

Informe Sobre El Mercado Energético Mundial. Por Hernán F.Pacheco

Índice:

China cumple parcialmente la apertura del sector petrolero mayorista.....	1
Innovación: Clean Coal sería viable en los próximos 5 a 10 años.....	3
Análisis: ¿Hacia que política energética estadounidense?.....	4
Eólica: Goldman Sachs pone en venta Horizon Wind Energy.....	7
EE.UU. Legislación abrirá 8.3 millones de hectáreas a la prospección del Golfo de México.....	8
Enfoque: Pemex ingresa en una nueva etapa. En búsqueda de autonomía.....	10
Chile: AES Gener contemple en su plan estratégico centrales a carbón.....	11
Shell Canadá: Lanza nuevas tecnologías para las arenas bituminosas.....	13
Cifras y Notas del Sector.....	15

China cumple parcialmente la apertura del sector petrolero mayorista

**Beijing puede moverse gradualmente en la desregulación, pero no hay ningún signo que abran las puertas pronto*

**Las majors encontrarán algunos problemas para entrar en segmentos de la industria china*

El mercado mayorista de productos petroleros chinos será abierto a los inversionistas locales y extranjeros a partir de año próximo. La apertura del negocio de suministro de gasolina al por mayor y otros productos petroleros a las gasolineras comenzará el 1 de enero, en el marco los compromisos suscritos por China para el ingreso a la Organización Mundial del Comercio (OMC) hace cinco años (China Daily, 7/12). Para ser admitida en la OMC, China asumió el compromiso de transformarse en una economía de libre mercado y tenía plazo de quince años para cumplir riguroso cronograma de exigencias. Aunque, China tiene "indudablemente" un historial "mixto" en el cumplimiento de los compromisos de apertura de mercado que realizó cinco años atrás cuando se unió a la Organización Mundial de Comercio

(OMC), según sostiene la oficina del representante comercial de Estados Unidos (Reuters US, 8/12)

La cadena estadounidense CNN (6/12) sostiene que la mayor parte del negocio mayorista está en manos de los principales conglomerados chinos, que podrían estar poco dispuestos a ayudar a los competidores a entrar en el mercado. El negocio al por mayor fue por mucho tiempo monopolizado por dos conglomerados públicos China Petrochemical Corp (Sinopec) y China National Petroleum Corp (CNPC).

China es cautelosa porque esto podría vulnerar su seguridad de energía abriendo un sector tan estratégico a la competencia extranjera de las majors. Conforme a las nuevas reglas, los gigantes multinacionales como BP, Exxon Mobil o Total pueden invertir dinero en la venta de gasolina, gasoil y kerosén a minoristas. La apertura traerá nuevas entidades entre las que se incluyen sociedades anónimas públicas, multinacionales y compañías privadas. *"Beijing puede moverse gradualmente en la desregulación, pero no hay ningún signo que abran las puertas pronto"* dijo Kurt Barrow, analista de la consultora estadounidense Purvin & Gertz. *"No creo que esto represente una amenaza para las compañías (chinas) en absoluto"* (Market Watch, 6/12).

Las dos normas sobre los productos petroleros y procesados animarán la competencia orientada al mercado y mejorarán la calidad del servicio dijo un vocero Ministerio de Industria, Chong Quan.

Zhao Yuanheng, portavoz de BP (en China) dijo que la desregulación del mercado de petróleo ayudaría a diversificar el suministro petrolero y facilitar la seguridad de energía así como beneficiar a los consumidores finales de la cadena de servicio. Pero un *insider* de la industria, advirtió que no será fácil para los recién llegados comenzar un negocio mayorista. *"Ya que la licencia al por mayor está separada de las licencias de importación y exportación, puede ser difícil para las empresas entrar en el segmento mayorista"* dijo apelando a que las autoridades vayan más lejos en la desregulación del mercado para aliviar las dificultades de las importaciones de productos petroleros.

Cao Xiaoxi, jefe de ingenieros del Sinopec Economic and Development Research Institute (EDRI) dijo que aunque el mercado mayorista necesite desregulación, también tiene que ser regulado, en cierta medida para parar la especulación (People Daily, 10/12). Cao sostiene que en varios países occidentales orientados al mercado, la industria petrolera está controlado por varios gigantes y no alardea de la competencia completa. *"Esto es porque el negocio petrolero es capital y tecnología intensiva"*. Por otra parte, un funcionario de la industria sostiene que el equilibrio de las majors tendrá poco para ofrecer a los consumidores chinos, aislados de los mercados globales con subsidios al combustible durante años.

Las empresas requieren tener un mínimo de capital certificado de 100 millones de yuanes (12,8 millones de dólares) para obtener derechos de venta mayorista de petróleo (China Daily, 8/12). Ellos deberán tener permisos de exploración petrolera o ser importadores de crudo con un volumen anual de al menos 500.000 toneladas. También deberán tener depósitos con una capacidad mínima de 200.000 metros cúbicos. Las empresas que soliciten calificación de almacenaje de crudo deberán tener un mínimo de capital certificado de 50 millones de yuanes y depósitos con una capacidad mínima de 500.000 metros cúbicos.

Además, según las dos nuevas regulaciones, los recién llegados deberían tener licencia de importación o una refinería para contratar en el negocio mayorista de productos petroleros. *"Para el negocio de venta al por mayor de crudo, los newcomers tienen que poseer licencias de exploración o una licencia de importación, más las instalaciones de almacenajes. Si las empresas no satisfacen estas exigencias, sólo pueden colaborar como partners de Sinopec o CNPC"*, dijo una fuente.

"Los productos petroleros y el mercado de crudo será abierto muy pronto. Estamos esperando impacientes si el control de la licencia de importación puede levantarse" dijo a China Daily (10/12) un funcionario de la empresas de comercio petrolera con base en Dalian.

"Ahora las empresas con nuevas licencias mayoristas estarán motivadas para facilitar levantamientos del control de importación y reformarán el mecanismo de precios del negocio petrolero", sostuvo David Ernsberger, director editorial Platts Asia.

En concordancia de los compromisos de la OMC, el país abrió el comercio minorista del petróleo, permitiendo a las empresas extranjeras controlar un número limitado de gasolineras u operar redes más grandes en sociedad con chinos.

