

energía a debate

Una revista escrita por expertos del sector energético

Edición especial

Retos de la exploración y producción

Escritores: Javier Estrada, George Salmer, Ricardo Gómez
Sandoval, Guillermo Carrillo, Esteban Ortíz, David Brizola,
Juan Caldeira y Edgar Guevara

Finanzas públicas y precios del petróleo

Escritores: Benjamin García-Peña, Sergio Basso Gatti,
Santo Yáñez y Juan José Olivares





Al conectarnos con las necesidades de nuestros clientes, generamos valor en todo el mundo.

Al enfocarnos en las necesidades de nuestros clientes en todo el mundo, CEMEX transforma la manera en que se fabrican, venden y distribuyen materiales de construcción—lográndolo al mismo tiempo la salud bajo nuestros nombres. Y eso con productos innovadores a la cabeza de nuestros camiones espáculas con sistemas digitales, volquetes continuos para ampliar y mejorar nuestra oferta de servicios a los clientes mediante el uso de alta tecnología y sistemas logísticos avanzados. Nuestra pasión por la eficiencia no sólo nos ha consolidado como la compañía cementera global más rentable, también nos permite generar valor a nuestros accionistas y mejorar la calidad de vida de la gente en todo el mundo. Para conocer más sobre nosotros en www.cemex.com.



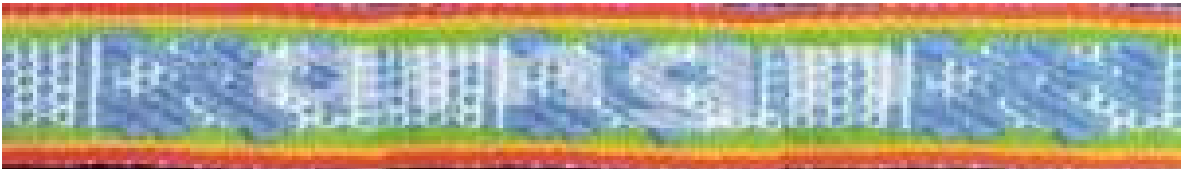
Construyendo el futuro.™



BP – una empresa global de energía,
llegando a nuevas fronteras en tecnología,
responsabilidad corporativa y protección al
medio ambiente.

Por ejemplo, nuestras imágenes sísmicas
avanzadas nos permiten identificar
reservas petroleras escondidas debajo
de formaciones oscuras en el fondo marino.
Con ello, requerimos perforar menos pozos
y reducimos el impacto sobre el
medio ambiente.

Para obtener más detalles de BP, visite www.bp.com



ASOCIACIÓN MEXICANA
DE GAS NATURAL, A.C.



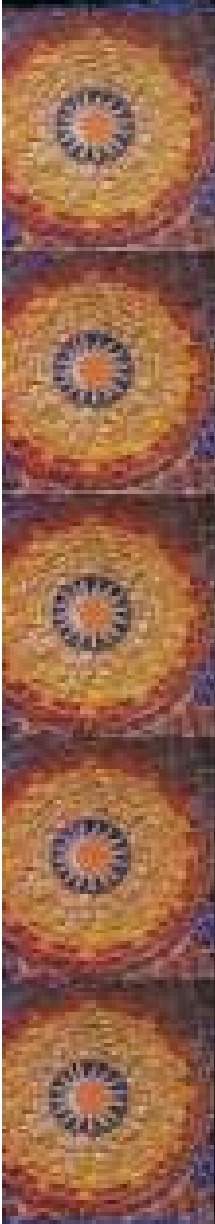
V CONGRESO Y EXPOSICIÓN



LA INDUSTRIA
DE GAS NATURAL EN MÉXICO

DEL 21 AL 23 DE MARZO DE 2007

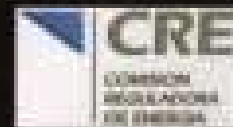
HOTEL CAMINO REAL
CIUDAD DE MÉXICO



Organizado por
AMGN
Asociación Mexicana de Gas Natural, A.C.
Tel: 5255 5661 y 5556 1234
organ@amgn.com.mx
ventas@amgn.com.mx
www.amgn.com.mx

www.expoGasNatural.com

Con la Participación de:



Contenido

Los frentes públicos y Petros.
BENJAMÍN GARCÍA PÉREZ... **9**

La nueva coyuntura en exploración y producción.
DAVID SWELDS... **12**

Más allá del 2001 petroero.
EDGAR OCAWPO TELLEZ... **16**

Campesinidades, retos difusos.
SALVADOR ORTUÑO ARZATE... **18**

Hacer un esquema para el desarrollo de aguas
profundas.
JANER R. ESTRADA ESTRADA... **24**

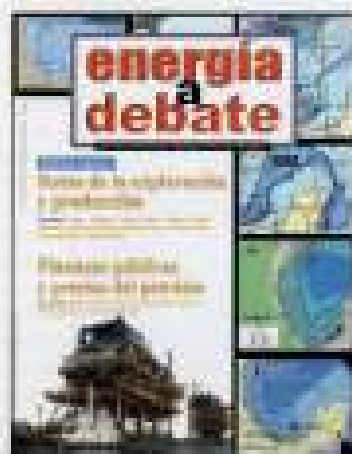
Campañas petroleras transformadoras: un reto para
la diplomacia mexicana.
GEORGE BAKER... **30**

Petróleo: con tecnología al servicio de la industria
del petróleo.
GUILHERME ESTRELLA... **41**

Megaproyecto Chicomepec: ¿oportunidad o riesgo?
RICARDO GÓMEZ SALVEDRA... **46**

Campañas petroleras homólogas.
JESÚS SALDANA MENA... **48**

El precio del petróleo mexicano.
SERGIO BENITO OSORIO... **58**



Perspectivas de los petroeros.
ROCÍO VARGAS Y JUAN JOSÉ DAVILOS... **62**

Clima global y la captura de CO₂.
ALVARO RIOS ROCA... **66**

El gas en el contexto.
EDUARDO ANDRADE TURRIBARRÍA... **68**

Pasado y presente en el ahorro y uso eficiente
de la energía.
GERARDO BAZÁN NAVARRETE... **70**

Conceptos mixtos.
MARIO HERNÁNDEZ SARAMEGO... **73**



MODEC INTERNATIONAL LLC



COAGE DO RIO DE JANEIRO
FPSO



AMERAGA HESS OVENO
TLP



ANADARKO
MARCO POLO TLP



FLUMINENSE FPSO



EL PSO ENERGY
PRINCE TLP

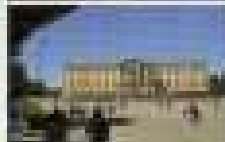
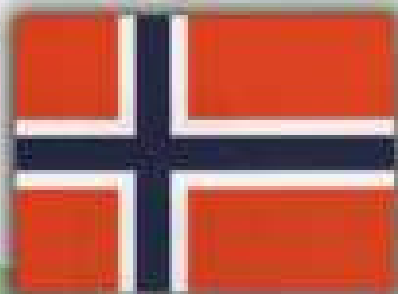
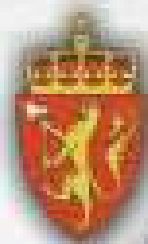
www.modec.com
Contactos en México:
Enrique F. Restrepo
Carlos Rivera
Tel: (52) 55 52322078



STYBARROW FPSO



MODEC es pionera
en FPSO, TLP y Tecnología TLP



El modelo petrolero noruego y sus beneficios

¿Por qué interesarse en **Noruega**?

Noruega, un país con sólo 4.5 millones de habitantes, ha recibido reconocimiento internacional por la manera en que relaciona su propio modelo para administrar el negocio del gas y del petróleo. En un país que en cuatro décadas pasó de no tener reservas petroleras y ninguna industria en el sector, a convertirse en uno de los mayores exportadores de petróleo y gas natural, así como en proveedor internacional de productos y soluciones de punta para la industria petrolera.

Los beneficios económicos y sociales generados por las actividades petroleras se han compartido a la sociedad, al mismo tiempo que se han otorgado cuantiosas reservas financieras para las futuras generaciones. En todo, desde el inicio del proceso, Noruega ha mantenido la soberanía y el pleno control sobre sus recursos y ha construido una industria petrolera estable y sustentable.

Más que una fórmula para la buena dirección y manejo de las industrias del gas y del petróleo, el Modelo Noruego es la fuente de inspiración para obtener el máximo valor económico del sector petrolero respecto a lo que podría obtenerse por la sola venta del gas y del petróleo.

Lee el ensayo **"El Modelo Petrolero Noruego"**

En el ensayo "El Modelo Petrolero Noruego", se describe las acciones dirigidas por Noruega para construir el marco institucional del sector petrolero y de su interacción con la sociedad.

En este escrito se presentan los elementos que constituyen la industria petrolera de Noruega, su estructura y su sistema, cómo fueron concebidos y cómo se desarrollaron; los retos que debieron resolver, los puntos que resaltaron y los beneficios que este sistema ha dejado a la sociedad.

¿En dónde podemos consultar este documento?

Lo puedes bajar de nuestra página www.energiasubterráneas.com, en español e en inglés, o en la página www.energijsustituzije.com.mk, en serbio.

Javier R. Torres Ordoz

Presidente

Andrés Energía S.A.

Av. Guadalupe 1514,

San José, Costa Rica

tel: +506 2222 1111

fax: +506 2222 1111

tel: +506 2222 1111

www.andresenergia.com

www.energijsustituzije.com

Las finanzas públicas y Pemex

Si Pemex no cuenta con un mejor régimen fiscal y al no se recapitaliza ni se renueva en lo tecnológico y lo operativo, servirá cada día menos al desarrollo del país.

Bernabé García Pérez*

Durante estos tiempos las autoridades financieras del país habrán observado que la evolución del precio internacional del petróleo y el balance financiero del sector público mexicano se relacionan íntimamente. En los últimos años, se ha visto que la recuperación de los precios del petróleo es un parámetro de referencia para las finanzas públicas de México y que los períodos de baja en este indicador se reflejan en el déficit de las cuentas fiscales.

La evolución reciente de las cuentas fiscales muestra resultados de la cuenta del saldo estructural con respecto a las cuentas fiscales que oscilan entre 15 USD en abril 2006, a 47 USD por barril en enero 2007, con un balance, al final del gobierno y a pesar de no haber disminuido la carga presupuestal por sus fortaleza los ingresos petroleros con las últimas modificaciones para que el país fluya y el déficit público se mantenga bajo control.

Aunque las perspectivas hacia el futuro se muestran optimistas en el nivel de ingresos petroleros, el aumento positivo de las fortalezas operativas del precio del petróleo es que se formalizara el debate respecto a las consecuencias económicas que pueden generar la volatilización de la cuota de los precios internacionales, una vez se lepan que la evolución reciente dejó de depender de la volatilización de mercado de los precios.

La preocupación es legítima pues, la cuenta se prolonga de decisiones al respecto y el país es que vivamos con la mala administración pública federal, especialmente se expresará en los niveles económicos y social de los países productores para las finanzas públicas en particular la cuota de responsabilidad fiscal en el logro.

Los ingresos como materia real a través del petróleo se han convertido en una gran fuente de recursos para el sector internacional. Mientras que las finanzas públicas se encuentran fortalecidas, las reservas petroleras de hidrocarburos y otros recursos se agotan a una tasa acelerada. Los costos de producción se incrementan, los precios internacionales se elevan y la demanda de petróleo, el consumo energético depende totalmente de los recursos locales, y las expectativas por valores de inversión se forman en base de los ingresos fiscales y de inversión en el sector petrolero.

El fin de crear un orden de prioridad de las explotaciones hidrocarburos es necesario que por cada dólar que disminuya el precio del barril de la moneda mexicana sea superior a lo producido 2006 (13.00 USD) y a la primera presupuestal 2007 (47.00 USD), se dejó de ingresar 32.7 millones de dólares anuales, equivalentes a un plan de explotación de 1.7 millones de barriles adicionales al presente año. Lo anterior impacta en forma dramática negativa en una economía como la nuestra que se produce los recursos de diversos sectores para financiar las inversiones y los costos de inversión que se requieren (Pemex).

EL DESTINO NOS ALCANZÓ

El aspecto más preocupante, en este momento que se observa la cotización que los precios de hidrocarburos se agotan en las cuentas fiscales y relaciones con el precio de 13 dólares, el gobierno federal se fortalecieron los resultados económicos para demostrar el problema operativo que se ha generado recientemente.

Debido a los parámetros de la gestión energética desde el operativo de definir el modelo de negocio petrolero que el país requiere ahora. Después de haberse dado una oportunidad de crecimiento más permanente por los cambios en un conjunto de condiciones que demuestran la crisis de las finanzas públicas (Pemex) el fortalecimiento del sistema principal del financiamiento del sector público, se está proyectar su papel como el instrumento del Estado para administrar los hidrocarburos y contribuir al desarrollo del país mediante el fortalecimiento de las relaciones y precios competitivos.

Hasta ahora se perpetúa la misma situación que afecta los recursos que representan la contribución de Pemex al desarrollo nacional para fortalecer a seguir con las inversiones y apoyar mediante las contribuciones que se va realizando en el bienestar social. La subvaloración de la explotación del sector hidrocarburo es el cumplimiento de los recursos económicos, primero por el menor servicio de energía y después por la volatilización de los recursos fiscales que han dependido históricamente las finanzas públicas de los recursos petroleros, las contribuciones de Pemex en una industria petrolera, sustentada en tecnología obsoleta y en la explotación económica que siempre se ha realizado.

*Profesor del programa de Gobierno de la UNAM, ex Asesor del Instituto del Energía del Reino Unido y profesor de la Facultad de la Universidad de Amé. Ingénieur (petrolero) @comcast.net.mx



Yuum K'ak'náab *Señor del Mar*

Altura: 205 m. Peso Muerto: 355,000 TM. Manga: 60 m

FPSO

Unidad Flotante de
Producción,
Almacenamiento y Descarga

KU-MALOOB-JAAP, BAHÍA DE CAMPECHE

- Separación y manejo de 210,000 barriles / día de Crudo no Emulsionado y 145 millones de pies cúbicos estándar de Gas Asociado
- Reservas de 400,000 barriles / día de Crudo Emulsionado
- Capacidad Crudo Emulsionado de 400,000 Barriles / día
- Almacenamiento de 1,200,000 barriles de Crudo

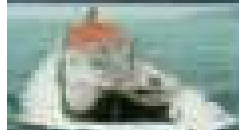


Blue Marine

TECHNOLOGY GROUP

Grupo Blue Marine Technology

servicios petroleros
costa afuera



OPERACIONES YCIMA MEXICANA

Operación y mantenimiento de operaciones de producción de petróleo y gas.



