelo.
David Pring / Director General
Av. Paseo Tabasco No. 1406
Piso 3 Torre Plaza Atenas
C.P. 86030 Col. Oropeza
Villahermosa, Tabasco
david.pring@pgs.com

Premier Oil

Compañía independiente de exploración y producción.
Steve York
General Manager Business Development
23 Lower Belgrave Street
London SW1W ONR
+44 (0) 20 7824 1113
syork@premier-oil.com

PwC (PricewaterhouseCoopers)

Estrategia y análisis operacional, financiero, legal y fiscal.
Guillermo Pineda
Socio Líder de Energía
Mariano Escobedo 573 C.P. 11580 México, D.F.
(55) 5263 6000
guillermo.pineda@mx.pwc.com
www.pwc.com.mx

Química Apollo

Soluciones integrales aplicables a lo largo de toda la cadena de valor del petróleo.
Ing. Constantine Galanis / Director General
Blvd. Miguel Alemán Valdéz No. 206
Parque Industrial Exportec II
50200 Toluca, Edo. de México.
(722) 279 - 1400
Info@quimica-apollo.com.mx

Quimi Corp Internacional

Productos petroquímicos industriales.
Othón Canales Treviño
Presidente del Consejo
Calle Porfirio Díaz 102, 1º. Piso,
Col. Nochebuena
C.P. 03720, Deleg. Benito Juárez
qci_main@quimicorp.com

Rengen Energy Solutions

Soluciones integrales para generación de energía con diversos combustibles.
Ing. Oscar Scolari R.
Director General
Río Pánuco No.55 piso 2 Col. Cuauhtémoc
C.P.06500 México, D.F.
(55) 5514-2153
oscolari@prodigy.net.mx

Saipem Services Mexico

Líder en ingeniería y construcción para la industria energética.
Giancarlo Proietti
Director General
Córdoba No. 23 Col. Roma
C.P. 06700 México, D.F.
(55) 5080 - 5600 / 5606
mavi.bonotto@saipem.com

Seabed Geosolutions

Estudios geocientíficos del lecho marino.
Maureen Iglesias
Marketing manager
10350 Richmond Avenue, Suite 800,
Houston, Texas, 77042, Estados Unidos.
+1 713-904-2281
MIglesias@sbgs.com

Schlumberger

Tecnología y servicios petroleros integrados.
Canice McGarry / Marketing Manager Mexico
Av. Ejército Nacional No.350. Nivel 5
Col. Chapultepec Morales,
C.P. 11570 México, D.F.
(55) 5263 - 3000
CMcGarry@slb.com

Schneider Electric

Tecnología y servicios eléctricos.
Lynette Mújica Ocampo
Comunicación Corporativa y Rels.Públicas México y Centroamérica
Av. Ejército Nacional No.904- 15o. piso
Col. Polanco C.P. 11560 México, D.F.
(55) 5255-5804
lynette.mujica@schneider-electric.com

Shell México

Compañía internacional del petróleo.
Karla Torres / Directora, Mexico Sourcing Office
Paseo de las Palmas No. 425 -3er piso
Col. Lomas de Chapultepec
C.P.11000 México, D.F.
(55) 5089-5783
Karla.Torres@shell.com

Siemens

Servicios en energía, petróleo y gas.
Franco Colloridi / Director Oil & Gas
Avenida Ejército Nacional 350,
Col. Chapultepec Morales
C.P. 11570, Mexico D.F.
(55) 5328 2166
franco.colloridi@siemens.com

Statoil México

Compañía internacional de petróleo.
Dr. Helge Haldorsen / Director General
Blvd. Manuel Avila Camacho No. 24, P18
Col. Lomas de Chapultepec
C.P. 11000 México, D.F.
(55) 5540 62 73
hehh@statoil.com

Sulzer
Soluciones fiables para aplicaciones críticas de la industria.
Leopoldo Rodríguez Fernández
Gerente General
Calz. a la Venta No. 19 Complejo Industrial Cuamatla
C.P. 54730 Cuauhtitlán Izcalli,
Edo. de México
leopoldo.rodriguez@sulzer.com

Swiber Offshore México
Cía. global de servicios integrales de construcción costa afuera para la industria petrolera.
Ing. Sven H. Feldhaus Marquard / Presidente
Paseo de las Palmas No. 1005, Piso 3,
Col. Lomas de Chapultepec.C.P.11000
(55) 5202 2175
contacto.mexico@swiber.com
www.swiber.com