China quiere que las reservas estratégicas proporcionen amortiguación contra las interrupciones repentinas de suministro. Han Yongwen, secretario general de National Development and Reform Commission dijo el miércoles que China llenó su reserva estratégica de petróleo, con parte importado y producción local.

Innovación: Clean Coal sería viable en los próximos 5 a 10 años

**El almacenaje de carbono sólo será atractivo para los generadores eléctricos si los precios del carbono permanecieran entre 25-30 dólares la tonelada.*

**En el Reino Unido y Noruega para el 2010, estarían las primeras unidades comerciales.*

Las centrales eléctricas denominadas "Clean Coal" que entierran los gases de efecto invernadero aumentarán en los próximos 5-10 años, pero serán una pérdida de dinero a no ser que los gobiernos impongan una política más resistente para luchar contra el calentamiento global, dijeron algunos expertos. Una brecha para permitir a los generadores eléctricos capturar y dar sepultura al dióxido de carbono, sería un salto tecnológico importante.

"La captura de carbono podría ser técnicamente viable dentro de 5-10 años, pero no hay en ningún lugar incentivos comerciales" dijo Harry Audus, Gerente General de la International Energy Agency del programa de investigación y desarrollo de los gases de efecto invernadero. *"Ahora toca a los políticos conseguir los incentivos comerciales"*.

Un informe de Naciones Unidas en 2005 anunció que si los gases de efecto invernadero se llevarán por tuberías a las "deep underground stores" (Almacenes subterráneos profundos) podrían contener el 15-55% de los gases para el 2100; la construcción del almacenaje es la mayor contribución.

Entre los proyectos, Estados Unidos planea de una planta de "Clean Coal" para 2012 que enterrará el dióxido de carbono. Otro proyecto piloto, denominado "Carbon Coffin" (ataúd de carbono) está en marcha en la Unión Europea y otras naciones como Noruega, Australia y China.

"La predicción de un año (para proyectos de generación comercial del carbón) es sumamente difícil" dijo Bert Metz, co-autor del informe de Naciones Unidas en el secuestro y almacenamiento de CO₂.

El almacenaje de carbono sólo será atractivo para los generadores eléctricos si los precios del carbono fueran estables, alrededor de 25-30 dólares la tonelada. En el mercado de emisiones industriales de la Unión Europea, el carbono se negociaba la semana pasada aproximadamente a 18,2 euros la tonelada para entregas del 2008. Pero el carbono apenas se negocia para después de 2012, cuando muchos de los objetivos de la emisión expiran dejando un precio incierto.

"Entre las conjeturas se sostiene que el precio va a estar en 25 dólares, aunque todo depende de los acuerdos que se suscriban en política climática". Los planificadores de generación de electricidad que van a construir nuevas plantas quieren saber que niveles de emisión les permitirán. Treinta y cinco naciones industriales en Naciones Unidas, firmantes del Protocolo de Kyoto para contener emisiones, buscan formas de ampliar el acuerdo más allá de 2012. Muchos científicos dicen que el calentamiento se extenderá probablemente más, causando inundaciones y aumentos en los niveles del mar.

Muchas empresas, entre ellas, American Electric Power, BP, E.ON, Statoil y Vattenfall, están en carrera para desarrollar tecnologías. *"El problema fundamental es que la captura y almacenaje de carbono cuesta alrededor de 100 dólares, la tonelada"* dijo Davir Garman, Subsecretario de Energía estadounidense. *"Tenemos que bajar el costo a 10 dólares la tonelada o aproximadamente en un orden para que sea adaptado y disponible"*.

Los Estados Unidos elegirán entre Illinois y Texas para el proyecto FutureGen, de 1 mil millones de dólares, el que será líder mundial basado de carbón, electricidad cero emisiones y una central eléctrica de hidrógeno.

La Unión Europea también apoya y financia proyectos de captura de carbono. *"Nuestra expectativa es que la captura de carbono y las plantas de almacenaje operen comercialmente en 2010, tanto en el Reino Unido como en Noruega"*, dijo Barbara Helfferich, portavoz de la Comisión Europea. Noruego, país que no pertenece a la Unión Europea y que es el tercer exportador del petróleo en el mundo, tiene como objetivo construir una central eléctrica de gas, con captura de dióxido de carbono para 2014. En una primera etapa, a partir de 2010, la planta Mongstad capturará 100.000 toneladas de carbono por año.

El ministro de Economía y Hacienda, Gordon Brown, dijo el miércoles que Gran Bretaña decidirá el próximo año si presentan una planta de demostración para enterrar gases de efecto invernadero.

Análisis: ¿Hacia que política energética estadounidense?

**Las fuentes de energía poco convencionales como las tar sands, oil shale y coal liquefaction son la mayor promesa para tener un impacto significativo en el suministro de energía y en los precios en los próximos 10 años.*

**Programa piloto para alentar a los agricultores a cultivar 5 millones de acres por años de pasto y otros cultivos para hacer etanol celulósico.*

Los principales referentes de la industria del petróleo y gas estadounidense no tienen esperanzas que los legisladores de Washington hagan sus vidas un poco más fáciles el próximo año, según una encuesta publicada el martes. La revisión, realizada por la consultora Deloitte & Touche, mostró que casi el 80% de los encuestados cree que la política de energía estadounidense no va en dirección correcta (Houston Chronicle, 6/12).

Además, el 70% mencionó su preocupación respecto a las políticas del gobierno, en particular aquellos que restringen la perforación de áreas federales ricas en recursos, "*el mayor obstáculo que bloquea el proceso de energía en América*".

Los obstáculos regulatorios para estimular la exploración, ante las demandas crecientes de energía, seguirán ejerciendo presión sobre los precios del petróleo y del gas natural al menos en 2007, según el survey.

Deloitte, que reunió las respuestas en noviembre a 140 ejecutivos y gerentes de la industria, mostró los datos finales en una conferencia del sector, en Houston, donde ejecutivos de distintas empresas dieron su parecer sobre el crecimiento de las necesidades de energía.

Las empresas petroleras domésticas impulsan a los legisladores federales a aumentar el acceso a tierras federalmente protegidas, entre las que se incluye partes del Golfo de México y el Alaska's Arctic National Wildlife Refuge. El Senador Harry Reid dijo a UPI (5/12) que el ANWR no será explorado.