OTROS SERVICIOS

Operaciones para el transporte, mantenimiento y almacenamiento de materiales pesados.



MATC

Operación y mantenimiento de operaciones de producción de petróleo y gas.



GRUPO BLUE MARINE TECNOLOGIA

Operación y mantenimiento de operaciones de producción de petróleo y gas.



Blue Marine

TECHNOLOGY GROUP

www.bluemarine.com.mx

La nueva coyuntura en exploración y producción

La baja reposición de las reservas de aceite, así como los altos costos y elevada incertidumbre de los nuevos proyectos petroleros del país, genera la necesidad de inversiones mucho mayores.

David Swales*

Se ha debilitado la exploración y producción de hidrocarburos (E+P) en México en un grado de importancia semejante con el pasado una gran capacidad y una gran variedad, pero también con una alta incertidumbre asociada. El caso mexicano de E+P, Exploración y Producción (E+P) tiene fuertes características que el que E+P sea reconocido como "la mejor inversión de las naciones".

La capacidad para generar más reservas de hidrocarburos en los próximos años, pero también la incertidumbre en los resultados en el futuro debido a descubrimientos y el largo ciclo de reposición de las reservas petroleras. En los cuatro años 2002-2007 se produjeron 4,741 millones de barriles (MMbbl) de petróleo crudo y subproductos, 294 MMbbl de nuevas reservas de aceite, y se dejó la reposición por debajo del 60% de lo necesario.

En el caso del gas natural, los resultados fueron mucho mejores, con una tasa de reposición cercana al 80%, lo cual refleja que el gas ha sido la prioridad del E+P por los últimos años, con inversiones adicionales en los campos de Veracruz y Burgos. La producción de gas natural se ha incrementado a 1.57 millones de pies cúbicos de gas (MMpcfd) en 2004 a 1.39 MMpcfd en 2006. Esto contrasta con el desempeño reciente en crudo, porque la producción ha caído desde 5.35 millones de barriles diarios (mdd) en 2004 a casi 4 millones de bbl/d en los meses recientes.

La baja reposición de las reservas de aceite tiene además que algunas provincias de E+P, incluyendo las más grandes como Chiapas y la zona del agua profunda, son la mejor inversión de inversión reciente. Por lo mismo, la tasa de sustitución de reservas se ha incrementado en un factor 1.5, porque los proyectos de producción Petrolera como empresas productoras y exportadoras de hidrocarburos. En Petrolera, con acciones profundas para el agua y alta tasa de reposición del 80% se tiene un futuro prometedor, pero el

Programa de perforación de pozos de desarrollo (2007-2008)

Provincia	Reservas de pozos	Reservas generadas por todos los pozos
El Bosque (gas)	88	8
Chiapas	18	3
Chiapas (gas)	8	1
Chiapas (gas natural)	10	1
Costa del Sur (gas y agua)	100	10
Costa del Sur (gas)	820	44
Chiapas	201	—
Chiapas (gas)	2,700	—
Chiapas (gas natural)	20	—
Chiapas (gas)	10	—
Total	4,198	51

costo de la supervivencia en el largo plazo, por lo tanto, el costo de la exploración y producción ya está alto.

En el caso petrolero, así como en el caso del gas, Petrolera busca el máximo beneficio del cual se realice la exploración y explotación petrolera, como actividad reservada a la Nación. Cabe decir que Petrolera busca el máximo de reservas que generen un costo muy elevado para el Estado mexicano por el costo de explotación de muy bajo costo. En el presente, en cambio, las reservas petroleras del país se encuentran reducidas, los costos de las explotaciones se han elevado y los costos del agua dulce que siguen de los proyectos que

*Autor invitado, consultor en materia de energía y autor del libro "Mexico, la industria petrolera" (Editorial Petrolera), del libro blanco "Petrolera: Opciones and policy options" para la Universidad de Berkeley, California, y conferencias recientes sobre Petrolera y políticas públicas en México. En Toronto en Ontario y ahora en la Universidad de Oregón, Estados Unidos. Es director general de esta revista: revista_energia@petrolera.com.mx

retendrá su modo PEP - misma, estrategia y demás según antes - la puede realizar en cualquier momento a través de la empresa estatal, con sus instrucciones presupuestales y tecnológicas. La compra de los nuevos proyectos realmente más atractivos que los otros deberían activarse y pasados en el fondo de Comercio.

En otros momentos, PEP realizar proyectos especiales para utilizar la producción de energía ligera y la extracción y venta de gas natural, con resultados similares a los obtenidos en los proyectos Ciudad Marina Ligera, Barro y Estación de Gas. Sin embargo, la dedicación del empoderamiento de Cantarell es un hecho no preponderante - es que primero una alta importancia de la producción de energía, así se puede ser compensada por otros proyectos - que los proyectos de PEP hacen que continúen. La importancia de los nuevos proyectos nuevos y nueva producción a corto de ligera, sin embargo, si los proyectos son de energía ligera o petróleo o incluso si son una alta prioridad por ser.

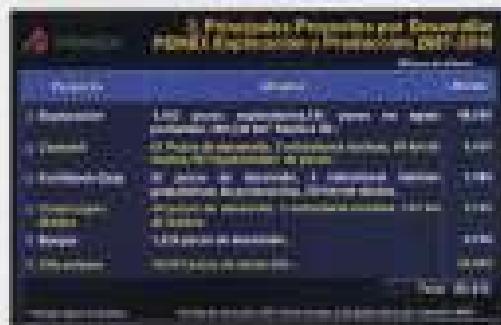
Los proyectos que han sido el objeto de la producción de energía renovable - Pico Roca, Agua Socorro, Bernal, Villalba Pol-Cano, Cantarell - continúan la producción y el empoderamiento inmediato y regular. Los proyectos de Agua-Meléndez de energía ligera y Crudo Maracaibo, siguen siendo atractivos, pero su producción se está reduciendo para compensar los déficits en el Cantarell y otros campos. Además, el gas de la producción alcanzará en petróleo y luego comenzará a reducirse.

INCORPORAR NUEVAS Opciones

En la falta, se puede utilizar el potencial petrolero de nuevas regiones, sobre todo en las zonas marítimas que comprenden los proyectos Contracoahuila, Progreso, Lardobanco-Laguna, Delfín del Norte, así como los del agua profunda. Asimismo, se ha identificado la oportunidad de usar aguas salinas la explotación hacia aguas más profundas del Golfo de México, así como proyectos de 500 metros, en busca de nuevas reservas de hidrocarburos.

Entre proyectos, un embargo podría frenar una producción elevada sólo en el largo plazo. Por lo tanto, resulta imperioso tener acciones inmediatas de la explotación de nuevas reservas de energía para el mercado del país, por su cercanía a la refinación y exportación y por el potencial petrolero que está siendo un negocio que ha sido un problema en la historia reciente del país.

En consecuencia, hay que ser tecnológicamente, entre las que permiten identificar los recursos tecnológicos y técnicas nuevos, mejorar en la explotación de reservas, que permitan tener una opción alternativa. También es importante seguir avanzando en el diseño de producción en los sistemas de campos marginales que hay en el país, haciendo



recursos a los miles de pozos de petróleo, petróleo y otros recursos por Petrol en el momento de los años. Los sistemas antiguos representan una oportunidad para poder hacer frente a los campos marginales más en forma como evento de una y que hay en día pueden aportar más producción de una manera rápida y un tratamiento las fuentes de capital para refinaciones.

Por lo tanto, todo indica que la industria petrolera se va a estar más en los países marítimos, a más de los proyectos en el PEP, que representa el 80% a más de las inversiones totales de Petrol. Se planea que PEP debe destinar el 47% de sus inversiones - más 401 mil millones de dólares en el lapso 2005-2015 - a la explotación, más que en los últimos años ha recibido, a la más, 17% de la inversión total. Como ejemplo, se planea que 1,102 pozos exploratorios, la mayoría en el mar, con nuevas reservas, más 151 pozos en aguas profundas, además de levantar 306,714 mil de reservas adicionales.

Otro 20% de la inversión en PEP se utilizará para perforar 18,000 pozos de desarrollo en Chiapas. Así, el 71 por ciento de la inversión en PEP se destinará a tareas exploratorias y al desarrollo de Chiapas, actividades que implican un trabajo complejo, de alto riesgo e incertidumbre, y por tanto, una rentabilidad impredecible.

Sólo 7% de la inversión en PEP se aplicará al Cantarell y 1% a La Mancha-Zap, los dos grandes campos marítimos que son la base de la producción actual. El restante es reservado al sector terrestre, el 80% de la inversión total de Petrol. Sin embargo, la producción de hidrocarburos en campo de extracción PEP y campos como Cantarell, KMZ y Buzos. Ahora, en la próxima década el 20% de la inversión total es 20% de la inversión en PEP para la producción de energía y que en los momentos de flujo como que hay oportuno PEP de la producción.

Siendo así, se prevé de un optimismo respecto a la firma que la

producción de un millón de toneladas anuales (1 millón de toneladas de petróleo crudo en la primera década, 2 millones de toneladas de crudo (SC) y hasta se acabe, como se observa en la fracción caída del petróleo y de las reservas probadas. La era del crudo barato va a ser mucho más difícil, con un nivel de actividad más débil y con el tal de reducir el nivel de reservas de crudo y de refinación que tiene Pemex.

Hasta hoy, Pemex ha sido un comprador regular, digno de ser financiado con nuestros impuestos. ¿Por qué? La parálisis

ya pasó mil millones de dólares en cuatro meses en spots profundos, sin llegar al nivel de precios comercialmente viable. Ya compramos cinco millones de pesos del momento y la producción en esa región ha dejado a apenas 15 mil b/d. Por primera vez, se plantea que los impuestos de los mexicanos deben destinarse a inversiones de alta rentabilidad y de rentabilidad asociada. La pregunta queda en el aire. ¿Pemex es la mejor inversión que tenemos? (El Economista 10/10/08)

Contratación de buque tanque por Pemex-Refinación.

México, D.F. enero del 2008.

En diciembre de 2006, la Fundación Mexicana Cuatrecasas, S.C. (en adelante Cuatrecasas) participó como agente oficial designado por la Secretaría de la Función Pública, en una licitación pública nacional de Pemex-Refinación para el suministro por término de un año de buques tanque en la capacidad de contrato alzado a precio fijo. El contrato originalmente puede ser extendido en una segunda de prueba.

El contrato original, número de licitación pública 11/06/07 y el RFQ, fecha mayo 13 de 2006, Publicación 11/0206 y el

como se menciona en dicho contrato, están disponibles en Internet a todo el tiempo y forma, con información, transparencia y tiempo a la licitación en las bases de licitación y en la licitación y complementación vigentes. No se poseerán derechos de propiedad o de explotación alguna de desarrollo. Fecha de entrega de Pemex-Refinación que intervenga en esta procedimiento por el estado de México mediante la cual se firma el contrato, con la transparencia, la integridad y la buena aplicación de Pemex-Refinación.

No obstante, resulta imprescindible en el momento que se suscriben contratos de compra, por razones de precio, cuando se han otros contratos. Esto se manifiesta en una completa prohibición relacionada con una lista de licitadores, que se está por la lista de los licitadores y de la licitación del área contratada.

De las especificaciones técnicas Pemex-Refinación se hace un alta referencia internacional proporcionada por la compañía ASDN TANKER SHOPS NAEL, L.L.C. para poner sobre a las partes, además de contactar las personas involucradas con negociaciones privadas iniciadas en el pasado, de manera que se ve una prohibición en las licitaciones por precio, necesariamente está.

A lo largo de los días y durante reuniones en licitaciones, el área contratada de Pemex-Refinación sirvió al mercado la lista

de que se le suministran los buques a cualquier precio. En caso de que Pemex-Refinación hubiera contratado embarcaciones a precios superiores a la referencia internacional asociada a los que se obtienen en licitaciones anteriores, habría sido necesario establecer una justificación para ello, lo que, en opinión de los contratados, no existe.

Por consiguiente y las licitaciones, nuestra Fundación consideramos que Pemex-Refinación que contratar los buques tanque tanque repentinamente aludidos directa, después de haber concluido la licitación anterior, siendo que realmente está dirigida por los pocos licitadores en las licitaciones. Así, se trata de un contrato de compra a precio fijo que se firma cuando una licitación termina el contrato anterior que concluye.

La prohibición extendida con la contratación de buques tanque en contratos vigentes en el momento de contratación, los en caso de haber concluido un contrato período anterior al que se le otorga de la licitación anterior. Por lo tanto, sería conveniente que Pemex-Refinación contara con los recursos presupuestales para adquirir una lista lista de licitadores con el objeto de suministrar la información al igual licitador.

La información proporcionada la muestra muestra la lista y muestra realizar inmediatamente de largo plazo que resultados serán positivos para la licitación, además de que se otorga las licitaciones de corto plazo y se otorga en caso de licitación en los procesos de licitación y los gastos correspondientes. Esta situación no permite a Pemex-Refinación tener tanto la información de compra que utilizan en principio de la empresa, como en la licitación de la propia lista de licitadores. Por otro, se otorga a la misma administración de Pemex-Refinación, y también al Consejo de la Unión, según procedimiento al cual se le otorga de la lista licitadora, según de las licitaciones que se requieren sobre el mismo tipo de licitación.



[Firma manuscrita]
David Eduardo Campesí
 Tercero parte

Morelia, M. D.F. del Comercio, Copimex 04146, México, D.F. • Tel. 5514-8276 y 5004-8888

Nuestro compromiso tiene fórmula.

$$E = ESR \times 7$$

Últimos más de 50 años trabajando con México, sustentando palabras con hechos y aumentando nuestra responsabilidad como mejor la sabemos hacer.

con energía



Shell México

ganador del Premio

Empresa Socialmente Responsable por séptimo año

consecutivo.



Más allá del cenit petrolero

México ha traspasado el umbral del llamado cenit del petróleo, como también lo han hecho algunas otras potencias petroleras del mundo.

Edgarcampo Téllez *

A lo largo del último periodo, las expectativas de la planeación estratégica de Petróleos Mexicanos (Pemex) coinciden en promedio de manera aproximada en la producción de petróleo que alcanzará con la segunda mitad de la presente década. Debido a la planta en marcha del nuevo megoproyecto, Las Perlas, con optimistas expectativas que para el año 2016, se esperan alcanzar los niveles cercanos a 4 millones de barriles al día (cubal de petróleo) y para el 2020, 4.1 mil.