Technip
Líder en ingeniería y construcción para la industria energética.
Emilio Pescador / Director General
Manuel Avila Camacho #24 Piso 10
Col. Lomas de Chapultepec
C.P. 11000 México, D.F.
+ 52 55 5540 6999
epescador@technip.com

Tecpetrol
Compañía de E&P de campos de petróleo y gas del Grupo Techint.
Leopoldo Macchia / Gerente Comercial
Av. Munich No. 101
San Nicolás de los Garza.
C.P. 66450 Nuevo León
(+52-81) 8865 2828 ext.4121
leopoldo.macchia@tecpetrol.com

TenarisTamsa
Tubería de revestimiento, perforación, producción y conducción.
Laura Minakata / Servicios Petroleros y Ventas a Perforadoras
Carretera México Vía Jalapa Km.433.7
C.P.91697 Tejería, Veracruz.
(52) 229 989 1933
lminakata@tamsa.com.mx
wwww.tenaristamsa.com

The Mudlogging Company México
Servicios a la exploración y perforación petrolera.
Ing. Fernando Anaya Vera / Gerente general
Torres Adalid No.618–2 piso,Col.del Valle
C.P. 03100, México, D.F.
(55) 5688-0010
fernando@mudlog.com.mx
www.mudlog.com.mx

Total
Compañía internacional del petróleo.
Guillaume Ropars / Country Manager
Campos Eliseos No. 345-8o. piso
Col. Polanco C.P. 11550
(55) 5282-4429
guillaume.ropars@total.com
www.total.com

Tradeco Industrial
Construcción de proyectos de infraestructura.
Yves Loustalot Laclette / VicePresidente
Av. Insurgentes Sur 1647. Col. San José Insurgentes.
C.P. 03900 México D.F.
(55) 2282-2300
yves@tradeco.com.mx
web www.tradeco.com

Tubacero
Fabricante de tubería de acero al carbòn.
Ing. Teodoro González Garza
Director General
Guerrero 3729 Nte. Col. Del Norte
C.P. 64500 Monterrey, Nuevo León
(81) 8305-5532
direccion@tubacero.com

Turbomáquinas
Servicio de reparación y remanufactura de partes de turbinas de vapor y compresores.
Ing. Carlos E. García Arelle / Director General
Blvd. López Mateos 653
La Piedad, Michoacán, México
Col. Centro C.P. 59300
carlos.garcia@turbomaquinas.com
(352) 522 0820

Válvulas Worcester de México
Fabricantes de válvulas industriales.
Ing. Mario Regalado López / Director Comercial
Maíz 263
Col. Valle del Sur
C.P. 9819 México, D.F.
(55) 5670 - 5155
mregalado@worcester.com.mx

Videonet
Tecnología Smart Board, experiencia visual e interactiva.
Lic. Enrique Alfaro A. / Sales Director
Mariano Escobedo 748 - Piso 7
Col. Anzures
C.P. 11590 México, D.F.
(55) 5255-1066
www.videonet.com.mx

Vigen
Ingeniería y consultoría.
Ing. Héctor Alejandro Genis Juárez
Director General
Insurgentes Sur No.550 piso 6
Col. Roma Sur C.P. 06760 México, D.F.
(55) 5584-7275
vigen@prodigy.net.mx

Walworth Válvulas
Fabricante de válvulas industriales
Eduardo del Rivero / Director comercial
Av. de la Industria Lote 16,
Fracc. Industrial El Trébol,
Estado de México, C.P. 54600.
(55) 5899-1742
erivero@walworth.com.mx

SIEMENS

Trabajando juntos por lo que le importa a México.

Estamos comprometidos con el desarrollo del país a través de la digitalización e ingeniería avanzada.

En México están pasando grandes cosas. El progreso se hace visible en todos lados. La innovación está transformando el país, impulsando el crecimiento económico y mejorando la calidad de vida.

Gracias a un sistema de energía eficiente, confiable y sustentable, los negocios e industrias mexicanas son más competitivas que nunca, tanto a nivel nacional como internacional. La tecnología impulsada por la digitalización con análisis de datos y software avanzados está construyendo un México mejor.

La innovadora infraestructura de transporte mexicano, hace el día a día de millones de pasajeros más fácil. Su eficiente y preventivo sistema de salud está mejorando la vida de todos los mexicanos. La innovación y tecnología está ayudando a construir un presente sólido para todos. Pero esto es sólo el comienzo. Mañana será un nuevo día con nuevas promesas. Es por eso que Siemens continuará trabajando con México para construir un mejor mañana. Porque eso es lo que le importa a México.

siemens.com/siemens-en-mexico

NOC'S: desaparecerlas o blindarlas

Se les debe proteger frente al poder del Estado para que sean competitivas.