"Esta inhabilitación de acceso a las reservas, combinadas con el crecimiento de la demanda global, es en última instancia responsable de los altos precios" dijo Richard Woodward, líder petróleo y gas de Deloitte. Pero en la revisión, los líderes de la industria identificaron otros desafíos para asegurar fuentes confiables y económicas. Entre ellos, la carencia de conservación de energía por parte de los consumidores estadounidenses ante la disminución mundial de suministro petrolero.

Más de la mitad de los encuestados cree que las fuentes de energía poco convencionales como las *tar sands*, *oil shale* y *coal liquefaction* son la mayor promesa para tener un impacto significativo en el suministro de energía y en los precios en los próximos 10 años. El 20% considera que la promesa es el etanol y los biocombustibles. Un estudio de Deloitte pidió a las empresas petroleras tradicionales a usar su experiencia para impulsar más fuertemente el avance del etanol y los biocarburantes en Estados Unidos.

El consumo de etanol en Estados Unidos debería crecer a 11.2 mil millones de galones en 2012, más cantidad de los 7.5 millones de b/p requerido en la política energética estadounidense del año pasado, dijo la US Energy Information Administration (Platts, 5/12). Hacia 2030, con el incremento antes mencionado el consumo de etanol estadounidense representará aproximadamente 8% del consumo de gasolina total por volumen.

Incluso en niveles máximos, esperan que el etanol a base de granos arregle cerca del 10 al 14% de la demanda de combustible de transporte estadounidense. Esto podría preparar el terreno para el etanol "celulósico" hecho de *switchgrass* y otros desperdicios de agricultura, que es considerada más sostenible, dijo el estudio Deloitte. Las compañías petroleras, continua el estudio de Deloitte, puede o competir con el etanol y los biocarburantes o poseer una parte de su crecimiento.

Peter Robertson, vicepresidente de Chevron Corp, que habló en la conferencia el martes, dijo que los combustibles alternativos serán una parte importante del adelantamiento de la solución de energía y no tiene que ser visto como una amenaza para la industria. The New York Times (10/12) sostiene que un acuerdo general sobre energías alternativas es más cercano

quizás en el dominio de los biocarburantes, que tienen el apoyo de muchos Republicanos, particularmente por el *farm belt* y los estados del sur. Analistas de la industria esperan que pronto la administración Bush perfile un plan para el desarrollo del etanol celulósico.

Entre los proyectos e iniciativas de la industria del etanol se encuentra el proyecto Golden Swiychgrass de la Universidad de Rhode Island para desarrollar una versión genéticamente modificada de la planta para producir etanol más barato (UPI, 7/12). Este bajaría los gastos de producción del etanol a 1 dólar por galón. La hierba modificada genéticamente sería limitada así no se mezcla con el *switchgrass* silvestre y causa cambios al medio ambiente.

Otras de las iniciativas surgidas en los últimos días, es la del próximo presidente de la Comisión de Agricultura de la Cámara de Representantes, Collin Peterson: *"El gobierno debería pagar a los agricultores para que cultiven 5 millones de acres de césped, un posible nuevo insumo para la creciente para la industria del etanol"*. Durante años, el etanol ha sido destilado principalmente a partir de maíz. Investigadores dicen que nuevos insumos podrían ser pastos, tallos de cultivos, arbustos, e incluso árboles (Reuters US, 6/12).

Representante demócrata de Minnesota, Peterson sugirió un programa piloto de cinco años para alentar a los agricultores a cultivar 5 millones de acres por años de pasto y otros cultivos para hacer el llamado etanol celulósico. Llevará cinco a seis años desarrollar precios de etanol celulósico competitivos, dijo Peterson. *"Luego podemos casar a estos dos (el maíz y el celulósico)"*, agregó. El programa piloto permitirá la experimentación con el pasto, sorgo dulce y otros insumos posibles. La idea es cultivar en tierra pobre y tierra buena. Los cultivos podrían variar por región y habría un pago a los agricultores de modo que no perderían dinero al abandonar los cultivos establecidos.

El programa de césped sería parte de la modificación del año próximo de los subsidios agrícolas estadounidenses. Entre las prioridades está no cultivar pasto en tierra ociosa de la Reserva de Conservación. En este caso se estipula que el gobierno debería también subvencionar las plantas celulósicas, como hizo con el etanol de maíz.

El etanol celulósico es *"donde está nuestro gran rol"* aseguró el congresista, al describir cómo el Departamento de Agricultura debería colocar dinero para investigación en el combustible renovable. Este anuncio coincidió con una información que del portal la industria Platts (idem) que sostiene que el crecimiento del etanol celulósico tendrá poco progreso en el periodo de previsión, con una producción que alcanzará solamente los 300 millones de galones en 2030 como consecuencia de las previsiones de la ley de energía.

Como reflejo del auge de los biocombustibles, la Comisión de Agricultura probablemente se expandiría a seis subcomisiones. Una probablemente supervisaría los temas relacionados a la energía, investigación y administración de tierras pero aún debe tomarse la decisión final.

Brasil perjudicado por la permanencia de tarifas a la importación de etanol

El paquete cerrado por los liderazgos del Congreso estadounidense prolonga el periodo de validez de una tarifa que afecta directamente a los *"usineiros"* brasileños, encareciendo la importación de etanol producido en Brasil y en otros países para proteger a los productores americanos de la competencia extranjera.

La tarifa, que equivale a US\$ 0,54 por galón (US\$ 0,14 por litro), expira en octubre de 2007 si nada ocurre, pero un artículo incluido en el paquete presentado esta semana extiende la tarifa hasta finales de 2008. Como todo lo que contiene los paquetes, la medida necesita ser

aprobada por la Cámara y por el senado (al cierre de la edición la nota, el tema no había sido definido).

La tarifa del etanol es una de las principales barreras comerciales existentes actualmente en EE.UU. y Brasil es el país que más tiende a perder con su mantenimiento. Los americanos sobrepasaron a Brasil y se hicieron los mayores productores de etanol del mundo el año pasado. Los dos países están invirtiendo masivamente para aumentar la capacidad de producción en los próximos años.