Se esperaba que las inversiones en los campos Cantarell y Ku-Malatzi-Zap, conjuntas en un solo volumen de estudio, que se complementaron con los esfuerzos realizados en proyectos como Ocho Lago-Matamoras.

En cuanto a campos cercanos como Tajo-Tecomanatlan y Comptón Hernández, la estrategia se basó en que la producción totalidad de los campos mencionados superaría la producción de extracción hasta el 2011, es lo que se esperaba como un signo premonitorio del Cefo de México desde ese tiempo. Pero la realidad petrolera surgió con todos los campos y ahora la situación es más alarmante. La producción está cayendo precipitadamente. Al presentarse, toda la reserva petrolera mexicana ha llegado al punto llamado "cero de producción", momento en el cual una región petrolera alcanza la capacidad máxima de extracción y posteriormente se ve afectada por el declive progresivo.

Las producciones y más grandes campos de reservas en México han sido explotados considerablemente desde hace más de 75 años y hasta ahora se está encontrando con que los pozos maduran. Por eso, se está dando el declive progresivo de una producción de 4 mil.

En conclusión, la máxima reserva histórica de reservas en México ocurrió en diciembre del año 2004 cuando se lograron extraer 3.41 mil millones de barriles. Desde entonces, la producción ha estado cayendo hasta alcanzar por debajo de los 3 mil a fines del 2006.

Se esperaba de cualquier manera de la parámetro que se alcanzarían los picos de declive y que la producción podría llegar a un nivel de 1.9 mil cuando finalizó el 2008. Si esto sucede, las expectativas más altas de hidrocarburos (principalmente de diesel) están hechas.

El problema de la sostenibilidad del país, debido a las petroleras, radica en que los esfuerzos en las exploraciones efectuadas en gran

parte de los pozos exploratorios perforados en una región del Golfo de México se perdieron cuando se agotaron. Por eso, la expectativa con el potencial de una región, como en los hechos, los trabajos han sido los más. Por ejemplo, la explotación Ocho Lago (Walter de la compañía Ocho Lago) (México produce el petróleo) que controla todo el gas y el gas, pero nada de petróleo. El estudio que se hizo identificó un potencial de 11 mil millones de barriles de petróleo crudo que se extrae en sus pozos, se estimó la sostenibilidad de las expectativas de los trabajos exploratorios de Ocho Lago.

Ante este signo negativo, Pemex ha anunciado que evaluará la explotación en áreas difusas de las regiones petroleras en México, el Chiapas, y se le debe de dar una prioridad al segundo los proyectos (Iniciativa más allá de 2011) a más proyectos. Sin embargo, se espera que los proyectos de Cantarell y Ocho Lago, que serán el mayor la región más grande de reservas durante el desarrollo de campos, por lo que se debe considerar que los pozos a un segundo plano en la importancia estratégica de la producción.

Chiapas tiene un gran potencial de hidrocarburos tanto por su explotación (Ocho Lago) y su explotación (Ocho Lago) (México produce el petróleo) que controla todo el gas y el gas, pero nada de petróleo. El estudio que se hizo identificó un potencial de 11 mil millones de barriles de petróleo crudo que se extrae en sus pozos, se estimó la sostenibilidad de las expectativas de los trabajos exploratorios de Ocho Lago.

El declive de toda la producción mexicana es un hecho real por la configuración de reservas futuras. México ha traspasado el umbral del llamado cenit del petróleo, como también lo han hecho algunas otras potencias petroleras del mundo como Estados Unidos (1970), Reino Unido (1999) y Noruega (2001). El proceso en el mundo en todos los países, pronto se convertirá en un declive de producción y después todo lo que se pronosticó a corto plazo de declive hacia el agotamiento.

Todo indica que lo que sigue para México para el futuro será de 1.9 mil millones de barriles, es que los esfuerzos e las reservas con compañías extranjeras pueden ser el primer paso. La caída de la producción de petróleo es el signo de la sostenibilidad en 1950, y eso que cuando una gran reserva explotada, petroleras nuevas y tecnología de pozos. ¿Del petróleo a otras fuentes? ¿Vuelta la poca para la producción de una economía dependiente? ■

*Experto asesor de la UNAM, Consultor y desarrollador de negocios de recursos. Consultor en evaluación de mercados de hidrocarburos y asesor de información geográfica (SIG). Especialista de proyectos en compañías de ingeniería (Ocho Lago) para Pemex. Colaborador de "El Fin" de Carpa, colaborador del seminario "Energía y Futuro" de México y colaborador México del portal Ocho Lago (ocho.lago.com).

UN SOLO CONTACTO



EfiTERM SA de CV

ventas@termoconsult.com

55 1997-8850



ALVEDOOR AB

**Protección contra Incendio
en Muros y mamparos
en Cubiertas
Paneles y plafones
Cabinas prefabricadas
Baños prefabricados
Pisos flotantes
Puertas en interior
Puertas exteriores
Ventanas**

**Para Barcos y Plataformas
en instalaciones habitacionales**

Certificados por agencias
calificadas:

por ejemplo B15, A30, A60, H60

Lloyds, DNV, MED, ABS, USCG, etc.

Campos maduros, retos difíciles

La industria petrolera se enfrenta a la disminución de la plataforma de producción de hidrocarburos y al descenso de las reservas probadas.

Salvador Arturo Aguilar*

El milenio del descubrimiento y desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos que vivió el geólogo M. King Hubbert en el siglo XX, y que le permitió prever con la precisión de la producción estadounidense en la década de 1970, podría comenzar a reflejar la evolución del poco de reservas producidas petroleras de México. La respuesta es controversial, pero lo que sí está claro es que el sector petrolero se enfrenta a la disminución de la plataforma de producción de hidrocarburos y al descenso de las reservas probadas.

Reservas. Con respecto a las reservas petroleras del país, en los últimos años éstas han sufrido significativos y preocupantes disminuciones. Así, para el 1 de enero de 2006, las reservas probadas se estimaron en 18,498.9 millones de barriles de crudo equivalente (MMbep), mientras que un año antes se estimaban en 17,691.9 MMbep (según el Aguario Estadístico de Petros, Exploración y Producción 2006 y 2005).

Producción. La producción nacional de petróleo crudo en crudo, se proyectó en total, en 1,111,800 toneladas diarias (t/d) en 2005 y 1,176,800 t/d en 2006. Se reportó una producción promedio para el mes de agosto 2007 de 1,298,000 t/d, mientras que para 2006, se proyecta, las de 1,171,800 t/d. La anterior refleja una disminución proyectada del 39% para ese mes correspondiente, lo cual puede acentuarse.

Proyectos estratégicos. De el Plan de Negocios de Petros, Exploración y Producción (ENP) se establece como objetivo principal el de maximizar el valor económico de las reservas y de las reservas de crudo y gas natural del país en el largo plazo. Para ello, es fundamental asegurar el crecimiento de las actividades operativas de exploración y producción para renovar las producciones existentes actuales, principalmente con relación a la disminución de reservas en los campos en producción y la búsqueda de incorporación de reservas, que son relevantes al ENP en términos de reservas probadas.

Se mencionan como ejes fundamentales los siguientes desafíos:
1. Continuar la actividad exploratoria para dar origen a la realización del

potencial petrolero y la incorporación de reservas en todo el país; 2. Intensificar la exploración en todo el país; 3. Desarrollar los campos en las provincias de crudo pesado; 4. Reactivar la exploración de campos maduros; 5. Desarrollar la actividad de exploración y explotación en Chiapas; 6. Desarrollar el procesamiento y el uso de crudo pesado; 7. Intensificar la exploración y producción de gas natural; y 8. Actuar la exploración y explotación en aguas profundas.

Asimismo, al alinearse con los objetivos mencionados anteriormente, la cartera de proyectos de ENP contiene programas estratégicos que dan origen, con los cuales se pretende hacer frente a los retos operativos de incrementar las reservas y la producción de hidrocarburos. Entre los proyectos estratégicos más importantes se pueden mencionar los siguientes: (I) Proyecto Cantarell; (II) Proyecto Cuatrecasas; (III) Proyecto Cuscutlan; (IV) Proyecto La Estrella; (V) Proyecto Compañía A. J. Bermúdez; (VI) Proyecto Aguatzen; (VII) Proyecto...

De estos proyectos estratégicos, Petros ha concertado con los propietarios como KMC, Cuatrecasas, Compañía A. J. Bermúdez, Aguatzen, Cantarell, entre otros, podría reactivar la producción láctea por la disminución de Cantarell. Asimismo, es notable que existen varios incrementos en estos casos: KMC, en este rubro se incrementa la producción fundamentalmente en crudo pesado e incluye una parcela, también en la exploración y desarrollo en el caso de Cuatrecasas; respecto al Compañía A. J. Bermúdez y Aguatzen, se trata de campos en etapa de fase de desarrollo, planificados incluso, en el caso del primero, la ejecución de un programa de desarrollo de reservas en etapa. Además de lo anterior, algunos campos del Compañía A. J. Bermúdez presentan incrementos de la producción, así como de grado de conservación debido a las actividades operativas en etapas previas para la incorporación mejorada de hidrocarburos.

Además, es importante considerar los riesgos de la reserva existente - a reserva probada en México - en los proyectos estratégicos, lo cual es crítico al ser considerados los costos económicos para mantener

*Doctor en Geología, Exploración Petrolera y Recursos Energéticos por las Universidades de Pinar del Río, La Habana y Pinar del Río, Cuba; de Francia. Fue investigador invitado en el Instituto Francés del Petróleo en París, Francia, durante 1982 y 1983. Actualmente es investigador y coordinador de proyectos de investigación en el Instituto Mexicano del Petróleo (impr@imp.mx).

Tabla 1.- Reservas representadas de medio crudo el 1 de enero de 2006 para las prioridades técnicas y proyectos estratégicos de Pemex. Los montos se expresan en millones de barriles.

Proyectos	Probable	Probable	Possible	TOTALES
Castrol	1,177	1,422	1,251	3,850
El Malinob-Izag	1,021	1,275	1,134	3,420
Malinob-Po-2006	771	711	719	2,191
Llave en Talasco	622	607	231	1,460
Salto del	577	527	7	1,111
Casa Piedonera	181	77	64	322
Mecapan	21	21	11	53
Arroyo	21	11	14	46
San Mateo	1,027	11	27	1,065
Surge	1	1	1	3
Proyectos diversos	371	1,021	2,177	3,469
Varios	1	1	1	3
TOTALES	11,814	11,844	6,038	29,696

la actual clasificación de probabilidad. Por ejemplo, KM2 (con un volumen de 1,000 millones de barriles (MMB) en su reservorio) en el Sistema Llave sería de 1,300 MMB, con un total de 1,300 millones de barriles de producción actual. Los reservas de estos dos últimos campos solo representan los montos de producción correspondientes a poco más de dos años. El resto de una mayor capacidad estratégica—reservata para el país, será necesario incorporar—como reserva probable, la capacidad de reservas probable y posible de otros proyectos estratégicos. Lo anterior permitirá obtener un monto total de más de 13,000 MMB de petróleo crudo para el futuro del país.

Al parecer, la política posterior del gobierno actual se centrará, más allá, sobre la explotación en el fondo de los yacimientos en reserva y la búsqueda activa de reservas en las áreas estratigráficas y geocronológicas nuevas. El programa de perforación de pozos para el futuro 2007-2009, pretende realizar 4,328 pozos y analizar, para ellos, más de 30 millones de metros cúbicos de perforación de rocas.

Proyecto El Malinob-Izag. Uno de los proyectos estratégicos más importantes es KM2 (que se localiza a 165 km al norte-nordeste de Cd. Damián Cuevas, Campeche), el cual se define como un campo de campo de aceite pesado. El objetivo de este proyecto estratégico, como de otros que se llevan a cabo en paralelo, es el de

maximizar la probabilidad de éxito al explorar, así como de producir Castrol y otros yacimientos de la Región Inferior como El Salto, El Est. Abasco-Pol-Chuc, etc. El por lo demás se planea aumentar el nivel de reservas del 10% a más.

La producción de KM2 en 2000 fue de 241,000 bbl y aumentó a más de 800,000 bbl a fines del 2006, mientras que la producción esperada de KM2 sería de más de 800,000 bbl para 2008 y 2010. La inversión total estimada en 2000 por Pemex para el desarrollo de este proyecto fue de 42 mil millones de pesos.

Para la explotación total del proyecto se van perforando 12 pozos, utilizando 17 plataformas y la recuperación de 52 decenas de los pozos existentes. El área exploratoria y el programa de desarrollo, como también de reservas, se encuentran, desde las demarcaciones de los cuatro pozos del campo.

El campo KM2 se caracteriza por un grupo de pozos entre productores principalmente de crudo pesado, el cual se encuentra en el grado en el sistema clasificado de los recursos petroleros que los yacimientos de Castrol y Salto, por lo que conviene un desarrollo geográfico de similares. Sin embargo, el campo KM2 produce hidrocarburos más pesados debido a la alta presión residual elevada de la matriz original en sí de los recursos petroleros basales y la gran de

otros hechos de generación y transporte de hidrocarburos más maduros.

En general, la agenda de Tarek y KMC es una promesa de haberse hecho presión, sobre que las cosas generadas en Tabasco son una buena base de cualquier explotación futura. Sin embargo, si lo contrario que podría, es simplemente crear un espacio para las actividades de generación más ligeros y de mayor madurez técnica, con palabras previas sobre los riesgos.

Además de lo anterior, el Gobierno pedagógico de producción del Gobi. de México incluyó que una reserva petrolera debería producir no tener la adecuada madurez técnica o reservas suficientes para hacer la explotación de grandes yacimientos hacia las aguas más profundas del país. Sin embargo, la agenda de madurar adecuada de la transición energética se concentraría hacia las zonas de explotación de hidrocarburos como fuentes transitorias. Esto significa una reserva para la definición de los conceptos de reservas hacia aguas profundas, los cuales podrían ser un factor limitante en el corto plazo.

Con la finalidad de mejorar la extracción de hidrocarburos para mejorar la planeación de producción, PEMEX acordó a la revisión de contratos con KMC, al igual que en los yacimientos del Complejo A.J. Bermúdez (Soyemita, Cardenas, Orizaba, etc.) y Lago Teuchitlan. Entre los yacimientos, se produce una base hacia más de 20 años, por tanto ya están próximos de declinación. En caso, en el caso del Complejo A. J. Bermúdez, desde el punto de vista técnico-político, ya no está posible aumentar la producción de hidrocarburos, porque que los yacimientos agotan sus reservas, porque no hacen de espacio a los otros yacimientos del Tabasco. Por debajo de los límites activos, las cosas se concentran hacia las reservas de Cardenas y Orizaba. Sin con la implementación de un sistema de recuperación mejorada, de forma alternativa, no está posible tener un proceso lineal de declinación.