Alvaro Ríos Roca*

Recientemente se han destapado nuevos y variados escándalos de corrupción en varias de las empresas estatales del petróleo (national oil companies, NOC'S) de Latinoamérica. Petroleo Brasileiro (Petrobras), hoy hundido en esos escándalos, es la empresa abanderada de la región por todo lo que nos vamos informando día a día. Lo anterior debe hacernos reflexionar una vez más sobre cual el destino que estamos forjando en el largo plazo para estas nuestras empresas estatales.

Hemos observado diversos procesos de reforma, privatización y nacionalización en las pasadas décadas en toda la región. En el caso de los procesos de privatización (lo que equivale a desaparecer las compañías estatales), éstos se han dado generalmente porque las empresas ya no podían más sostenerse por gestiones corporativas y administrativas totalmente ineficientes y también por una muy fuerte dosis de corrupción.

Nos adherimos al sentimiento que existe en la región a mantener nuestras NOC'S y la decisión de hacerlo es algo soberano de cada país. Empero, si se decide crearlas y/o mantenerlas es para que se fortalezcan y se conviertan en pilares estratégicos de largo plazo para nuestros países y debemos imprescindiblemente blindarlas en ciertos aspectos del poder político de turno. Esto es aplicable también a Petróleos Mexicanos (Pemex), hoy convertido en empresa productiva del Estado, pero aun con limitada autonomía frente al poder político.

La historia se repite en nuestra región y una gran cantidad 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 en particular Petrobras y Pemex), 5) etcétera.

Lo anterior las convierte en empresas no competitivas, las deja sin gobierno corporativo, sin gestión y con magros resultados a la postre. Las arcas del Estado luego deben ir a socorrerlas y/o se las debe privatizar o vender (desaparecer), las más de las veces a precio de gallina muerta. Eso no queremos los latinoamericanos que ocurra con nuestras NOC's. Entonces debemos institucionalizarlas y blindarlas del poder político de turno.

Una vez blindadas, 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 los ministerios de Energía, que suelen ser muy frágiles. 3) Pueden participar en proyectos que se consideren estratégicos y rentables y donde los privados a veces no deseen participar, 4) Pueden generar utilidades para las mismas que se queden en los países, 5) etcétera.

¿Cómo blindarlas? En primer lugar, los consejos directivos deben estar compuestos por miembros estatales (de ministerios, de donde viene la participación del Estado) y también independientes (colegio de ingenieros, colegio de economistas, etc.) y los requisitos profesionales y responsabilidades claramente establecidos para su contratación y nombramiento. Se observan mejores resultados cuando los independientes son mayoría en los consejos directivos.

Este consejo, a su vez, debe elegir al presidente 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 totalmente 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 del presidente y de su consejo directivo.