Los americanos no poseen capacidad para producir todo el etanol que necesitan y recurren a la importación de una parte del combustible que consumen. Los Estados consumidores de la costa Este y Oeste son favorables a la importación de etanol, pero los Estados centrales (Corn Belt del Medio oeste), donde se concentra el lobby del maíz, resisten.

En general, prohíben la entrada de la mercancía importada para proteger los intereses de la industria local, que amplió su influencia política este año a causa de la creciente preocupación de los americanos por los altos precios del crudo.

Existen actualmente 33 usinas de etanol en construcción en EE.UU. Cuando entren en funciones, ampliarán de 4,5 billones de galones a 6,4 billones de galones de capacidad de producción anual de etanol en el país. Brasil produjo en la última cosecha 4,2 billones de galones de etanol.

Eólica: Goldman Sachs pone en venta Horizon Wind Energy

El interés por el mercado de energías renovables en América puede estar cerca de su pico después que Goldman Sachs, un barómetro de la industria, puso en venta su negocio de Horizon Wind Energy en un cifra estimada de 1.5 mil millones de dólares (The Times, 5/12).

Los motivos por la propuesta de venta, después de 18 meses, no son claros, aunque algunos analistas dijeron que podría ser una respuesta a la "enorme" incertidumbre que rodea a la industria de energía eólica.

Will Ainger, co-editor de SparkSpread, sitio on line de la industria eléctrica estadounidense, dijo "*muchos banqueros miran a Goldman Sachs como weathercock de la industria energética y asumen que este es el techo de este mercado*".

Rudolf Stütze, director de finanzas del proyecto en HypoVereinsbank en New York, dijo: "*Hay una gran incertidumbre que rodea a la industria...y esto causa mucha inquietud entre los leading players*". La incertidumbre contiene un *tax credit* de producción, el valor aproximadamente 1,8 centavos por hora de kilovatio de energía producida, que vence al final del presente año.

En muchos casos, el *tax credit* puede ser el factor que decide si realmente una nueva planta es establecida. Aunque el Congreso ampliara la provisión, contenida en el *Energy Policy Act* de 1992, recientemente en julio de 2005, los analistas dicen que no hay ninguna garantía que será ampliado otra vez.

Al mismo tiempo, hay una enorme escasez de turbinas y los fabricantes de palas fallaron en mantener el crecimiento fenomenal de la industria eólica. Aunque el precio de la adquisición

de Horizon, anteriormente conocido como Zilkha Renewable Energy, nunca fue revelado, los analistas esperan que Goldman Sachs haya obtenido fuertes beneficios por su inversión.

Los analistas especulan que el banco decidió tomar beneficios buenos ahora, más que el riesgo de perder dinero si las *tax credits* no se amplían o la escasez de palas acorta las perspectivas de crecimiento de las empresa.

EE.UU. Legislación abrirá 8.3 millones de hectáreas a la prospección del Golfo de México

Horas antes del final de las sesiones del año, y en una *marathon session*, el Congreso estadounidense envió el sábado la legislación al Presidente George W. Bush que abrirá 8.3 millones de hectáreas a la prospección en el Golfo de México en busca de petróleo y gas, en una iniciativa que dará mil millones de dólares en royalties a cuatro estados del Golfo (The New York Times, 10/12).

La medida para perforar la zona fue parte de un amplio paquete fiscal y comercial que el Senado estadounidense aprobó por 79-9 votos, horas después que la Cámara de Representantes lo aprobara. El representante republicano de Louisiana, Bobby Jindal, uno de los partidarios de la búsqueda de hidrocarburos dijo que Bush firmará el proyecto en ley.

El área, como se cree, tiene 1.3 mil millones de barriles de crudo y 6 billones de metros cúbicos de gas, suficiente par calentar a 6 millones de casas durante 15 años. Estados Unidos usa aproximadamente 21 millones de barriles de crudo por día (International Herald Tribune, 10/12).

La clave del apoyo victorioso en el Senado fue la provisión que da a cuatro estados de la Costa del Golfo -Texas, Louisiana, Mississippi y Alabama, 37,5% de royalties recolectados de la producción de hidrocarburos. Louisiana, que tiene la mayor parte de la producción en su costa, estima que recibirá más de 13 mil millones de dólares durante los próximos 30 años, como parte del ingreso compartido, según la senadora Mary Landrieu (The Washington Post, 10/12). Parte de estos ingresos serán destinados a la restauración de pantanos, la prevención de inundaciones como el protagonizado por el huracán Katrina. La idea de Landrieu es prevenir futuros huracanes que podrían golpear en la región.

En un editorial Houston Chronicle (8/12) dio el ejemplo de California, cuya producción de petróleo y gas reducirá el presupuesto y el déficit comercial, y reduce la dependencia estadounidense de las precarias provisiones extranjeras de crudo. Los Estados que permiten y proporcionan infraestructura para la producción de energía offshore dan una parte importante de los ingresos.

"La exploración de la plataforma continental es crítica para la economía estadounidense" sostuvo John Engler, presidente National Association of Manufacturers. *"Este acontecimiento aumenta considerablemente la seguridad de energía para más de 200 millones de americanos"* sostuvo David Parker, presidente de American Gas Association. Reuters US (9/12) sostiene que

los usuarios de gas natural, desde los agricultores a los fabricantes, apoyan el proyecto de perforación porque esperan que las provisiones suplementarias se reflejen en facturas de energía más baratas.

Los ambientalistas sostuvieron que la exploración offshore es el primer paso para levantar las prohibiciones que existen para perforar a lo largo de las costas del Pacífico y el Atlántico.

Nueva sitio de almacenaje petrolero en Mississippi

El Departamento de Energía estadounidense decidió agregar un nuevo sitio de almacenaje en Mississippi para contener alrededor de 160 millones de barriles de petróleo, como parte del plan gubernamental de expandir la reserva de petróleo de emergencia de la nación (Reuters, 11/12).

El nuevo sitio de almacenaje será la cúpula de sal de Richton, en el sudeste de Mississippi. El petróleo será llevado al sitio por un oleoducto desde Pascagoula a lo largo de la costa del Golfo. El departamento también desea expandir los sitios de almacenamiento existentes de la reserva estratégica de petróleo en Texas y Louisiana para llevar a la capacidad de la reserva de emergencia a mil millones de barriles, explicó el funcionario.