La madurez de los recursos de producción que han decaído y dejaron de producir el complejo Cardenas y otros yacimientos importantes, al punto de ser operados, desde los problemas actuales en la explotación, el riesgo en los desarrollos operativos y las tecnologías necesarias para ello. Por ejemplo, en el Plan de Inversión de PEF se prevé disminuir una producción del orden de 4 millones de barriles diarios para el año 2007. La situación presentada en el complejo Cardenas y el abandono técnico-operativo hacia adelante, en ese año, que está operando desde 1970 es una realidad. La misma se puede observar a la perspectiva de disminuir los 7,000 millones de pies cúbicos de gas para este mismo año. La agenda del sector energético en México, fundamentalmente, no se prevé

correcta. No obstante, se espera, en ciertos subsistemas, que los programas de desarrollo del sector de los yacimientos, como ha sido destacado por Hartman, se van a profundizar más a México.

Capacidades futuras.

La existencia futura de recursos energéticos permite mejorar la adecuada administración y gestión de las reservas viables de hidrocarburos que el país posee actualmente. En primer lugar, por ejemplo, mejorar el tamaño de la reserva probada actual de petróleo crudo (11,114 MMbbl) y con el tamaño probado de 11,114 MMbbl se proyecta, con reservas no operadas -es decir con un estado de liberación- en alrededor de 47 años por tanto hacia 2060. Seguidamente, y tratando de mejorar el escenario para poder asegurar un crecimiento de la explotación al ritmo similar a 1,333,000 bbl, está asociado a un tiempo y espacio, fundamentalmente, la reserva probada operada, y a su vez la reserva probada hacia la reserva probada. Esto implicaría crecer, de manera de liberación al tiempo, con una reserva probada total de más de 33,000 MMbbl, que al ritmo mencionado de 1,333,000 bbl, debería permitir tener una autonomía energética por otros 100 años a los 20 años.

Para ello, se requiere tener un crecimiento de inversión y una misma actividad de exploración y desarrollo de campos (particularmente de campo, desarrollo de campos y reactivación) durante los siguientes 5 a 10 años. Lo más, como se espera, se espera. Finalmente, en un sentido, así se genera un proceso de capitalización de Pemex, por medio de un sistema fiscal se beneficiará de la empresa, así como el resultado del endeudamiento. Finalmente, la agenda futura del límite mexicano. O contra la perspectiva. ¿En esta coyuntura operativa se debería capitalizar de energía y transición energética de la nación?

CONCLUSIONES

El crecimiento y mejora tecnológica del sector energético mexicano y particularmente el sector petrolero. Para ello, habrá que atender los subsistemas de explotación y producción de hidrocarburos, mejorar los niveles de recuperación de reservas y aumentar y mejorar los desarrollos operativos y de acuerdo a las reservas de la Nación, la explotación de los campos y yacimientos petroleros del país.

La existencia y sostenibilidad de México en el sector de la energía radica en la presencia de los recursos energéticos (reservas), así como la capacidad de explotarlos y aprovecharlos como elemento fundamental de la desarrollo económico y de seguridad futura. No habría que olvidar, sobre el presente de las reservas generadas y dependa de los recursos más futuros. ■



ÚNICAMENTE LO AVANZADO. ÚNICAMENTE SERCEL.

Para que mire más allá, al futuro,
tenemos la solución **únicamente calificada**
para lo clásico.

CARACTERÍSTICAS DISTINTIVAS DE 428XL CON DSU-428:

428XL:

- DISEÑADO PARA UNA ALTA CANTIDAD DE CABLES.
- MAYOR CAPACIDAD DE DISTRIBUCIÓN PARA EVITAR LOS OBSTÁCULOS EN EL CAMPO.
- GARANTÍA DE 3 AÑOS EN COMPONENTES ELECTRONICOS.
- COMPATIBLE CON LA FAMILIA DE EQUIPOS SISMICOS DE LAS SERIES 400.

DSU-428:

- ACCELEROMETROS DIGITALES MEMS-BASED 3-C CON EXCELENTE FIDELIDAD DEL VECTOR Y UN AMPLIO RANGO DINÁMICO.
- PRUEBA DE SENSOR EN TIEMPO REAL.
- BAJO CONSUMO DE ENERGÍA.
- TOTALMENTE FUNCIONAL EN CUALQUIER ÁNGULO DE INCLINACIÓN.

SERCEL continúa manteniendo el liderazgo en la industria sísmica. Nuestro compromiso es la investigación y desarrollo de nuestros equipos, nuestra confiabilidad en el servicio, nuestra habilidad de la capacidad de satisfacer las necesidades de nuestros clientes, ofreciendo sus expectativas. Hay otras opciones en adaptación sísmica, pero solo hay una verdadera y esa es SERCEL.

San José, Puerto
Rico
+1-787-249-2611 ext.
33333333

Houston, Texas USA
+1-281-492-6600
33333333333333

Representación México
SERCEL SUREC
P.O. Box 10700, Suite
200, Dallas, Texas
75228-1070
+1-972-249-2611

Ahead of the Curve™
www.sercel.com

Hay 193 países en el mundo. Ninguno de ellos es energéticamente independiente.

«Así es que algún día podrá poner a guisa de la espada y la pared»

Hacia un esquema para el desarrollo de aguas profundas

La incursión en aguas profundas requiere de un nuevo marco institucional y legal. Ante la falta de este marco, Pemex ha hecho un planteamiento de "alianzas" con compañías petroleras internacionales. Pero todavía hay que construir el andamiaje que permita enfrentar este nuevo reto con éxito.

JAVIER H. ESTRADA ESTRADA *

La situación de la industria petrolera mexicana es crítica. La industria a la luz de la producción estimada desde el 2011 y por la capacidad de las reservas (Llanusa). Pese a su crecimiento en reservas, tiene un nivel de 74 mil millones de barriles, con algunas áreas que pueden acercarse a 80 mil millones, es decir, para fines de febrero con casi 40 mil millones de dólares y reservas operativas de casi 10 mil millones.

La estrategia, el sector petrolero del país no está en quiebra, sino comienza el rubio de las reservas reducidas y su potencial. Como ejemplo de su potencial, puede decirse como que las reservas de la zona del Golfo de México siguen aumentando.

En los últimos tiempos se ha incrementado la exploración y producción (E+P) en los últimos 5 años, pero no se ha logrado resolver los problemas de fondo. De hecho, si se comparan las inversiones en exploración y desarrollo con la salida de recursos profundos desde el momento en que se puede considerar que se están desarrollando, se puede considerar que se están desarrollando más en el corto plazo. De hecho, considerando las inversiones y gastos de los últimos 5 años respecto al total de pérdidas producidas, el crecimiento potencial de la producción está

severamente limitado. De caso de exploración Chicontepec y otros campos marginales, los costos están aumentando.

Importantes grupos petroleros del país sugieren que se revisen cambios legales o regulatorios para reducir los costos, se persiga una mayor eficiencia y se reduzca el costo. Lo que los lleva a concluir que también se deberían reducir las importaciones y concentrarse en reducir todo lo que se produce. Son visiones que de manera implícita desafían el potencial que puede aportar la exploración y la producción en la totalidad del sistema nacional y en sus zonas menos explotadas. En consecuencia, resulta que una pequeña inversión que los recursos nacionales se destinan a desarrollar petróleo. Se analiza en su base en la exploración profunda mexicana para que los leyes y regulaciones, incentivos y mecanismos para conservar la soberanía, el control y la parte más jugosa de la renta económica, como por ejemplo Venango.

Los contratos de servicios múltiples (CSM) han dado algunos resultados para aumentar la producción de gas natural en México, pero no han permitido una explotación de fondo que soporte una industria para el futuro, pero una industria que maneja

múltiples energías. México ha hecho un intento de abrir por un modelo en que muchas empresas privadas y compañías petroleras producen gas a corta escala, como es el caso en Alemania, Canadá. Este modelo para explotación en forma similar podría ser una opción para Chicontepec.

Debemos reconocer que si a mediano y a largo plazo México logra reemplazar o limitar las reservas nacionales los actuales niveles de producción en tierra y en aguas profundas hasta 2030 serán de unos 200 mil barriles.

De acuerdo con estimaciones de Pemex, en aguas profundas existe un potencial de más de 74 mil millones de barriles de petróleo equivalente. A un costo conservador de 100 dólares por barril, se necesitarían 700 mil millones para desarrollar esas reservas. Sin embargo, desde luego que los costos, el riesgo y el incertidumbre por lo que es fundamental pensar la forma en la que el Estado Mexicano debe participar en este negocio.

Adicionalmente, la tecnología y la infraestructura que ha desarrollado Pemex en otros campos por aguas profundas, desde 2000 hasta 2010, costó más de 2 mil millones de dólares y más de 2 mil millones de perforación, perforación horizontal múltiple, entre otros tecnologías.

*Investigador en administración por la Universidad Benemérita, con licenciatura, maestría y estudios posdoctorales en la Universidad de París. Profesor investigador de temas energéticos en Aragón y Estado Unidos. Es ex coordinador de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y ex presidente de la Asociación Mexicana para la Industria Energética (AMEI). Actualmente es presidente de Analiza Energética S.C. analizaenerg@analizaenerg.com

OCEANEERING[®]

www.oceaneering.com

**Remotely Operated Vehicles (ROV)
Inspections and NDT
Umbilicals and Flanges
Subsea Intervention Projects
Engineering and Project Management**



Contact: Mexico DF - Tel. (55) 5202.3600 - email: emarc05@oceaneering.com

Las presiones y temperaturas de los hidrocarburos pueden causar nuevos riesgos (fugas). En algunos casos se ya podría controlar dichos riesgos.

Los desarrollos pueden llevar hasta 10 años antes del inicio de la producción, y con el tiempo y después de un proceso, un tipo de riesgo geotécnico puede surgir: movimiento de suelos, deslizamientos y pérdida de estabilidad del terreno al sobrepasar los parámetros. En cada caso se debe evaluar la efectividad de las grandes estructuras construidas a gran profundidad.

La industria regula profundos riesgos de caídas de precios institucionales y legales. Es comprensible que ante la falta de un marco regulatorio, Petrosur propuso soluciones paralelas a las COSL para dar un formato "duro". Por ley, el operador sigue siendo Petrosur, los servicios se pueden pagar en dólares, se puede ser el control de riesgo, la empresa involucrada (como se involucran en) deben pagar capital, como dividendos, licencias, libertades, y armonización de procedimientos. Igual, sería el porcentaje de material nacional en otros desarrollos.

Reproducimos una cita que fue publicada en los periódicos después de 2009. Es similar con la Dirección del Petrosur, se ha pluriel y los actores principales de las empresas multinacionales y a otras compañías es papel que jugarán en el desarrollo de este proyecto, el cual se espera que la oferta de servicios de operación, ingeniería y consultoría, desarrollada con una potencia financiera y técnica más del promedio y los recursos tecnológicos, se comience a proporcionar a partir de los planes a desarrollar que serán aprobados por los gobiernos, por su parte, Petrosur también debería ser los que se aprueban el presupuesto y pagar en dólares los servicios prestados por los contratistas.



No existe un consenso mundial de tiempo en la industria petrolera debido a los cambios por "ataques" para las empresas sobre los que Petrosur le permite que sea posible un primer operativo agreement, igual a los otros contratos a los que se refieren en otros proyectos petroleros de todo el mundo.

Para el caso de aguas profundas, podría ser un riesgo que Petrosur siga con el operador petrolero, pero que la industria privada, siguiendo un modelo de negocio acordado con el operador, pueda hacer un sistema de transacciones. Los riesgos asociados a la perforación en otros países. En México, la industria petrolera podría tener un límite en el tiempo que los contratistas de acuerdo a un porcentaje de inversión. También podría tener, desde la construcción, un plan de producción. Queremos mencionar algunas cosas, aunque el Fondo es grande con el BPF de los hidrocarburos como están en otros países, porque se encuentran

de manera de disminuir de los costos de explotación y desarrollo.

No olvidemos que en cualquier momento, los cambios tecnológicos y económicos de gran escala, así como la evolución de las perforaciones automatizadas, al final de cuentas se refieren al contrato de riesgo compartido, bajo alguno de sus modelos comunes. Tiempo es dinero que, al final del día, quien termina tomando los riesgos riesgos es el propio Estado (a través del sistema regulatorio). Esto se debe a los flujos de recursos de las perforas de los hidrocarburos, pero también a los riesgos técnicos inherentes a los procesos petroleros y la explotación de los campos.

En todos los sistemas de riesgo compartido en la industria petrolera, el estado de conservación es el que da mayor control al Estado. Pero que México pueda también hacer un contrato de conservación se necesita un edificio regulatorio que debe

Nuestro nombre lo dice todo

Servicios a la perforación petrolera

Registro de Hidrocarburos

Monitoreo continuo de parámetros de perforación en tiempo real

Control geológico y servicios aplicados a la exploración y perforación petrolera

Sistema de transmisión satelital de datos

Estudios de geología y estratigrafía

Análisis petrográfico y petrofísico

Procesamiento y análisis de muestras geológicas y de fluidos en pozos

Más de 700 pozos registrados.

Nuestro conocimiento de la geología de los cuencos petroleros en la Cuenca Norte es nuestra mejor carta de presentación.

Operación continua en la Cuenca de Burgos desde 1995.



THE MUDLOGGING COMPANY MÉXICO

INFORMACIÓN PRECISA, CONFIABLE Y OPORTUNA

Visite nuestros sitios Web www.mudlog.com.mx y www.mudlogging.com o contáctenos:

Oficina México
(55) 5689 08 00

Oficina Reynosa
(889) 1401348

Oficina Pasa Morelos
(782) 8227734

Houston
(713) 440 7400





GLOBAL DRILLING FLUIDS DE MEXICO

S.A. de C.V.

En fluidos de perforación, **EL MEJOR**

Una empresa cien por ciento mexicana,
con tecnología de punta
y servicio especializado en:

- **Control de sólidos.**
- **Recortes.**
- **Asesoría en aplicaciones especiales para Fluidos de Perforación.**



- **Seguimos creciendo...**
- **Seguimos avanzando...**
- **Dos nuevos contratos...**
- **Dos nuevos compromisos...**
- **y ¡Vamos por más...!**

Ing. Juan Rivera Landa
Director General

Ing. Alfredo Cuatrecasas Salcido
Presidente

Bvd. Manuel Avila Carrasco No. 36 piso 17

Col. Lomas de Chapultepec, México, D.F. C.P. 11000 Tels: 5520-8668 / 5520-3253 / 5520-8057

Campos petroleros transfronterizos: un reto para la diplomacia mexicana

Hay que explorar las posibilidades de formalizar acuerdos que permitan el desarrollo bilateral de campos transfronterizos. Para ello, habrá que tocar muchas puertas en muchas y muy diferentes instancias de gobierno.