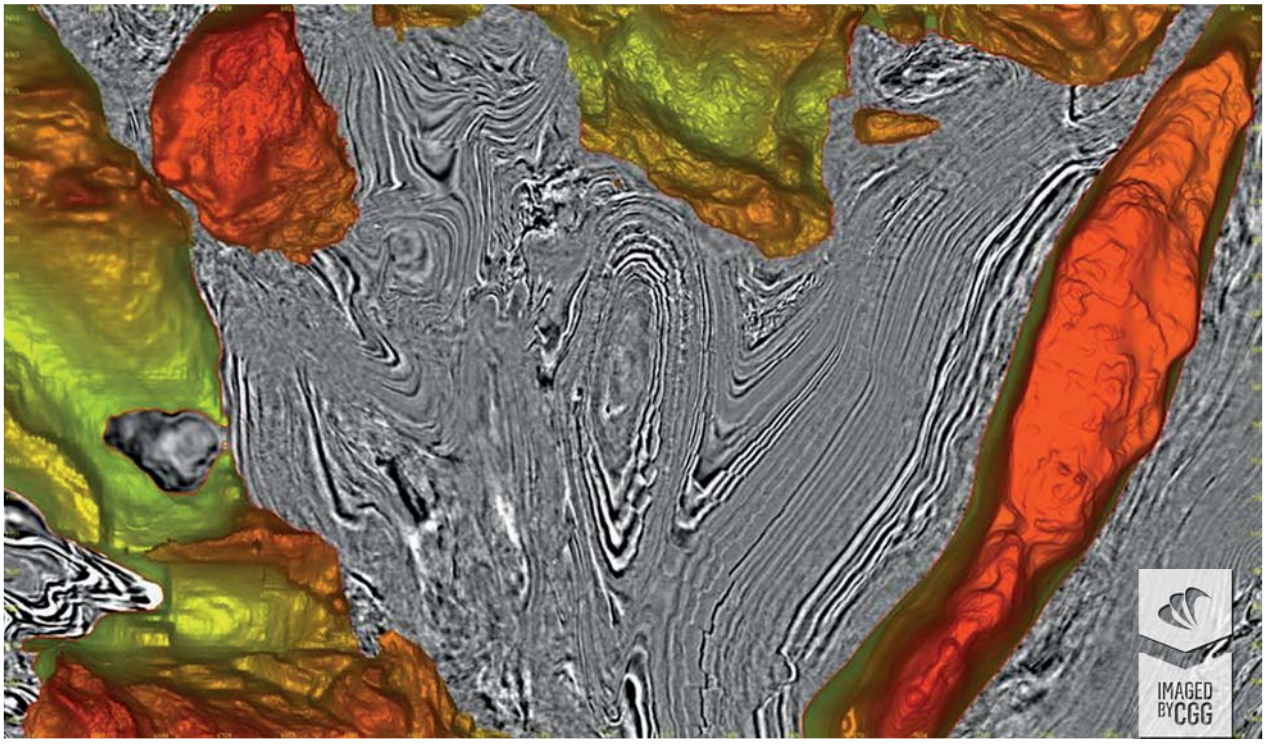
Se las debe sacar de las amarras del Estado en cuanto a contrataciones y procesos de adquisiciones, fusiones o asociaciones para que se tornen competitivas y dinámicas. Se las debe estructurar de manera que puedan levantar capital nacional e internacional (esto también es un tipo de blindaje). Se debe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

Hay mucho más, pero el espacio es insuficiente. Resumiendo, las empresas que sigan este norte tendrán larga y exitosa vida. Las que no lo hagan, muy probablemente correrán a los ministerios a pedir recursos y o serán privatizadas (desaparecidas) tarde o temprano, situación que nadie quiere. Los ejemplos exitosos internacionales de blindaje están a la vista y hay que tomarlos en cuenta. ●

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

¿Explorando México?

Navegue a una Exploración y Producción exitosas con un guía experimentado



Corte en profundidad de un Wide-Azimuth que muestra la parte superior de la sal y claramente la estructura geológica.

CGG cuenta con la experiencia técnica, operativa y conoce la geología de México para ayudarle a tomar las mejores decisiones en Exploración y Producción.
En México, CGG ha:

- Sido el único proveedor de servicios marinos remolcados, adquiriendo más de 150,000 km² de datos sísmicos 3D y WAZ desde 2009
- Acumulado 25 años de experiencia adquiriendo imágenes sísmicas en el país
- Manejado más de 250 proyectos de consultoría de yacimientos en tierra y mar
- Adquirido más de 200,000 km de datos Gravimetría y Magnetometría
- Acuñado amplio conocimiento geológico

En México, contar con CGG garantiza el éxito en Exploración y Producción.
Visítanos en el Congreso Mexicano del Petróleo en el stand #122.

cgg.com/mexico

CGG
Passion for Geoscience

MANAGER
EFFICIENCY · ACCESS · CONTROL

Cerrar Sesió

Pozos | Registros | Núcleos | Petrofísica | Base de Datos A | Base de Datos

Región Sur >
Región Norte

Pozo A
Pozo B
Pozo C

Manager™ es un servicio de gestión de información digital confiable para la administración documental que permite, por medio de una metodología rigurosa y personal calificado, el seguimiento, la clasificación y la distribución oportuna de la información, brindando mejoras en los tiempos de búsqueda e integración para el análisis y toma de decisiones operativas y ejecutivas.

El Líder Independiente en **Control Documental.**

OFERTA

- Facilitar flujos de trabajo entre las diferentes disciplinas.
- Mejorar los tiempos de búsqueda e integración de información.
- Disponibilidad de la información en cualquier lugar con acceso a una red.

VENTAJAS

- Imparcialidad en manejo de la información.
- Especialistas en manejo de datos e información de E&P.
- Infraestructura tecnológica robusta, segura y confiable.
- Experiencia en proyectos con compañías Nacionales e Internacionales.

PLATAFORMA

- Plataforma tecnológica única, flexible y adaptable a las necesidades del cliente.
- Clasificación de reportes por tipo para una visualización rápida.
- Múltiples controles de acceso.

petrolink

Encuentre la Solución en
www.petrolink.com

©Petrolink 2015