La reserva de petróleo posee actualmente una capacidad de almacenamiento de alrededor de 727 millones de barriles, pero el Congreso aprobó el año pasado un proyecto de ley de energía que requiere que se aumente el tamaño de la reserva.

"Energía abundante y costeable es el alma de nuestra economía y vimos la vulnerabilidad de nuestra nación ante la escasez de energía cuando Katrina golpeó la costa del Golfo en Mississippi," dijo el representante republicano de Mississippi Charles Pickering. *"Esta reserva proporciona una opción adicional en tiempos de crisis energética,"* agregó (Houston Chronicle, 11/12).

La reserva de petróleo fue creada por el Congreso a mediados de los años 70 en respuesta al embargo de petróleo árabe. La reserva contiene ahora alrededor de 689 millones de barriles de petróleo crudo.

Estados Unidos utiliza alrededor de 21 millones de barriles de petróleo al día, 12 millones de los cuales son importados. Eso significa que la reserva puede proveer ahora 57 días de importaciones de petróleo estadounidenses. El Departamento de Energía afirmó anteriormente que tomaría unos 15 años incrementar la reserva a mil millones de barriles.

Para obtener petróleo nuevo para la reserva, el departamento ha dicho que podría comprar crudo directamente en el mercado o transferir parte del que el gobierno recibe como pago de regalías de compañías energéticas.

El departamento sostuvo que también podría permitir a las compañías de energía postergar la devolución del petróleo que tomaron prestado de la reserva, lo que significaría que llegarían más barriles a la reserva como interés en el futuro.

Enfoque: Pemex ingresa en una nueva etapa. En búsqueda de autonomía

**Pemex prevé inversiones para fortalecer los niveles de reservas de hidrocarburos, desarrollar las reservas de gas natural no asociado.*

**Objetivo: exploración en aguas profundas del Golfo de México*

El futuro petrolero mexicano es incierto. Aunque la nueva administración tiene como propósito modernizar el sector energético para que se convierta en palanca del impulso económico del país. Pemex es una empresa fuerte, pero con una estructura financiera en crisis y un desfase tecnológico, debido principalmente a la falta de inversión durante los últimos años. Pemex no está en fase terminal aunque requiere para los próximos 10 años cerca de 350 mil millones de pesos mexicanos.

La crisis de su estructura financiera se explica en el incremento acelerado de su deuda que pasó de 15 mil millones de dólares en 2001 a 90 mil millones de dólares para este año, el equivalente a 1.5 veces los pasivos en el exterior del gobierno federal. *"La fuerte carga de Pemex ha llevado a la compañía a incrementar sustancialmente su deuda tanto bancaria como en el mercado de capitales para fondar estas necesidades de inversión. Adicionalmente requiere fondar el pasivo por pensiones que asciende a 40 mil millones de dólares"*, dijo Santiago Carniado, director de Standar & Poor's. La situación se complica con la declinación en la capacidad de extraer crudo, por el agotamiento de los yacimientos, y la escasa restitución de reservas, que ahora apenas son suficientes para los siguientes 10 años.

México tiene una reserva probada de petróleo de 11 mil 800 millones de barriles, la segunda más baja en el conjunto de los 15 principales productores de crudo en el Mundo.

Tras ser elegido presidente de México Felipe Calderón concedió entrevista al diario mexicano El Universal (29/8) que no estaba en sus planes abordar el tema de una posible privatización de Pemex : *"Estoy convencido de que así debe ser, de que ni la propongo ni le conviene al país, al contrario, las empresas públicas deber seguirlo siendo, fortalecidas y la manera de fortalecerlas es organizándolas mejor, dotándolas de toda transparencia y sobre todo dotándolas de instrumento que les permitan cumplir mejor su cometido"*. Esos instrumentos, prosigue Calderón, son de carácter financiero, además de recursos, operativos, administrativos, legales *"para poder adquirir tecnología de punta, para poder ampliar su capacidad de producción de gas, petróleo y electricidad"*.

En adelante se deben llevar reformas legales para dar autonomía de gestión y la redefinición del gobierno corporativo de Pemex a fin que sea una sola empresa lo que evitaría hasta la cuadruplicidad de costos y legislar en materia de yacimiento transfronterizos. Esta última tendrá por finalidad permitir la exploración eficiente de los yacimientos de hidrocarburos que cruzan los límites marinos territoriales con Estados Unidos, y resguardar sus intereses.

Las estructuras geológicas que contienen los hidrocarburos en el cruce del límite territorial entre ambos países se encuentran a 200 kilómetros del litoral mexicano con respecto a Tamaulipas, y aproximadamente 15% están en territorio estadounidense. Estas áreas ya son trabajados por grandes empresas petroleras, provocando que se pierda presión en el crudo mexicano (El Financiero, 23/11).

Fronteras exploratorias

La petrolera mexicana Pemex continuará con la aplicación de inversiones para fortalecer los niveles de reservas de hidrocarburos, desarrollar las reservas de gas natural no asociado, avanzar en la reconfiguración del Sistema Nacional de Refinación y aumentar la infraestructura para el procesamiento de gas. Es por eso que Petróleos Mexicanos, sexta productora de petróleo del mundo, llevará a cabo el próximo año inversiones en exploración de aguas profundas ubicadas en el Golfo de México, con el propósito de restituir parte de la caída de la producción del campo Cantarell, las cuales tardan de seis a siete años para empezar a generar frutos.

Ahora ya explora tres campos y hay un cuarto en puerta, comentó. *"Este tipo de campos son significativamente más caros de explorar que los que Pemex ha explorado hasta ahora; el reto no es sólo financiero, sino tecnológico; y, si estas barreras se salvan, existe una más, que la maquinaria que se requiere para la construcción de las plataformas es limitada y está sobredemandada"* sostuvo Carniado a La Jornada (10/12). Además, una plataforma marina de perforación que pudiera instalarse a una profundidad de tres mil metros bajo el mar tiene un costo aproximado de hasta 600 millones de dólares; mientras que en una de perforación en aguas someras la inversión es de 50 millones de dólares.

La única opción que tiene Pemex es conseguir un socio tecnológico, porque no puede explorar con éxito en aguas profundas con recursos propios.