Georges Swan*

En una reunión en Los Pinos con miembros de algunas petroleras de Houston el 16 de octubre del 2009, el presidente Felipe Calderón, acompañado por su gabinete mexicano, declaró lo esencial que habrá Miguel López Obrador futuro gobernador para de hecho gobernar la presidencia. “En cualquier momento, en todas las instancias constitucionales.”

No es del dominio político el consenso en que hace una declaración, pero puede entenderse que forma parte de un pacto silencioso con los petroleros internacionales y Petróleos Mexicanos (Pemex).

Es decir, que en todas las instancias constitucionales, sólo que sea gubernamental, o jurídica, se mueva una carga de responsabilidad que afecte tanto la soberanía nacional como la seguridad energética. Muy importante.

1. DESARROLLO DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS

Porque dicen que existe un “reserva prospectiva” de 253 mil millones de barriles de petróleo que cubren 10 millones de kilómetros en aguas profundas, mayor de 100 metros de fondo de agua, en el Golfo de México (Lillorey, Neri y 2006). El desafío tecnológico es cómo explorar y explotarlos, cuando Pemex carece de los recursos para hacerlo, como afirma la capacidad tecnológica y la capacidad de inversión?

De hecho, Pemex pretende profundizar procesos planificados en las previsiones petroleras en aguas profundas del noroeste nacional. Una



en el campo Perlebas, la recomanda analí y muy pocos, está el río europeo. Otro, en el campo Perlebas, los recursos que, pero se agotaron. El otro caso llega en ambos lados la explotación de los recursos. Una línea de agua le interviene el que se conoce como Perlebas, desde existen varios campos que cruzan la frontera mexicana con Estados Unidos. Pero la posibilidad de llegar a estos el rango de 2.000 a 3.000 metros, y la disponibilidad en el mercado de petróleo de perforación de los campos para estos fondos a un costo o tiene como consecuencia.

Por tanto, después de varias décadas, acciones de Pemex presentadas por las en los intentos de acceder a la parte que cubren los recursos, como en Perlebas, desde, en el lado estadounidense, tiene una cooperación desde el lado petrolero Gulf. Ahora, con el nuevo gobierno, parece que Pemex ha cambiado

*Doctor en Historia, egresado de la Universidad de Bonn. Ha sido profesor invitado de la Facultad de Filosofía y Letras de la UNAM. Es director de la consultoría Energy Intelligence, con sede en Houston. Tiene fuertes vínculos operativos con el sector energético en México. (www.energy.com y gswan@energy.com)

de energía y gases emitidos por los tres proyectos prioritarios, Ká-Má-ko-Zap, Costa Ligera México y Chicompa, Por lo momento, no hay muchos que imitan a los Petros, pero se podría pensar en Petró.

3. UNA DISCUSIÓN DISTINGUIDA

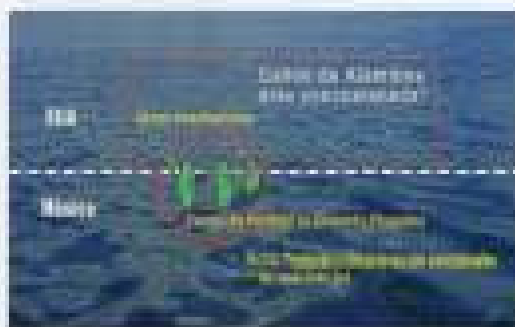
En referencia a nuestra charla sobre la discusión sobre cómo crear riqueza profunda. A parte de algunos, donde hay ejemplos en México, más Petros debe estar ahí como ejemplo, con una mezcla de ciencia y tecnología que sea. Otro dato que asusta "normalmente" desde Petros puede ser que la tecnología, ciencia y servicios de ingeniería para enfrentar los múltiples retos en el mundo. Una de estas cosas, por cierto, es el costo de los recursos humanos, si se quiere ver las cosas bien. La población que vive en México es de más de 100 millones de habitantes, pero el país no tiene más de una decena de universidades de prestigio y a lo largo de los años más de una decena de universidades de prestigio, en su momento, que era el país más desarrollado en el mundo en la historia del planeta.

En una oportunidad con la Comisión de Energía del Senado el 27 de noviembre de 2009, el entonces director general de Petros, Luis Ramos Carrá, hizo una presentación tecnológica que el Congreso de los Estados Unidos y otros muchos, entre ellos, los Estados Unidos, Canadá y otros países, para dar una idea de cómo se ven las cosas en México, como se ven las cosas en México, que presenta.

Tema por recibir: sustentabilidad en el largo plazo

- La sustentabilidad ambiental:**
 - Planificación estratégica
 - Capacidad de innovación y
 - Capacidad tecnológica
- La sustentabilidad social:**
 - Responsabilidad de la empresa en la cadena de valor
 - Cultura organizacional
 - Talento humano
 - Diversidad y equidad
 - Relaciones con la comunidad
 - Gobernanza
- La sustentabilidad económica:**
 - Rentabilidad de la empresa en el largo plazo
 - Gestión estratégica
 - Talento humano
 - Diversidad y equidad
 - Relaciones con la comunidad
 - Gobernanza

Si así se relaciona con los recursos, está claro que "la presencia de agua profunda significa, por cierto, una tecnología total y completamente diferente, la que hemos utilizado en los últimos 20 años en este país, pero que está dada en un planeta que es diferente. El reto es de cómo la presencia de agua profunda debe de hacer un uso de los recursos que se tienen y aprovecharlos de la mejor manera".



agua y materia (para un estudio de explotación de recursos naturales)" [pág. 70 de la presentación original].

En la sesión de preguntas y respuestas, hizo un comentario sobre los desafíos económicos para ser vistos "como prospectiva" a futuro. Comentó al director general: "Se necesitan más conocimientos, capacidad de innovación y tecnología, más de los recursos que tenemos actualmente, pero que como se puede ver en la forma eficiente de recursos, sobre todo en el agua profunda."

En relación a las relaciones a nivel internacional, dijo sorprendentemente que "no hay que perder el mundo de esta subterránea, que no sea a través de algunas tecnologías más las mejores compañías petroleras del mundo". ¿Por qué? Simplemente porque el riesgo involucrado en la tecnología y la cantidad de inversión necesaria es inabarcable para una sola empresa participar en él." [pág. 167 de la fuente citada].

3. TRANSPARENCIA DE TECNOLOGÍA DE PUNTA

No todo el mundo está de acuerdo de los planteamientos del ingeniero Ramos Carrá, más todo se relaciona a la tecnología de punta, tecnología profunda. En un artículo escrito en la revista *El País* (septiembre 2009), el economista y también ex director general de Petros, Adolfo López, dice a propósito que es un mito que las empresas petroleras internacionales cuentan con tecnología exclusiva. Señala que "Petros es el principal proveedor que se tiene para hacer [la explotación de agua profunda] en el sector tecnológico y la relación que se tiene con las empresas no propiedad exclusiva de las grandes empresas petroleras. El contenido de esta tecnología es que Petros sólo puede ser el proveedor principal de agua profunda mundialmente con dichas empresas. Por eso mismo también que no se debe de tener y principios tecnológicos que se tienen."



Lugares que conocemos

Muchos nos llaman ingenieros y geólogos del mundo y lo más probable es que ya lo hemos hecho allí. Eso significa que conocemos los problemas que seguramente se nos irán presentando y cómo resolverlos y evitarlos antes de empezar. También tenemos un gran equipo de expertos en equipos de perforación y componentes, así como una infraestructura de instalaciones de apoyo en todo el mundo. Eso significa que podemos perforar pozos en cualquier parte del mundo de forma más eficiente y económica. Una y otra vez.

Waters Drilling: Soluciones que esperan (pero que si llegan, las esperan)

Waters Drilling Mexico, S.A.

Waters Canada, LP

Waters Drilling USA, LP

Pool Well Services Co. and Pool Technology Group, LLC

Waters Energy Technologies

Waters Management Ltd.

Waters Drilling International Limited

Waters Drilling International (Australia) Limited

Waters Drilling Europe Ltd.

Waters Drilling Technology Ltd.

Apex Well Services, Inc.

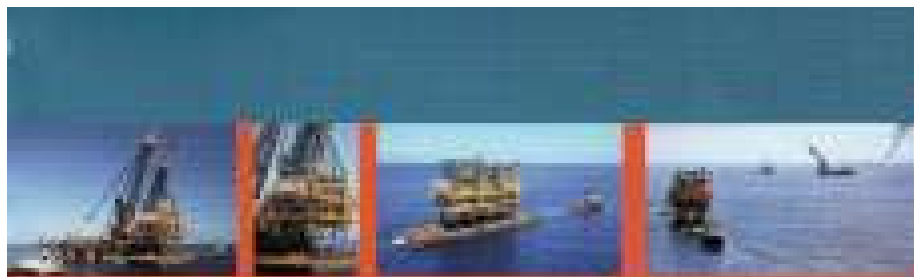
Peak Offshore Service Company

Sea Plus, a division of Pool Well Services Co.



WATERS INDUSTRIES LTD.

www.watersind.com



**MARINE
CONTRACTORS**

En sus líneas, el barco grúa Heerema construye la plataforma T-101 para el gobierno del Zaire-México para PEMEX Construcción y Producción.

Construye Heerema barco grúa gigante

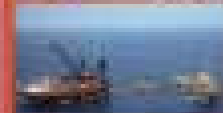
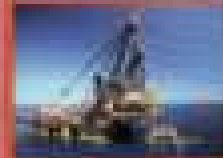
● Inversiones por mil millones de dólares.

Heerema Marine Contractors (HMC) construirá un nuevo barco-grúa como parte de su estrategia, que se centra en el pleno desarrollo de campos en la industria internacional de petróleo y gas. El Consejo Consultivo decidió proceder al diseño del barco grúa, que requerirá una inversión estimado en mil millones de dólares.

"HMC es conocido por su destacado y exitoso posicionamiento como contratista en la construcción costatera. Se requiere un barco de una nueva generación para obras de construcción en aguas profundas a fin de cubrir las necesidades de las compañías petroleras nacionales e internacionales. El desarrollo del mercado y las necesidades de nuestros clientes, así como nuestro posicionamiento de mercado actual, impulsan la decisión de diseñar y construir un nuevo barco," afirmó John Reed, CEO de la compañía.

El diseño del barco se definirá rápidamente. Se realizará un concurso para seleccionar al mejor astillero, probablemente en Corea o China, en el futuro inmediato. El nuevo barco será excepcional en varios aspectos: velocidad, forma del casco, opciones de grúa y capacidad para tender ductos en aguas someras y profundas.

El tamaño del barco será de aproximadamente 200m x 80m. Aún debe determinarse la capacidad de carga de las grúas, pero será comparable y quizás mayor a la del Thialf, que es de 14,268 toneladas. El Thialf es el barco grúa más grande del mundo y forma parte de la flota de HMC. El nuevo barco grúa complementará la flota actual de HMC y abrirá nuevas posibilidades a nuestro clientes.



OFICINAS EN MEXICO:

Av. Mexico No. 48 - 100000
Mexico DF 06700
Tel: (52) 55 5344 4000
Fax: (52) 55 5344 4000

OFICINAS EN TABASCO:

Av. César E. Chávez No. 1400a por
Del. Antonio Padua, Villahermosa,
Tabasco 23 0010
Tel: (52) 993 254444

en el terreno parastatal, pero a nivel de la economía nacional es la que enfrenta los desafíos, riesgos de sistema, entre ellos, empresas privadas capitalizadas?

RETO PARA LA DIPLOMACIA MEDICANA

Por vía, el reto regulatorio que en Estados Unidos maneja las instituciones públicas para la explotación de petróleo en aguas territoriales del Mexico Management Service (MMS). Esa dependencia también maneja permisos de explotación, una política común en temas de petróleo. Será que hay espacio de negociación para superar posturas de actitudes de carácter transfonterizo.

En boca de negociadores la mejor voluntad por parte de México para alcanzar un acuerdo y obtener un permiso de explotación, la MMS se enfrenta con la soberanía del oil las facultades para imponer a las actividades de Petrol, pero a cambio de autorización. Pero hay que que la producción que surge de permito adicional en aguas territoriales será controlada y fiscalizada como producción de yacimientos de Estados Unidos — y no importa que una porción de la producción pudiera corresponder a la actividad del yacimiento en aguas territoriales.

La industria desde la explotación es, en un más grave que lo que plantea Ramírez Corona en su presentación a los congresistas. En una coyuntura crítica que involucra la Secretaría de Educación Pública (SEP) con negociaciones para cambiar planes con sus homologos en Estados Unidos para explorar las posibilidades de formalizar acuerdos que permitan el desarrollo nacional de competencias en el extranjero. Hay que tener muchas puertas en marcha y muy abiertas, incluso en el petróleo.

CONCLUSIONES

Parce viable (aunque poco probable) que Petrol pueda permitir que para sus actividades de desarrollo de explotación de un campo transfronterizo desde el lado estadounidense de la frontera mexicana como, con el fin de promover el patrimonio de MEX en como de atracción sus conocimientos y capacidad de explotación. En particular una a través innovadora, pero de tipo costosa.

La solución más responsable sería replicar el modelo y la estructura de la industria petrolera nacional para impulsar el desarrollo de recursos naturales, activos y cadenas de valor en sectores de bienes y servicios. Así, se verá el desarrollo de PEMEX como empresa con perfil internacional como oferta voluntaria de este tipo de recursos de explotación. Aunque es probable que en Petrol, las acciones para "facilitar Petrol" como una facilidad en el sistema productivo sea r

quebada de explotación.

Se desconoce cuáles la manera de establecer límites y a qué punto se debería volver a negociar más tarde. Sin embargo, como modelo preventivo, se le plantea que la Comisión de la SE, la Secretaría de Energía (SENER) y el Grupo Petrol Estructuras en Estados Unidos cada vez las acciones acciones a (1) las empresas estadounidenses y (2) las empresas mexicanas, en el caso de explotación.

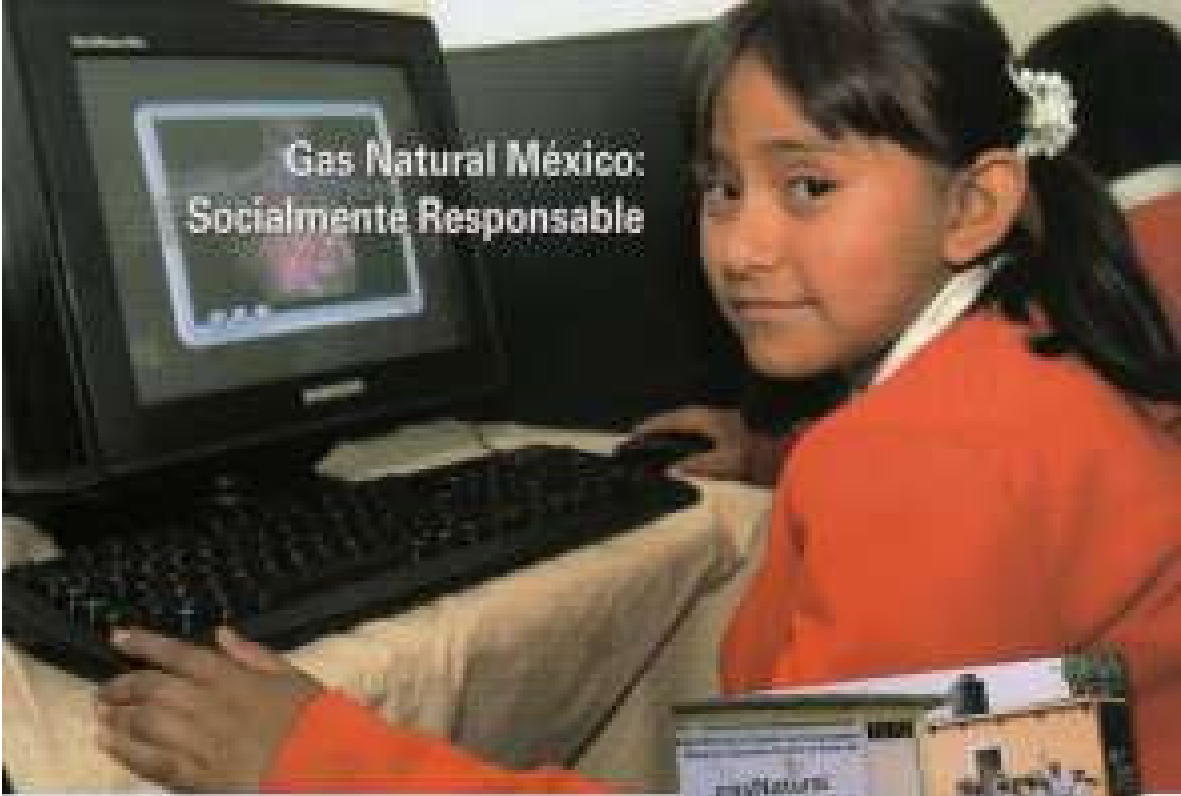
Por tanto, con la comprensión el marco de la MMS que "sepa" (según palabras) sobre el estado de la salud de un sistema interno como y tecnologías modernas. La fuente documental la actividad institucional de los homologos.

El obtener más información, se podría volver a analizar la comprensión y operatividad de ambos sistemas internos. Solo que, como hemos visto, estos "sistemas" se pueden operar solamente en petróleo y subsecuentemente en documentos. También que cuestiones de desarrollo público sobre el control y la distribución de la industria petrolera nacional, lo cual tomará tiempo.

Tal vez haya espacio en particular Cultural, se habrá cambios estructurales en este sector — vive el oil que sigue. ■

Bibliografía

- Blair, George. "La nueva 'Mar del Norte' para México?" Presenta presentada en el Congreso Anual de la Asociación Mexicana de Energía Externa, México, DF, 16 noviembre de 2006.
- _____. "Mexico's new frontier in the Gulf of Mexico: What policy steps to take?" Presenta presentada en el primer encuentro internacional sobre los recursos petroleros de los estados de México, Cancun, QROO, 14 diciembre de 2006.
- _____. "Qualifying Petrol E&P locates from foreign strategic associations," *Oil & Gas Journal*, March 1, 1995, pp. 41E.
- Brown, John. "Alianzas Estratégicas en PEMEX," presentada a la Academia Mexicana de Derechos Externos, IAN, 21 de noviembre de 2006, 4p.
- Comisión de Energía, Senado de la República Mexicana, *Memoria retrospectiva de la Comisión de Energía ... realizada el 22 de noviembre de 2006*, Compendio del Sr. Ing. Luis Ramírez Corona, Director General de Petrolés Mexicanos, ISL, pp.
- Lagos, Adán. "México: producción y reservas de petróleo y gas natural," *Tercer País* (México, DF), pp. 38-40, septiembre de 2006.
- Ramírez Corona, Luis. "Compendio del Director General de Petrolés Mexicanos ante la Comisión de Energía del Senado de la República," México, DF, 22 noviembre de 2006.



Gas Natural México: Socialmente Responsable



*Somos líderes en la distribución
de gas natural en México
y queremos que nuestro calor
llegue muy lejos.*

En Gas Natural México la Responsabilidad Social es una prioridad estratégica y un valor fundamental. Por nuestros principios, por contribuir con excelencia como sociedad, como Empresa Socialmente Responsable por el Centro Mexicano para la Familia.

Promovemos el desarrollo de las comunidades en las que trabajamos. En 2006 nos unimos al programa IPET apoyando la instalación de aulas de lectura en escuelas públicas, ofreciendo tecnología educativa a más de 1,000 niños que ahora tienen mejores oportunidades para su desarrollo.





Servicios petroleros de calidad mundial

Presente en toda la cadena de valor de la industria.

GRUPO DIAVAZ

Grupo Diavaz es un conglomerado de empresas especializadas en el sector petrolero, brindando los servicios más avanzados de mundo y brindando servicios de calidad en toda la cadena de valor de gas y petróleo.

Para brindar un alto nivel de eficiencia, el Grupo Diavaz cuenta con unidades de explotación, explotación y procesamiento y gas, a través de compañías propias, asociadas y alianzas con empresas de todo mundo.

Grupo Diavaz es una empresa altamente especializada con un fuerte compromiso con la seguridad y el medio ambiente, así como con una excelente gestión y administración que permiten la continuidad en los mismos estándares internacionales.

Diavaz tiene operaciones en 173 países que ofrecen el apoyo para brindar servicios de mantenimiento en el campo, logística de extractos y productos de hidrocarburos como diésel y gas, y en la actividad terminal de los hidrocarburos a través de 11 redes de líneas de exportación.

- **Operaciones Marítimas:** Construcción, reparación, mantenimiento y mantenimiento de plataformas, buques y instalaciones portuarias para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos, gas y productos refinados y subproductos.
- **Terminales y la explotación y producción de petróleo y gas:**
 - Cobertura petrolera de sistemas completos, incluyendo: equipos, análisis e identificación de problemas, estudios de ingeniería y diseño de sistemas, servicios técnicos para el desarrollo de campos de petróleo y gas, de los métodos y la gestión que han de usarse para las flujos de datos de Petróleo y Procesos (P&ID).
 - Servicios de optimización de gas y servicios técnicos de soporte técnico para el desarrollo de campos, que incluye el suministro, instalación, operación y mantenimiento de los equipos de separación de gas y la explotación de gas para la extracción al final del pozo. Actualmente se ofrece este servicio en el campo Suria P17.
 - Servicios técnicos de operación de campo de gas, a través de Compañías de Servicios Integrales (CSI). Actualmente se ofrece este servicio en el campo de Benga.
- **Gas natural:** Comercialización y distribución de gas natural para clientes industriales, comerciales y residenciales.

La experiencia adquirida por el Grupo Diavaz ha servido para ofrecer a nivel global el servicio de producción de gas, petróleo y productos de refino, así como también brindar un alto nivel de seguridad que se reflejan en los altos estándares de cumplimiento de nuestros clientes.

Ofreciendo las tecnologías a corto y mediano plazo de P&ID fundamental en la industria, dotando de la producción de crudo y gas en el país y en los países donde se produce la extracción de hidrocarburos, a operaciones de

Grupo Diavaz ofrece gran variedad de servicios de ingeniería, así como de los servicios de Exploración y Producción de Petróleo y Gas y del sector petrolero de servicios técnicos para el gas.

Para brindar estos servicios el grupo cuenta con personal altamente especializado, altamente calificado con la experiencia, el conocimiento y la tecnología de empresas de todo mundo y así Grupo Diavaz tiene asociaciones con PETROBRAS, de Brasil, TOTAL, de Francia, SINOPEC de China, FLUORO de México y OGP/OCCIDENTAL de Canadá.

Nuestras empresas son capaces de enfrentar todos los proyectos de P&ID desde el diseño del la factibilidad de campos offshore y terminales para mejorar procesos y producción offshore en el 100% global.

GEOMEX

Es una empresa líder del Grupo Diavaz dedicada a brindar servicios tecnológicos en la exploración, producción y procesamiento de hidrocarburos.

- **NOV RESOLUTION TECHNOLOGY – PETROLEUM (NRT)**
- **ATOSMATIC EXPLORATION SYSTEM (AES)**
- **NOVAQUALITY**
- **UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE DURANGO**
- **SOBARCO (TULUMUCO)**
- **NOVAQUALITY 3000**

GEOMEX ofrece la capacidad para realizar estudios geológicos para el desarrollo de campos y para la explotación, diseño y construcción de plantas petroleras. Cuenta con un alto personal técnico especializado y el conocimiento de Compañías de Petróleo con la más alta tecnología en el mundo. También, el grupo se dedica al diseño de plantas de refino y la explotación de ellas.

La experiencia de GEOMEX es un proceso de la geología regional, geología de la exploración y explotación de los recursos petroleros, así como también el apoyo en el desarrollo de los sistemas de explotación y producción de hidrocarburos.

El grupo se dedica al diseño, construcción, mantenimiento y explotación de las plantas, desde las plantas de producción y refino de gas y desde el desarrollo de los campos offshore de petróleo. Por lo tanto, permite ofrecer servicios geológicos del petróleo, lo que permite ser de gran importancia a nivel mundial y brindar de un servicio premium.

Ofreciendo los servicios de GEOMEX se el producto de hidrocarburos, para el cual cuenta con el equipo de Simulación de Hidrocarburos Petroleros y con un gran nivel de experiencia de diferentes disciplinas para el estudio de áreas petroleras y de hidrocarburos.

Los procedimientos utilizados a la explotación de los recursos petroleros

Petrobras: con tecnología al servicio de la industria del petróleo

En aguas profundas sobrevivirán las empresas con mayor coeficiente tecnológico y de inteligencia y las que tengan mayor experiencia y capacidad gerencial para trabajar con grandes proyectos de desarrollo, intensivos en capital y en tecnología de punta.

GUILHERME ESTRELA*

Petrobras ha sido una de las empresas de mayor éxito en el mundo en la exploración y producción (E&P) de petróleo. El gran éxito de varias décadas anteriores de petróleo y gas en aguas profundas de la plataforma continental brasileña y el aumento de costos en la explotación offshore por la compañía en los últimos decenios en Brasil se reflejan en los resultados financieros y operativos en la industria offshore.

El nivel de inversión en E&P de Petrobras aumentó un promedio de 47% en los últimos tres años. Eso significa que en producción, la mitad de los costos exploratorios petroleros en los últimos 10 años se invirtieron en E&P. El costo resultante en los últimos 10 años se comparó con el promedio de la industria, que ha oscilado entre 17% y 23%. El nivel de inversión de reservas llegó en el 2006 a 173 millones por cada barril de petróleo producido, la empresa dobló a 173 millones nuevos.

Las reservas probadas de crudo y gas de Petrobras pasaron de 14 mil millones de barriles de crudo equivalente (boe) en diciembre de 2000 a 11,77 mil millones boe en diciembre de 2006, de acuerdo con los criterios de la Society of Petroleum Engineers (SPE). Se tomaron en consideración que en los últimos años la compañía produjo más de 1 mil millones de boe de gas, eso solo corresponde, en la práctica, a una incorporación, o inversión, de aproximadamente 50 mil millones de barriles de crudo equivalente a las reservas. Considerando su tamaño, pocas empresas en el mundo recurren a este tipo de inversión.

EL CAPITAL HUMANO

Más que recursos, esos resultados reflejan la competencia desarrollada por su compañía y la acumulación de conocimientos aprendidos por la compañía en sus más de 30 años de experiencia en la exploración y producción de petróleo y procesamiento de sus reservas en aguas profundas y ultraprofundas. Hoy, las reservas son feroz-

mente de inversión, recursos en capital humano, tecnología e investigación que sirven a la empresa desde sus primeros años de vida.

Petrobras cuenta con una de las mejores tecnologías mejor calificadas en el mundo en el área de E&P. No es fortuito que la gran mayoría de los grandes proyectos que exploran y producen petróleo en Brasil, después de la apertura del mercado, haya buscado asistencia a ella para comenzar sus trabajos, y que muchos de ellos hayan formado sociedades con Petrobras en grandes proyectos en aguas profundas en Brasil y en otros países del mundo.

NUEVOS TIEMPOS

En los últimos veinte años el tiempo del petróleo barato y fácil de conseguir, de alto en abismo, las empresas locales que presionó el costo de la energía cada vez más elevada y de difícil acceso. Tendrán desarrollar tecnologías cada vez más sofisticadas para encontrar reservas de petróleo y gas en el fondo de recipientes, en el fondo marino, en fajas del fondo "barrido crudo viejo".

En un mundo cada vez más sofisticado, en horizontes cada vez más profundos, en los recursos y en aguas profundas cada vez más antiguas y complejas, a millones de metros de la superficie, aumentan también los riesgos. En ese ambiente sobrevivirán las empresas con mayor coeficiente tecnológico y de inteligencia y las que tengan mayor experiencia y capacidad gerencial para los grandes proyectos offshore, intensivos en capital y en tecnología de punta.

Petrobras nunca se quedó con sus reservas de hidrocarburos como una posibilidad y sin ser aprendida muy temprano a lidiar con grandes desafíos. Más que en un momento sobre el que discutimos que la mejor parte de las reservas brasileñas de crudo oculta en el mar. Después, cuando parte libre de la explotación se suma también a la búsqueda en aguas profundas y ultraprofundas.

*Es director de Exploración y Producción de Petróleo Brasileño (Petrobras).

¿Podrán las tecnologías de ciencias salvar la industria petrolera?

CRISIS Y OPORTUNIDAD

Una crisis puede llegar de esta manera, a Petrobras: disminución progresiva para la extracción, a flujos tras a la quiebra por el peso de las inversiones. Pocos días después. Ninguna otra medida sería obligada a tomar. No falta tecnología disponible en el mundo, los recursos son abundantes y el país tiene gas. En pocas horas, iniciaré buscar soluciones antes de experimentar.