El saliente director de Petróleos Mexicanos (Pemex), Luís Ramírez Corzo, dijo recientemente que la exploración de los yacimientos transfronterizos no solucionará el problema de la caída de las reservas petroleras, por lo que la solución es perforar todas las cuencas de hidrocarburos en el Golfo de México, en donde existe un recurso prospectivo de 54 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (Rizone, 23/11). Aquí se podría encontrar, agregó, una cuarta parte de lo que fue Cantarell, ubicado en la Sonda de Campeche, pero para hacerlo se requieren alianzas estratégicas.

De acuerdo con el proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), dentro de los principales planes de Pemex, que comenzarán el próximo año, se encuentran el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec), con una inversión de 194.3 mil millones de pesos.

Asimismo, se llevarán a cabo los proyectos Integral Chuc e Integral Caan con montos de inversión 32.5 y 30.5 mil millones de pesos, respectivamente, de acuerdo con el documento que el Ejecutivo federal propuso al Congreso de la Unión. También se iniciarán los proyectos para la conversión de residuales en las refinerías de Tula y Salamanca, con el fin de disminuir la producción de combustóleo en el centro del país y aumentar la producción de gasolinas. En petroquímica se llevarán a cabo proyectos para la ampliación de las plantas de etileno y estireno en los complejos petroquímicos Cangrejera y Morelos (Milenio, 5/12).

Chile: AES Gener contemple en su plan estratégico centrales a carbón

Tras un largo plazo sin grandes anuncios, AES Gener informó esta semana su plan estratégico de desarrollo de mediano plazo que suma más de US\$ 2.600 millones de inversión (El Mercurio, 5/12). Este plan incluye dos centrales carboneras ya conocidas y que tienen un alto grado de avance en su concepción, como la tercera unidad de Guacolda (200 MW) y Nueva Ventanas (250 MW), ambas en el Sistema Interconectado Central. La central Nuevas Ventanas utilizará sólo carbón como combustible. El próximo paso lo darán en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), donde están en la búsqueda de contratos de suministro eléctrico con grandes clientes mineros para viabilizar la construcción de dos unidades a carbón por 600 MW y US\$ 1.000 millones de inversión.

Otro proyecto que está previsto en una segunda etapa, también en el SIC, es el complejo hidroeléctrico Alto Maipo -en el que Gener está asociada con Aguas Andinas-, el que suma unos 500 MW y requerirá una inversión superior a los US\$ 600 millones. Según detalló Felipe Cerón, el gerente general de la segunda mayor generadora eléctrica de Chile, la firma espera ingresar el Estudio de Impacto Ambiental en el primer semestre de 2007. Cerón realizó sus declaraciones tras inaugurar esta semana la central a diesel Los Vientos (125 MW) ubicada en la provincia de Llay Llay (V Región) que desempeñará un importante rol para la seguridad de suministro eléctrico en el Sistema Interconectado Central (SIC); el primer proyecto de cinco que esperan construir en el corto plazo, por cerca de US\$ 2.000 millones (La Segunda, 5/12).

Se trata de una planta generadora de electricidad del tipo turbina de combustión, técnicamente apta para utilizar petróleo diesel como combustible principal o gas natural como alternativa futura. Es una turbina de respaldo, cuya energía será especialmente relevante en momentos en los que se presenten simultáneamente escasez de agua y restricciones de gas natural. En caso de necesidad del sistema, la capacidad de generación de esta central permitirá satisfacer el consumo residencial de aproximadamente 1 millón de personas.

Esta planta es inaugurada en momentos en que se inicia un período de alta exigencia para el suministro eléctrico en Chile, que se extenderá hasta el año 2010, cuando entren en servicio nuevas centrales de gran tamaño, incentivadas por la Ley Corta II.

Mientras que el otro gran proyecto se relaciona con un complejo térmico a carbón en Mejillones, llamado Angamos, el que tendrá una capacidad final de 600 MW y requerirá invertir más de US\$ 1.000 millones, el que está supeditado al compromiso con compradores, como la licitación que la minera BHP Billiton hará en marzo de 2007.

A la hora de buscar el financiamiento para esta carpeta de proyectos, Cerón señaló que "*probablemente*" sea una mezcla de emisión de bonos con búsqueda de financiamiento externo y el uso de recursos propios. "*Nuestra compañía tiene una posición muy solvente y tenemos distintos ofrecimientos para financiar estas expansiones. No es una fuente de preocupación. Es algo que estamos trabajando, pero no será una limitación*", afirmó.

Considerando Los Vientos, la capacidad de generación de todo el grupo AES Gener para el consumo eléctrico en Chile asciende a 2.553 MW brutos, correspondiente a un portafolio diversificado de generación hidroeléctrica de pasada y termoeléctrica a carbón, gas natural, petróleo diesel y biomasa.

Finalmente, Cerón manifestó a El Diario Financiero (4/12) su interés en el proyecto hidroeléctrico que Xstrata (Ex Falconbridge) posee en Aysén, luego que esta minera anunciara que "revisaría" la construcción de una central por 600 MW en el río Blanco, en la Región de Aysén. Si Xstrata decide desprenderse de este proyecto, Cerón señaló: "*Siempre vamos a estar abiertos a desarrollar tanto derechos nuestros, como derechos que nos puedan ofrecer terceros.*"

No es algo que en estos momentos esté vigente, pero sí estaríamos dispuestos a considerarlo si es un proyecto razonable y ambientalmente amigable".

Apertura de hidrocarburos

El Gobierno chileno decidió abrirse al ingreso de privados al mercado de la exploración y explotación de gas y petróleo, el que hoy está en manos exclusivas del Estado. Esta semana se debería anunciar el lanzamiento de una licitación internacional para trabajar 10 bloques exploratorios ubicados en la Región de Magallanes (XII). De éstos, 7 serán manejados exclusivamente por privados, mientras que los otros 3 serán para ser operados por éstos, pero en sociedad con la petrolera estatal Enap (El Mercurio,11/12).

Hace unos meses la ministra de Minería y Energía, Karen Poniachik, anunció que se licitarían los bloques Coirón, Caupolicán y Lenga para buscar un socio para Enap, pero se optó por abrir el proceso para otros bloques que serán manejados sólo por privados. La petrolera estatal finalizó un estudio que definió 4 distintas prioridades en los bloques que tienen potencial exploratorio de hidrocarburos en la cuenca de Magallanes. Así, la zona de primera prioridad será para el trabajo exclusivo de Enap, y corresponde a los bloques Lago Mercedes, Dorado-Riquelme, Marazzi-Río Hondo, Intracampos, Tranquilo, Chañarcillo y Arenal.

La zona de segunda prioridad será la que se licitará para buscar socios para Enap, mientras que las áreas de tercera y cuarta prioridad -compuesta por los bloques Otway, Rusfín, Brótula, Bahía Inútil, Isla Magdalena, Porvenir y Lago Blanco- son zonas en que se identificó un potencial exploratorio menos atractivo, por lo que recomienda el ingreso de privados. Las bases del proceso de licitación ya están prácticamente listas. Y hay interesados, entre ellos Petrobras, British Gas, Chevron, Marathon y Apache.

La Constitución establece que los privados que estén interesados en el proceso deberán firmar contratos especiales de operación petrolera (CEOP), bajo las condiciones que la Presidenta de la República fije, para cada caso, por decreto supremo. Además, la petrolera y el ministerio evalúan licitaciones en el cordón entre Concepción y Valdivia.

Shell Canadá: Lanza nuevas tecnologías para las arenas bituminosas

Shell Canadá descubrió la tecnología de tratamiento de las espumas Shell Enhancemc, primera aplicación comercial de una tecnología innovadora de tratamiento de las espumas de alta temperatura que reducirá los costos y mejorará la eficacia energética de la producción de las arenas bituminosas.

Puesto a punto por Shell Canadá en colaboración con científicos gubernamentales del Centro canadiense de Tecnología de Minerales y Energía (CANMET) de recursos naturales en Devón, Alberta, la tecnología de tratamiento de espumas Shell Enhance acude a altas temperaturas en curso con el procedimiento de tratamiento con un solvente parafínico para llevar con mayor eficacia las arenas, las partículas de arcillas finas y otras impurezas de las espumas de las arenas bituminosas. Estas últimas son una mezcla de petróleo, de sólidos y de agua que resulta del procedimiento de extracción.

Tratando las espumas a temperatura más elevadas, Shell Canadá podrá emplear material más pequeño, menos agua y menos energía por barril que el procedimiento con un solvente parafínico a la clásica baja temperatura.

Economizando de esta forma energía, las emisiones de gases de efecto invernadero asociados a la producción de las arenas bituminosas serán disminuidas.

“La comercialización, por Shell Canadá, de Shell Enhance destaca la importancia de la nueva tecnología en el desarrollo responsable de las arenas bituminosas para ayudar a cubrir las necesidades de energía de Canadá” dijo Clive Mather, presidente y jefe de la dirección de Shell Canadá. *“Este es el testimonio de nuestro empeño en los principios de desarrollo duradero”.*

“El nuevo gobierno de Canadá se comprometió a favorecer una energía limpia en el marco de una gestión que pretende sanear el aire y el agua” dijo Gary Lunn, Ministro de Recursos Naturales. *“Esta tecnología prueba la voluntad de Canadá de encontrar soluciones innovadoras y constituye un ejemplo muy bueno de la manera en que el gobierno y la industria pueden colaborar con la puesta en punto de tecnologías limpias”.*

La tecnología de tratamiento Shell Enhance es un procedimiento que elimina la arena, la arcilla fina y el agua de las *oil sands* con la finalidad de retirar el betumen limpio y apto para valorizar añadido al hidrógeno, que es el método de valorización aplicado en la unidad de Scotford de Shell Canadá, cerca de Edmonton. Shell Enhance recurrirá a temperaturas más elevadas para llevar la separación más rápida y más eficaz consumiendo menos energía.

Comparativamente con los procedimientos actuales de tratamiento con el solvente parafínico, Shell Enhance

*Mejora la eficacia energética en un 10% (cerca de 40.000 toneladas de gases de efecto invernadero por año).

*Requiere 35% menos de espacio y 75% menos de material.

*Utiliza 10% menos de agua.

*Puede modularizarse por una gran eficacia en la construcción y una reducción de costos.

La tecnología de tratamiento Shell Enhance será utilizada para el proyecto de explotación de las arenas bituminosas de Athabasca, cuyo lanzamiento oficial se efectuó el 1 de noviembre de 2006. Finalizado en 2003, el proyecto de Athabasca fue el primero integrado de explotación de las arenas bituminosas en un periodo de más de 25 años. Esto es parte de una tecnología innovadora en los procedimientos de extracción de las arenas y de valorización. Además, es el primer proyecto del género homologado según la norma ISO 1400, lo que prueba el empeño de los participantes que favorecen un mejoramiento continuo de todos los aspectos del rendimiento en materia de explotación y de medio ambiente.

Cifras y Notas del Sector

Proyecto Biohub para sustituir los derivados del petróleo (Actualités News Environnement, 8/12).

La Comisión Europea autorizó esta semana el apoyo financiero de Francia al programa de investigación y desarrollo 'BioHub', en el que participan empresas y laboratorios de investigación de varios Estados miembros bajo la coordinación de la empresa francesa Roquette, para desarrollar nuevos productos químicos respetuosos con el medio ambiente.

La ayuda, que será de 41,8 millones de euros, se acordó en el marco del régimen de ayudas de la Agencia de innovación industrial aprobada por la Comisión Europea, al darse las condiciones exigidas para la financiación de los proyectos de Investigación y Desarrollo (I+D).

El programa pretende, por un lado, desarrollar nuevos productos a partir de materias primas renovables y, por otro, actualizar nuevos procedimientos de fabricación usando biotecnologías, para sustituir procesos petroquímicos más contaminantes. En este sentido, el proyecto colabora en la investigación de sistemas para luchar contra las emisiones de gas causantes del efecto invernadero y algunos de los productos en cuestión podrían suponer mejoras significativas para la salud humana.

Coordinada por el francés Roquette, en BioHub participan cinco empresas francesas, el laboratorio belga Solvay y una compañía química de Alemania.

Para la comisaria responsable de Competencia, Neelie Kroes, el desarrollo de la química "verde" y las biotecnologías es fundamental para la competitividad y el crecimiento de la economía europea.

El concepto de Biohub podría ser impulsado pronto como una forma de sustituir los derivados del petróleo por los polímeros nacidos del mundo vegetal, como son las botellas plásticas, los embalajes, los disolventes para pintura, etc. Además de la ventaja biodegradable, esta nueva generación de plásticos les ofrecería nuevos objetivos a los agricultores.

El mercado de producción de almidón en crecimiento continuo está pasando por su mejor momento gracias al desarrollo de las biotecnologías y a la carestía de petróleo que permitirá comercializar nuevos procedimientos industriales mucho más importantes. El fin reconocido por los laboratorios de investigación está en reemplazar las refinerías petroleras por las biorefinerías. Pero el camino es todavía largo y sinuoso.

Perú: Desmienten salud de Occidental (El Comercio, 10/12)

El presidente de Perú-Petro, Daniel Saba, descartó que el anuncio del retiro de Occidental Petroleum del Perú se debiera a conflictos sociales en las zonas donde opera, tal como informara la petrolera estadounidense. El funcionario explicó que su decisión responde a

que se está retirando de la región, y que a la par del Perú ha anunciado su salida de Ecuador y Argentina.

Sostuvo que en ninguno de los lotes en los que tiene participación (64, 101 y 103) se ha presentado una falta de coordinación o de diálogo con las comunidades indígenas; por el contrario, en dos de ellas se han establecido talleres de diálogo. *"En todo caso, de ser cierto, significaría que esta empresa es incapaz de resolver sus problemas sociales"*, señaló.

Saba también informó que para los lotes 64 y 103, Occidental ha presentado solicitudes para cambiar al garante corporativo, de modo que sea la empresa China Petroleum Development. Mientras que para el caso del lote 101, Occidental ha solicitado transferir el total de su participación a la empresa Amerada Hess.

El presidente de Perú-Petro indicó que estas solicitudes se encuentran aún en evaluación y solo podrán considerarse oficiales cuando sean aprobadas por el directorio de Perú-Petro y ratificadas a través de un decreto supremo.

Saba indicó que Occidental tiene una inversión pendiente de entre US\$50 millones y US\$70 millones, que deberá cumplir antes de retirarse del país. Dichos compromisos derivan del acuerdo que firmó con el Estado luego de que se le restituyeran algunas propiedades tras la expropiación de la década del 70. De no hacerlo, no se rescindirán sus contratos.

El funcionario indicó que no existe ningún conflicto entre Perú-Petro y Occidental; sin embargo, consideró que deberán resolverse los aspectos pendientes para que la relación entre Occidental y el Perú llegue a buen término, lo cual espera lograr con el diálogo.

¿La ganadería produce más gases de efecto invernadero que los automóviles? (Energine, 7/12)

¿La ganadería de bovinos produce más gases de efecto invernadero que los automóviles? Por muy asombroso que esto pueda parecer, la respuesta es "sí". Según un nuevo informe publicado por FAO, el sector ganadero emite gases de efecto invernadero que, medidos en equivalente CO₂ (18 por ciento), son más elevados que los producidos por los transportes. Es también la fuente principal de degradación de las tierras y las aguas.

Según Henning Steinfeld, Jefe de la Subdivisión de información y políticas en materia de ganadería de FAO y uno de los autores del informe, *"la ganadería es uno de los primeros responsables actuales de los problemas mundiales de medio ambiente y habría que remediarlo rápidamente"*.

Con el mejoramiento de las rentas y la prosperidad, los habitantes del planeta consumen cada año cada vez más carne y productos lácteos. Según estimaciones, la producción mundial de carne debería duplicarse y más, pasando de 229 millones de toneladas en 1999/2001 a 465 millones de toneladas en 2050, mientras que la leche debería escalar de 580 a 1.043 millones de toneladas.

El sector representa respectivamente 37% de todo el metano debido a las actividades humanas (actuando el calentamiento 23 veces más que el CO₂) que es producido, en parte, por el sistema digestivo de los rumiantes, y el 64% del amoníaco, que contribuye sensiblemente a la lluvia ácida.

La ganadería utiliza un 30% de toda la superficie de la tierra, principalmente a los pastos permanentes, pero también al 33% de las tierras de cultivo para la producción forrajera, indica el

informe. Los bosques son desgraciadamente destruidos para crear nuevos pastos, en particular en América Latina donde un 70% de los bosques antiguos del Amazona fueron convertidos en pastos.

Alemania apuesta al Gas Natural Vehicular (Der Spiegel, 5/12)

En los próximos dos años, E.ON Ruhrgas prevé abrir cerca de 150 estaciones de servicios par vehículos a gas (GNV) en las autopistas alemanas. Actualmente, el gas natural como carburante motor está disponible en 750 estaciones de esencia alemanes. Con este fin, E.ON Ruhrgas creo una nueva filial conocida con el nombre de gas Mobil E.ON. Esta establecerá nuevas estaciones de servicio en colaboración con las principales compañías petroleras en Alemania.

En 2007 y para comenzar, de 60 a 70 nuevas estaciones de esencia se podrán en funcionamiento. Otra cifra similar en 2008. E.ON Ruhrgas va gastar un total de 36 millones de euros para cobertura suplementaria de las estaciones de GNV.

"El gas natural tiene mucho potencial como carburante motor. Es más barato que la esencia y el diesel, pero también muy favorable al medioambiente", dijo Bernhard Reutersberg, miembro del consejo de E.ON Ruhrgas AG y presidente del consejo de vigilancia de E.ON gas Mobil.

"Creando la estructura E.ON gas Mobil enviamos una señal clara para el desarrollo ulterior de este mercado. Al mismo tiempo, continuamos cooperando con los fabricantes alemanes de automóviles que ofrecen modelos atractivos". Las ventajas ambientales del gas natural como carburante motor deber aumentar en el futuro con la utilización del bio gas natural. Este último se obtiene del tratamiento de recursos de origen renovables.

En un cambio voluntario, la industria del gas sumará un 10% de bio gas a los volúmenes de gas natural existentes en el mercado motor de los carburantes para 2010. Este hecho contribuirá significativamente a la reducción de las emisiones de CO2 provocadas por la circulación por las carreteras.