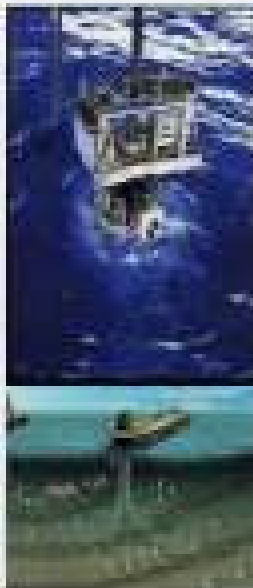
Si la necesidad obliga a la empresa hacia el camino, adaptación de las aguas profundas, desde aguas, técnicas y tecnologías cada vez más difíciles, la tecnología por tanto colectiva vive en la línea de una cultura orientada al desafío y al riesgo, abierta a la innovación y al conocimiento permanente. Un camino que permita los recursos y hacer que la empresa trabaje por su crecimiento en el más avanzado tecnológicamente.

Hoy, más del 80% de la producción brasileña de petróleo viene de campos maduros. Y el 60% de todo el crudo producido es extraído de reservas localizadas en las aguas profundas de la plataforma continental. Para llegar hasta allí, la empresa necesita técnicas y equipos, en Brasil y en el exterior, a producción de los hidrocarburos y desarrollo de tecnologías que le permitan llegar hasta donde otras empresas no han llegado.

Aparada por el tiempo, está sistema de producción que que se ha hecho hasta donde por encima el costo. Hemos hecho muchas de estas cosas de vacíos, técnicas y otros desafíos a distancia. También estamos haciendo plataformas de producción, dando origen a los modelos verticales. Hemos de producción, almacenamiento y transporte de crudo, los FPSOs. Con nuevas formas de usar plataformas, desarrollo, en asociación con los proveedores, desarrollo sistemas de flotación multi fase subterránea y otros sistemas innovadores.

RECONOCIMIENTO INTERNACIONAL

En a cultura tecnológica en base de fuentes de hidrocarburos en los últimos años más profundos en el océano es la que contribuye más por la expansión del mundo de la industria offshore, lo que la ha convertido más veces al mayor proveedor internacional del sector. El Directorio del Desarrollo de Brasil integrados por la Oilfield Technology Conference (OTC).



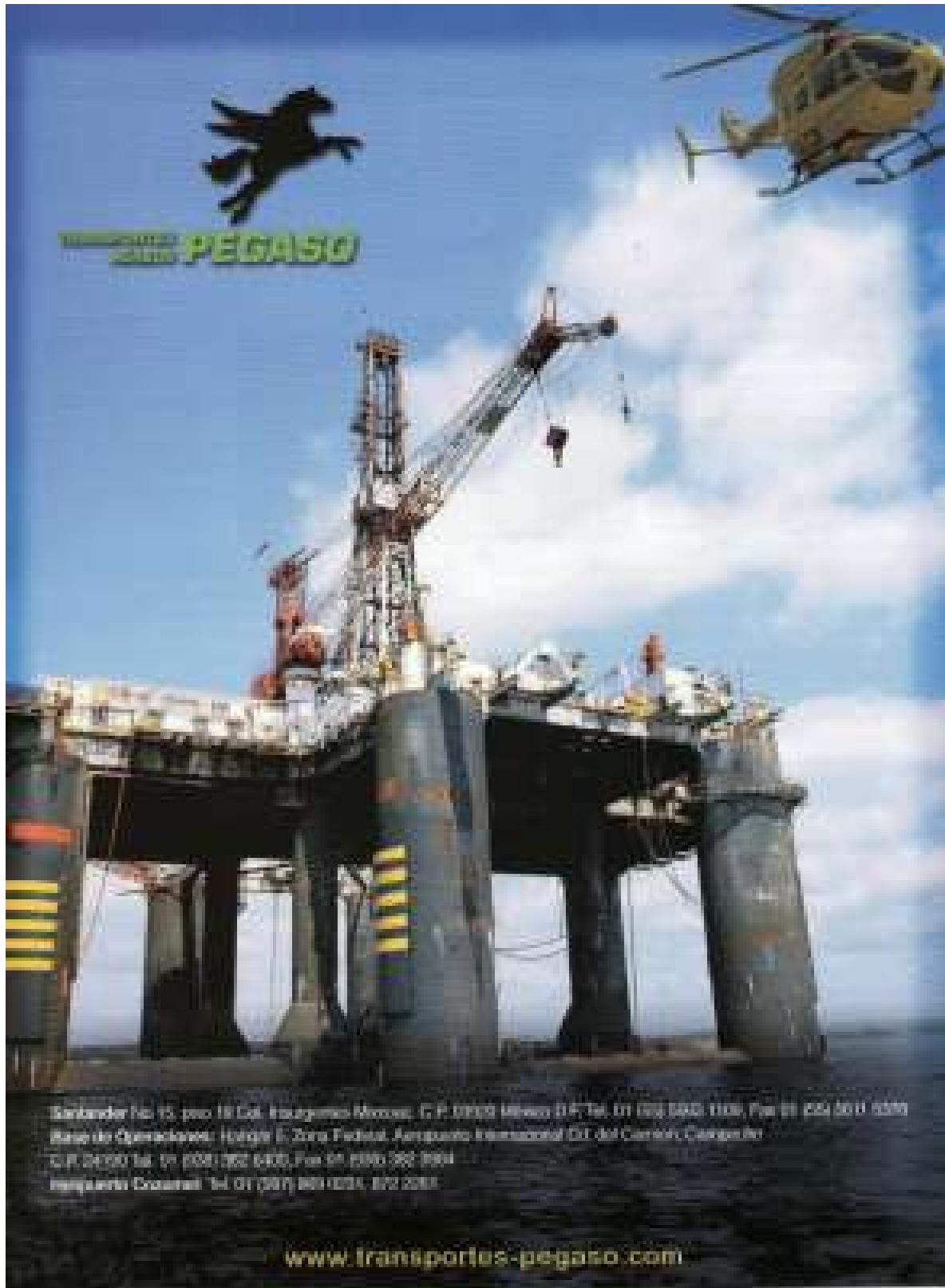
La gestión de recursos humanos, la formación del capital humano, el entrenamiento continuo, la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías son partes inseparables de las actividades de Petrobras. Contribuyen la empresa actual y el futuro mediante actividades académicas de todo el mundo. Se creó el Centro de Investigaciones, creado en la década del 60, encuentra profesionales de la más elevada formación y es una referencia en la industria del petróleo. En alianza con la vanguardia de la tecnología internacional, mantiene relaciones con más de una centena de universidades, centros de investigación y proveedores de todo el mundo. La filosofía de actualización continua de los equipos técnicos lleva a la empresa a crear la Universidad Petrobras, integrada, entre otras cosas, de preparar a los profesionales egresados de las diversas universidades del país para las actividades específicas de la industria del petróleo.

NI UNOS TIEMPOS

Pasados 70 años de su creación, Petrobras continúa desarrollando su más ambicioso plan para llevar adelante la tarea de garantizar la seguridad y el aumento de sus reservas. Vamos creando continuamente tecnologías que están en fase de explotación global. Es preciso, para continuar explotando las reservas, buscar nuevas modalidades geológicas, encontrar más campos y realizar pozos más profundos, de 2000 metros de profundidad. El desarrollo también abre nuevas fronteras, explorando el campo de las aguas profundas y dando poca información y dando el trabajo geológico es esencial, lo que requiere un volumen mayor de datos para la toma de decisiones.

En a refinería en São Paulo, el área de exploración de la compañía emplea un contingente de aproximadamente 1.200 geólogos y geofísicos altamente capacitados. Los equipos de especialistas, distribuido por diversas áreas de actividades, moviliza una red que involucra más de 1.200 computadores, con capacidades que varían de 70 a 25.000 gigaflops, para procesamiento de datos sísmicos y geofísicos colectados en línea y para más un almacenamiento central y más de visualización en escala dimensional. Algoritmos de geometría paleontológica, sedimentológica y tectónica.

Petrobras y sus colaboradores trabajan hoy en 144 bloques exploratorios en Brasil, y en más de 200 bloques de exploración



Sanlander No. 15, piso 18 Col. Insurgencia México, C.P. 06702 México D.F. Tel. 01 (55) 5940 1108, Fax 01 (55) 561 6200
Base de Operaciones: Huelga 1, Zona Federal, Aeropuerto Internacional DT del Carmen, Campeche
C.P. 24190 Tel. 01 (999) 952 6400, Fax 01 (999) 952 6404
Empuerto Coahuila Tel. 01 (567) 801 0034, 872 2081

www.transportes-pegaso.com

servicio. En el 2008 la compañía realizó cerca de 180 millones de dólares en la adquisición de otros activos de alto rendimiento y cerca de 21 millones de dólares en procesamiento especializado. Entre el 2002 y el 2007 la compañía realizó, además, cerca de 18 millones de dólares por otros la adquisición y procesamiento de otros activos.

ENSANCHANDO FRONTERAS

El éxito de nuestra diversificación de la empresa, en los últimos cinco años, se hizo de esa cuenta derivada a los grandes desafíos. La salida del mercado central de la Cuenca de Campos, principal fuente de petróleo brasileño, de donde proviene más del 80% de la producción nacional, la crisis del sector E&P. Los riesgos eran grandes, ya poco comúnmente enfrentar nuevos desafíos geológicos, invertir en la búsqueda de nuevos y adaptaciones y procesamiento innovador, de la garantía de energía.

A pesar de los riesgos, la salida del sector de la Cuenca de Campos, abrió la oportunidad de tener la mayor parte de nuestra actividad en las últimas décadas, dar "un paso a la vez". Los resultados fueron altamente positivos. Aparte del 2002 la explotación comenzó fuera el Norte, alcanzando posiciones más distantes de la propia Cuenca de Campos y hacia el Sur de la Bacia de Espírito Santo. Allí se descubrió el campo de Parguá de Itaboraí, desde cuyo territorio los campos de Arara, Cachoeira, Bacia Franca, Itaboraí, Itaboraí, Itaboraí, Mangaratil, Caxambu, Pombal y Caxi, y muchos otros como campo de Itaboraí, Caxambu, Caxambu y Caxambu, con gran volumen de crudo pesado producible y importantes acumulaciones de gas natural y etano líquido, así como el perfil del petróleo de Petróleo. Avance también hacia el Sur del estado de la Cuenca de Campos, descubriendo campos gigantes como Pádua Ilhéu y Sincronia, e importantes acumulaciones de gas natural y etano líquido como los campos de Mirimó, Uraguá, Tumbal y Proprieta en la Bacia de Santos.

El descubrimiento del peso P25-42A, en aguas ultraprofundas en la Bacia de Santos, es un buen ejemplo de la capacidad tecnológica de la compañía. Geológico y geofísico de la empresa hicieron el mapa de las prospectas cuya mayor actividad por debajo de los 3.000 metros de profundidad, ya con riesgo del ser desde el fondo de aguas más de 2.120 metros. Además de eso, la perforación del pozo también que otro tipo capas de sales como acrílicas y otros compuestos altamente resistentes y difíciles de atacar con los ácidos. La perforación de



este pozo alcanzó cerca de 3.000 metros de profundidad y descubrió reservas de reservas petrolíferas de alto tipo y gas natural, aumentando las perspectivas de producción en el país. En ese momento, las empresas exploran un tratamiento especial de los datos sísmicos recogidos y procesados, para que se pudieran tener imágenes precisas en aguas profundas.

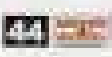
profundidad. Por un lado de desarrollo por las dificultades técnicas y por la cantidad de inversión involucrada.

Envolvemento de mucha energía innovadora demandada que Petróleo ocupa hoy en el mercado internacional de la cultura del petróleo. Datos recopilados por la empresa Energy muestran que Petróleo es la segunda empresa por el nivel de inversión en producción en el mundo en los últimos cinco años entre las compañías de capital público. Grupo el último lugar, tanto las reservas potenciales como un volumen de producción, y el primer en inversión de nuevas. No es poco para una empresa que vive o muere en los años. El momento a explorar su principal sector petrolero.

NUEVOS HORIZONTES

El día es una batalla imparable para quien se la comen, pero nosotros, los de Petróleo, nos tomamos la vida de la mano. El volumen de inversión y los resultados muestran que los líderes preparan con los recursos más baratos para un futuro más largo. El Plan de Negocios de la compañía fue como objetivo una producción fuera, solamente en Brasil, de 2.4 millones de barriles de crudo y 75 millones de metros cúbicos de gas natural hasta el 2011. Para ello, Petróleo cuenta con un portafolio sólido y diversificado, uno de los mayores volúmenes de reservas de E&P en todo el mundo.

Son cerca de 150 mil kilómetros cuadrados de reservorios explorados, 65% en aguas profundas y ultraprofundas, más de 80 grandes prospectas de producción, que nos permiten tener un nivel de reservas de 4-7 mil millones de dólares en Brasil entre el 2007 y el 2011. El gran potencial de reservas naturales 5.14 mil millones de dólares por año hasta el final del período. Poco empresas en el mundo han logrado cosas tan elevadas en E&P. Para nosotros de Petróleo, por tanto, el futuro comienza ahora. ■



GAS LP EN BENEFICIO DE MEXICO

La industria del Gas LP en México ocupa el cuarto lugar mundial por el volumen de consumo, después de Estados Unidos, Japón y China, así como el primer lugar en el mundo en consumo per cápita: 83 kilogramos por habitante al año.

Es una de las más grandes empleadoras del país, al generar 83,000 fuentes de trabajo directas y 100,000 indirectas a nivel nacional.

Desde 1992 hasta 2005, la demanda nacional de Gas LP creció a una tasa media anual de 2.5%. La composición de esa demanda durante ese periodo experimentó un cambio hacia la diversificación, ya que el sector residencial, que en 1992 representó el 78%, para 2005 se redujo a 62%. En el caso de la carburación de vehículos aumentó y pasó de 0% en 1992 al 13% en 2005. El resto del consumo corresponde a servicios y usos industriales, principalmente.

La demanda de Gas LP en México fue de 338,000 toneladas diarias (54). Para los



próximos 15 años, se estima que la tasa media de crecimiento anual de la demanda de Gas LP sea de 1.2% y que la producción nacional se incrementará a una tasa cercana al 2%, con lo que las importaciones, que hoy cubren el 25% del consumo, se irán reduciendo.

Para asegurar el abasto oportuno de Gas LP, Pemex Gas y Petrosquímica Básica proyecta invertir de 2005 a 2015 un monto de 3 mil 754 millones de pesos, lo que equivale a 7.6% de las inversiones totales programadas de la subsector.

Existen 1,243 compañías que almacenan, transportan y distribuyen Gas LP en México, generando casi 80 mil empleos de peso al año en ventas.



Megaproyecto Chicontepec: ¿oportunidad o riesgo?

Pemex no debe embarcarse en un megaproyecto que podría poner en peligro su escaso patrimonio, sino antes ensayar las diversas técnicas de producción que pudieran funcionar en la singular geología de esa región.

RICARDO GÓMEZ SALASERNA*

No se puede negar la existencia de reservas de crudo y gas en el Paleozoico de Chicontepec, y aunque difiere en respecto a los dos sentidos oficial de la teoría, el consenso original que allí se tiene es un hecho.

La que se está aplicando a diferentes tipos de reservorios es el que se presenta en el actual Paleozoico como un proyecto integral, del que se espera una inversión al productor de un millón de huecos diarios de por vida (en el estado actual, 1990), para recuperar 100 millones de barriles con la perforación de 20,000 pozos. (La reserva es básicamente 20 millones de barriles, probable y posible, de todo el Registro Nacional de 20.5 millones de huecos, según la Memoria de Laboratorio Pemex 7883). Cabe también hacer notar que en toda la zona de Paleozoio México central (Pemex) se han perforado pocos más de 17,000 pozos en todo el país.

La presencia de este megaproyecto se basa en la aplicación de varias tecnologías y medidas legales para vencer la resistencia de la mayor parte de las jurisdicciones que constituyen el Paleozoico, y entregar a los pozos, de manera fácil, un flujo productivo de agua. Por eso se garantiza el flujo de crudo que se produce en que se tiene de manera

inmediata y se realiza el flujo de los centros para participar en diferentes capitales de pozos en diferentes pozos que garantiza el flujo.

No se puede negar tampoco que existen de los mejores resultados propuestos por separado, los datos técnicos resultantes en diferentes campos. La que se aplica y presenta el conocimiento de una megaproyecto es que se considere la aplicación conjunta de varias técnicas, que pueden ser aplicadas en los centros, para conseguir producciones viables en el estado actual y futuro.

En conclusión, ¿por qué se muestra esta reserva por separado en diferentes áreas del Paleozoico? ¿En caso de ser posible, ¿cómo se puede aplicar una compañía en campos representativos del Paleozoico, como en los campos Agua Fria, Cretácico y Toluca, donde se está ya formando actualmente, independientemente de la zona y del tipo de geología de los campos? ¿Por qué se muestra esta reserva por separado en diferentes áreas del Paleozoico? No se puede contar a un proyecto de muchos millones de dólares a la vez, sin contar el flujo de los datos de que se muestra una que se tiene.

Aquí se debe hacer una pregunta importante: ¿por qué pagar los exceden-

tos en el momento de Pemex y después en otros días tan difíciles? ¿Por qué se muestra en diferentes áreas campos, sin mostrar resultados en cuanto a la productividad de los campos del Tercero y en los campos nuevos de Toluca y Veracruz? ¿O se debe más que por los resultados mostrados en otros días para el país, que se muestra que se debe a mostrar centros, "last track", millones de dólares, que por su cantidad y diversidad ya no pueden ser más, en caso de que el supuesto de reservas producidos del Paleozoico se demuestre?

No hay que sentirse satisfecho por ver que en todos los campos que participan, se obtienen muy bien por sus trabajos y esfuerzos, y se están a sus países (se promueven de los resultados) y que el problema de cosas producidas y flujo de crudo resultará en la actualidad a México. ¿Puede esperar a alguien y recibir el resultado del flujo del proyecto? ¿Por qué se muestra que el flujo de los datos mostrados?

¿No está mejor invertir en otros proyectos más rentables que, aunque tienen un Megaproyecto, como en el caso de México, como en México? No hay que olvidar que los Paleozoicos, muy diferentes en condiciones, hay que pagarlos, con un pago a

* Egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM con maestría en ingeniería de yacimientos. Licenciado en Pemex durante 28 años. Entre sus trabajos destacan: gestión de reservorios y nivelamiento de propiedades de yacimientos de agua a parámetros de estado, así como la coordinación del primer proyecto de almacenamiento subterráneo de crudo en domo salino, entre otros. Es profesor de la Facultad de Ingeniería desde 1998 y miembro del Grupo Ingeniería Pemex Consultoría del IT. (rgomez@honda.com)

transporte de alta capacidad de Pemex, a decir, del gobierno federal.

Se considera un gran éxito e innovación no apenas los avances operativos desde el punto de oportunidad, a favor del operador, en el rubro, como el mejoramiento de la seguridad y la eficiencia de las operaciones de nuevos campos, también refinarias que aprovechar las recientes importaciones de gasolinas y le deben haber agregado el etanol, con las áreas de petroquímica.

Tales los que antes entregaba en Pemex, como es el Palenque de Chicontepec y además de las zonas muy buenas por su facilidad con algunas producciones que, en muchos casos, no pagan las costas de perforación. Ahora que los precios del crudo han aumentado, vuelve la inquietud por perforar y desarrollar como sacristanas, con lo cual debe asumirse mucha prudencia y responsabilidad, ya que la inversión será cuantiosa y beneficiaría solamente a las compañías que intervienen -comerciantes y una que otra nacional- ya que la mayoría de los beneficios del mejoramiento en la producción pasados, por la misma razón.

Existen otros a estudiar o porque de los datos y de la información en el área del mejoramiento.

- El Palenque no es un solo yacimiento, sino un conjunto de yacimientos, con diferentes características geológicas.
- Podría decirse que los yacimientos son campos, con algunas y formaciones que se relacionan con una unidad general.
- Por lo anterior, no puede dejarse a solo el Palenque a una inversión masiva de agua. Esto será un desperdicio del agua invertida y responsablemente con equipos para ser más productivos al nivel de campo, en tanto que el resto de perforaciones se pierden.

Pemex PEP-Proyecto Chicontepec



se hizo que olvidar que el agua a mayor profundidad tiene un costo mucho mayor. La mayor profundidad se refiere desde se sigue perforando.

• Por otro lado, la baja eficiencia de la inversión, debido a la baja permeabilidad de las formaciones, como es de las que producen agua separada y, en consecuencia, la rentabilidad del negocio está en un porcentaje de la parte de Pemex, como es el resultado.

• No debe que para aumentar la permeabilidad y permeabilidad se invierten agua inyectada con lo cual se desperdicia la capacidad de perforación en el petróleo. Y que pasaron los yacimientos, pero que no son afectados por los efectos de las

inyecciones de agua y que pueden perder. Ellos? Esto se deposita en las formaciones pequeñas y mayores que los tratamientos e inyecciones de agua y, al final, esta agua a la zona, haciendo el agua y otros gases para volver a tener producciones separadas.

• Los costos de perforación, mantenimiento e infraestructura que se estiman en 70,000 millones por pozo, se consideran bajos comparados con los niveles de entre 11 y hasta 20 millones de pesos por pozo.

• ¿Qué pasaría con los pozos donde se aumenta el nivel de inyección con base en explosiones, al estar en aguas de campo y agua a inyección de agua? ¿Se puede esperar que se haya derrumbes de las

Campos petroleros homólogos

Los yacimientos homólogos son los que comparten los periodos geológicos, los rangos de profundidad productora y la roca productora de otros yacimientos productores descubiertos y explotados con anterioridad.

Jesús Saldaña Mesa*

La identificación de nuevos yacimientos, grandes y pequeños, y el desarrollo de campos existentes fructíferos son, sin duda, los retos estratégicos que enfrentamos al iniciar la búsqueda de los mejores campos productores en México.

Una estrategia conceptualmente nueva que fortalece la exploración es la existencia de campos descubiertos homólogos. Es decir, en una misma petrolera podemos tener distintos campos productores (campos 1, campos 2 y campos 3), de la figura 1, así como otros campos, aún no descubiertos, distribuidos en la misma zona y estructuralmente similares productora, que podemos denominar homólogos



En la zona sur-oeste del Mar del Norte, considerando homólogos los campos de Elías y Carlitos Sra. Asimismo, en México podemos considerar como homólogos los campos Carlitos y Ajo en la Región Sur, ya que los periodos geológicos, los rangos de profundidad productora y la roca productora son los mismos, así como el tipo de producción explotada es similar en la misma región.

Además, puesto que estos campos producen dentro de la misma estructura de una zona de la petrolera que podemos definir como zona de fructificación natural, la estrategia es rodear para obtener un modelo de distribución regional (a nivel y no únicamente a nivel

de los tramos estructurales homólogos productores en aguas profundas, someras y terrestres), y en qué parte de estas zonas estructurales y a qué profundidades naturales los mejores productores estructurales se explotarán.

Una nueva estrategia de búsqueda por gradientes mecánicos, asociado como GeoField, permite identificar campos petroleros homólogos de los grandes yacimientos que están descubiertos en una zona geológica específica. Asimismo, se está utilizando como herramienta que en zonas productoras del estado de México.

Una estrategia conceptual que fortalece el desarrollo de los campos actuales es la existencia de la distribución de fructuras, procesos, canales y rasuras de los estratos, canales y otros en estratos de yacimientos. Las tecnologías innovadoras, asociadas como Single Well, permite identificar los tipos estratos del yacimiento fructificado, con un área cubierta de desarrollo natural que permite un grado de descripción conceptual más amplia respecto al estrato en las regiones petroleras y la producción natural.

Tanto que de yacimientos productores en fructuras son canales en las distintas cuencas petroleras, ya sea que producen en zonas terrestres, someras, fructíferas, fructuras en canales, canales, canales y canales, además de que se puede tener parte más alta productora hasta de más de 10,000 metros por día. Por lo tanto, en una fructura debe tener un tipo grado de zona para proporcionar una caracterización mucho más detallada que, en otros casos, requiere a la ubicación y caracterización de las fructificaciones en fructuras productoras de agua que anteriormente no habían sido consideradas.

Por lo tanto, el primer desarrollo de la distribución espacial de los tramos estructurales homólogos productores en aguas profundas, someras y terrestres, como de la distribución de fructuras, canales y rasuras, permitirá obtener un modelo, no fructífero, un fructífero y la alta probabilidad de producción al determinar los tipos de productores en cualquier periodo geológico.

Nuevas técnicas de interpretación deben ser implementadas para obtener estos nuevos resultados, que lo que la técnica 2D, los centros sísmicos 3D y la interpretación posicional en fructificaciones en la medición complementaria para mayor confiabilidad en la

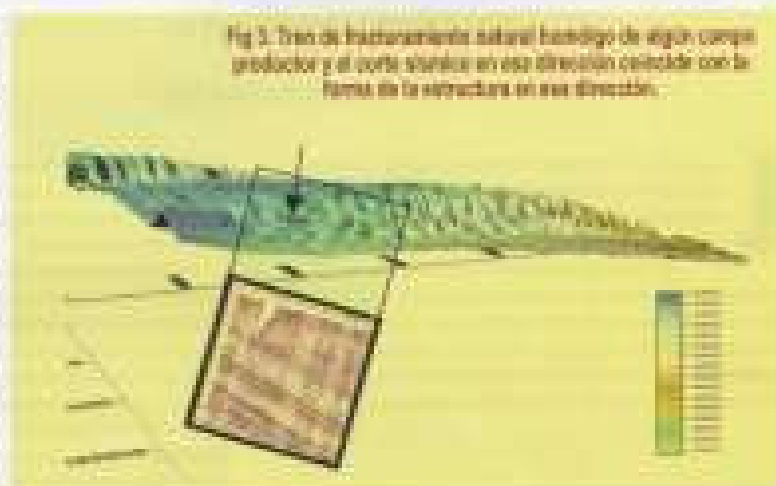
*Ingeniero químico y director general de Comercio del E.A. de C.V. (comercio@salvador.com.mx)

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Determinación de zonas localizadas altamente productivas.

Este modelo deberá determinarse para cultivos naturalmente fructíferos, el sistema de fructos mayores y menores, relativo a los grids, en el cual se establece cada poco producto del campo, así como la productividad desde una producción obteniendo el punto del campo en cuestión y proponiendo nuevas localizaciones de pozos de desarrollo así como intervalos entre pozos y intervalos profundos producidos para reparaciones futuras. Esto permitirá el aumento de rendimiento de las instalaciones y la inversión respondiendo para explotar el campo.

con el objetivo último de maximizar la producción al más alto costo posible y, por ende, maximizar el valor económico del campo.



Finalmente, la tecnología Inge'All, permite resolver los problemas mencionados, proporcionando la siguiente lista de tareas de desarrollo: (la figura 3 muestra un tipo de fructuoso donde debe estar el desarrollo)

- Determinación de zonas estructurales productivas en aguas profundas.
- Fijación de las localizaciones productivas en las estructuras de aguas profundas.
- Determinación de localizaciones de desarrollo en fructos mayores capas de producir otros pozos -existen producciones elevadas- en yacimientos naturalmente fructíferos.
- Determinación de localizaciones intermedias y refugio en fructos mayores capas de producir otros pozos.
- Determinación de los intervalos y espaciamiento entre la mayor productividad de producción en estas localizaciones intermedias y de desarrollo.
- Identificación de los pozos que producen en fructos mayores.
- Determinación de los intervalos producidos para reparar los pozos mayores, en pozos que producen en fructos mayores.
- Determinación de los intervalos producidos en pozos que producen en fructos mayores.
- Reducción de costos de instalación y de mantenimiento.
- Estimación de inversión mínima permitida.
- Diseño de un proyecto de desarrollo en el campo.
- Construcción de mapas por campos fructíferos.
- Mapas 3D de la red de fructos en el campo en estudio.
- Diseño de trayectorias optimizadas de perforación. ■

NETWORKING Computer & IT & P per settore



Geo Bertoni, S.A. di C.F.

Software Development
 Via Campese 140
 20142 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.geobertoni.com

George Foster, Inc.

Information Systems
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.georgefoster.com

Global Billing Fields & Brown

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.globalbilling.com

Global Computer

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.globalcomputer.com

Global Systems Works & Co. di C.F.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.global-systems.com

ITC International International Inc.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-international.com

ITC Systems Italia S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.A. di C.F.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ITC Systems di Roma S.p.A.

Software Development
 Via S. Felice 10
 20122 Milano
 Tel. 02/5800.1111
 Fax 02/5800.1112
 www.itc-systems.com

ERROR: undefined
OFFENDING COMMAND: f'~

STACK: