

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

Índice:

Análisis: Las nuevas tecnologías extienden la era del petróleo.....	1
Hidrocarburos: China y los países adecuados para invertir. Bolivia y Ecuador.....	4
Estados Unidos: Nueva ola de fusiones y adquisiciones en el mercado de energía.....	7
Geopolítica: Demarcación de la nueva ley petrolera iraquí.....	9
Biocombustibles: Perú se presenta como alternativa a Brasil.....	12
Análisis: Brasil entre el incremento de las usinas de biocombustibles y sus altos costos.....	14
Tecnología: Avance en la deshidratación del gas natural.....	16
Pemex-Petrobras, ¿asociación estratégica para las aguas profundas del golfo?.....	17
Carbón: Vale do Rio Doce adquiere a la australiana AMCI Holdings.....	19
Cifras y Notas del Sector.....	20

Análisis: Las nuevas tecnologías extienden la era del petróleo

El yacimiento petrolero Kern River, descubierto en 1899, fue reanimado cuando los ingenieros de Chevron comenzaron a inyectar el vapor *high-pressured* (de alta presión) para bombear más petróleo. El campo, cuya producción había caído a 10.000 barriles por día en los años 60, ahora tiene una salida diaria de 85.000 barriles.

En Indonesia, Chevron aplicó la misma tecnología en el gigante yacimiento petrolero Duri, descubierto en 1941, aumentando la producción a más de 200.000 barriles por día, encima de los 65.000 de mediados de los 80.

Y en Texas, Exxon Mobil espera duplicar la cantidad de petróleo que extrae de su campo Means, que se remonta a 1930. Exxon, como Chevron, usará *three-dimensional imaging* en las profundidades del campo y la inyección de gas -en el caso, dióxido de carbono- para hacer salir el crudo.

En la década pasada, los avances de la tecnología hicieron posible abrir más petróleo de los viejos campos, y, al mismo tiempo, los altos precios del petróleo los hicieron económico para las empresas, que buscan reservas.

En un amplio estudio publicado en 2000, el U.S. Geological Survey estimó que los recursos en última instancia recuperables de petróleo convencional sumaron aproximadamente 3.3 billones de barriles, de los cuales un tercio ya fue producido. Más recientemente, Cambridge Energy Research Associates, consultor de energía, estimó que la base total de petróleo

recuperable era de 4.8 billones de barriles. Esa estimación más alta -que Cambridge Energy dice que probablemente crezca-es parte de una reflexión de como las nuevas tecnologías pueden impulsar más estos recursos.

"Esta es la quinta vez que hemos examinado el periodo cuando parecía que el final de petróleo estaba cerca y la gente hablaba del agotamiento de los recursos", dijo Daniel Yergin, presidente de Cambridge Energy.

Hay todavía una opinión minoritaria, sostenida en gran parte por un pequeño sector de geólogos petroleros retirados y algunos miembros del Congreso estadounidense, que sostienen que las producción petrolera ha alcanzado su punto máximo, pero la teoría ha estado perdiendo color. Igualmente polémico para las compañías petroleras es la creciente voz de los ambientalistas, que no piensan que el bombeado y el consumo de una cantidad cada vez mayor de combustible fósil sea en alguna forma deseable.

El aumento de las proyecciones para una mayor extracción de petróleo se transforma en un asunto político en muchos frentes diferentes y de modos imprevisibles. Para tranquilizar al público que las provisiones satisfarán las futuras demandas, las empresas petroleras tratarán de disuadir a los legisladores, poco dispuestos a abrir a la exploración a Alaska y otras nuevas áreas.

A nivel global, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que está en favor de un precio del crudo alrededor de los 50 dólares el barril, probablemente verá su influencia reforzada en los próximos años. El cartel de 12 países, que añadió a Angola como su miembro este año, está preparado para controlar más del 50% del mercado de petróleo, encima del 35% actual, de la producción petrolera occidental en disminución.

Las compañías petroleras dicen que pueden proporcionar bastantes provisiones -que tarde o temprano podría conducir a la baja de los precios del petróleo y la gasolina- pero pocas alternativas a los combustibles fósiles. Inevitablemente, esto quiere decir que las emisiones globales de carbono usadas en el sector de transporte seguirán aumentando, y contribuirán al calentamiento global.

La industria petrolera es conocida por buscar fuentes de combustible fósiles en lugares remotos del planeta, desde los llanos helados de Siberia a las aguas profundas de África Occidental. Pero ahora la búsqueda de nuevos descubrimientos ocurre en lugares menos exóticos. Las compañías petroleras vuelven a viejos o maduros campos en parte porque hay pocos sitios vírgenes por explorar, y de los existentes pocos están abiertos a los inversores.

En Bakersfield, por ejemplo, Chevron usa la tecnología *steam-flooding* y modelos tridimensionales computarizados para aumentar la producción de los campos de petróleo pesado. Incluso después de un siglo de producción, los ingenieros dicen que mucho crudo abandonado a ser bombeado en Kern River.

Algunos pronosticadores, estudiando datos sobre cuanto petróleo es usado cada año y cuanto todavía, como se cree, hay en la tierra, argumentaron que en algún punto para 2010, la producción petrolera global alcanzará su punto máximo -si esto no ocurre ya- y comenzará a caerse. Esa caída introduciría en una era incierta de escasez, picos de precios y disminución de la economía.

"Muy, muy seriamente estoy preocupado por el futuro que afrontamos", dijo Kjell Aleklett, presidente de la Association for the Study of Peak Oil and Gas. *"Está claro que el petróleo está en provisiones limitadas".*

Muchos ejecutivos petroleros sostienen que los denominados teóricos del peak-oil fallan en no tener en cuenta la sofisticación de la tecnología, combinada a los altos precios que hacen a la búsqueda de un nuevo petróleo más asequible, abriéndose oportunidades de desarrollar abastecimiento. Como la industria mejora su capacidad de dibujar la nueva vida de los viejos pozos y ampliar sus incursiones en esquinas alguna vez más profundas del planeta, esto

proporciona una fuerte refutación en el largo debate de cuando el mundo podrá quedarse sin petróleo.

Típicamente las compañías petroleras sólo pueden producir un barril por cada tres que encuentran. Dos por lo general son olvidados, porque son demasiado difíciles de bombear o porque sería demasiado caro hacer así. Retomando estos recursos descuidados, los expertos de energía dicen, representa una oportunidad enorme.

"Irónicamente la mayor parte del petróleo que descubriremos es el petróleo que ya hemos encontrado", dijo Lawrence Goldstein, analista de energía del Energy Policy Research Foundation, un grupo financiado por la industria.

Nansen G. Saleri, jefe de la dirección de depósitos de la empresa pública saudita Aramco, dijo que los nuevos instrumentos sísmicos que dan una mejor opinión a los geólogos sobre los yacimientos petroleros, el *real-time imaging software* y la capacidad de perforación horizontal podrían aumentar las reservas globales. Saleri dijo que las reservas totales de Arabia Saudita son casi tres veces más altas que el número oficial publicado por el reino de 260 mil millones de barriles, o aproximadamente un cuarto de las probadas a nivel mundial.

Estimó los recursos del reino en 716 mil millones de barriles, incluyendo el petróleo que ya fue producido así como las reservas más inciertas. Y gracias a la tecnología más sofisticada, Saleri, dijo que no estaría sorprendido si las últimas reservas en Arabia Saudita alcanzarán tarde o temprano el billón de barriles.

Incluso si las estimaciones sauditas son imposibles de verificar, subrayan el hecho que las compañías petroleras buscan constantemente nuevas formas de extraer más petróleo de la tierra.

En el campo Kern River justo en las afueras de Bakersfield, millones de galones son inyectados en el campo para derretir el petróleo, que tiene la consistencia inusualmente densa de melaza muy espesa. El vapor líquido es entonces agotado por depósitos subterráneos y bombeados en cerca de 8.500 pozos de producción dispersos alrededor del campo, que cubre 20 millas cuadradas.

Inicialmente, los ingenieros esperaron recuperar sólo el 10% del petróleo del campo. Ahora, gracias a décadas de prueba y error, Chevron será capaz de recuperar hasta el 80% del petróleo del campo, más de dos veces el *rate* de recuperación medio de la industria, que es típicamente alrededor del 35%. Cada pozo produce aproximadamente 10 barriles en un costo de 16 dólares cada uno. Esto comparado con los costos de producción de solo 1 dólar o 3 por barril en el Golfo Pérsico, casa de los productores de costos más bajos del mundo.

Chevron espera usar el conocimiento que obtuvo para aplicarlo en los campos de crudo pesado en el mundo. También planea un gran programa piloto para probar la tecnología en un área entre Arabia Saudita y Kuwait, por ejemplo.

Las compañías petroleras estuvieron perfeccionando métodos de recuperación secundarios y terciarios, inyectando todo tipo de gases exóticos y líquidos en los yacimientos petroleros, incluyendo agua y jabón, gas natural, dióxido de carbono y hasta hidrogeno sulfuro, un gas hediondo y venenoso.

Desde "*the dawn of the Petroleum Age*" hace más de un siglo, el mundo consumió más de un billón de barriles de petróleo. La mayor parte de este era light, la clase líquida que era fácil de encontrar, fácil de bombear y fácil para refinar. Pero como estas fuentes light se están agotando, una parte importante de las reservas de petróleo del mundo es de petróleo pesado.

Los analistas estiman que hay aproximadamente 1 billón de barriles de petróleo pesado, *tar sands* y depósitos de *shale-oil* en sitios como Canadá, Venezuela y Estados Unidos que pueden ser convertidos en combustible líquidos por métodos de recuperación como el *stram-flooding*.

"Esta es una industria que se mueve en ciclos, y ahora mismo, los enormes innovaciones, tecnología e inversiones están siendo desplegadas" sostiene Yergin.

Después de años de bajos niveles de inversión, las compañías petroleras están nuevamente en carrera para aumentar las provisiones así alcanzar un crecimiento del consumo. El mundo consumió aproximadamente 31 mil millones de barriles de petróleo el año pasado. A causa del crecimiento demográfico y económico, sobre todo en Asia y países en vías de desarrollo, la demanda de crudo tenderá a elevarse un 40% para 2030 a 43 mil millones de barriles, según Energy Information Administration.

Volviendo a California, el campo Kern River parece haber cambiado poco de hace 100 años. La tecnología sísmica y los satélites ahora son usados para supervisar las operaciones mientras los sensores dentro de los pozos registran cambios leves de la temperatura o la presión. Cada año, la empresa perfora aproximadamente 850 nuevos pozos allí. Increíblemente, hay muy pocos trabajadores en el campo. Los ingenieros en las salas de control refrigeradas pueden conseguir una imagen exacta del depósito subterráneo del campo y señalar con exactitud las áreas que quiere explorar. Ninguna de esas tecnologías estaba disponible hace una década.

Hidrocarburos: China y los países adecuados para invertir

**El problema chino quizá no radique en precios internacionales ni tensiones en Asia occidental, sino es la economía del sector. Las compañías petroleras, en general, afrontar mayores costos de exploración o compra de reservas, insumos primarios, materiales y mano de obra.*

**China aumentará la presión sobre las administraciones locales y empresas para cortar la contaminación y aumentar la eficacia energética*

China identificó nueve países como "adecuados" para la realización de inversiones por parte de sus empresas petroleras, en una lista que excluye a Irán, Sudán y Nigeria. Las empresas petroleras chinas deben concentrar sus inversiones en Kuwait, Omán, Qatar, Marruecos, Libia, Níger, Noruega, Ecuador y Bolivia, según las directrices publicadas en la Web de la Comisión de Reforma y Desarrollo Nacional.

La exclusión de Irán, Sudán y Nigeria no está clara sostuvo Sudan Tribune (2/3) porque las empresas chinas ya tienen proyectos a corto plazo de inversión en los tres países, o por razones políticas. El rotativo británico Financial Times (2/3) tiene su punto de vista: China está bajo presión tanto de Estados Unidos como de la Unión Europea para cambiar su política con los países sobre la cuestión nuclear (con Irán) y los derechos humanos (con Sudán).

China National Petroleum Corp. Y China Petrochemical Corp son empresas que están investigando opciones en el mundo con la tentativa de obtener fuentes de petróleo y gas para atender la creciente demanda de combustibles de su economía, una de las principales del mundo. "La lista está destinada a orientar y estimular aún más a las empresas chinas a invertir en el exterior", dijo la comisión, sin suministrar explicaciones adicionales acerca de los países seleccionados.

El anuncio amplía una lista divulgada en 2004 y en 2005 que incluía más de 20 países de los cuales las compañías chinas ganan estímulos para invertir. La mayoría de ellos no es de grandes productores de petróleo.

El problema chino quizá no radique en precios internacionales ni tensiones en Asia occidental, sino es la economía del sector. Las compañías petroleras, en general, afrontar mayores costos de exploración o compra de reservas, insumos primarios, materiales y mano de obra. Muchos grandes yacimientos chinos han estado produciendo durante decenios, inclusive el gigante de PetroChina, Daqing. Simultáneamente, resulta cada vez más caro perforar en áreas marginales o incorporar nuevas tecnologías. Existen esperanzas en enorme depósito submarinos fuera de la plataforma continental, pero es un negocio de altísimo (hay zonas donde los tifones pasan de 200 km/hora) que exige especialistas, plataformas costosas y enormes primas de seguro (IHT, 23/2).

La demanda de petróleo del país puede aumentar un 6,1%, llegando este año a 7,56 millones de barriles por día, según las previsiones de la Agencia Internacional de Energía.

En 2006, las tres mayores compañías de petróleo extrajeron un 29% de petróleo de más de los campos en el extranjero, según la Asociación de Industria Química y de Petróleo de China. China National Petroleum, China Petrochemical y China National Offshore Oil produjeron 35 millones de toneladas métricas de petróleo en campos en el extranjero en 2006, o un 18% del total de 200 millones de toneladas (Bloomberg, 2/3).

Para consolidarse en el exterior, los grupos chinos se apoyan en estructuras establecidas como la del BBVA, puente para las inversiones chinas en Iberoamérica. Ésa será una de las primeras consecuencias del acuerdo suscrito el pasado mes de noviembre entre el BBVA y el banco chino Citic Group (ABC, 3/3).

Tras la firma oficial de dicha operación, que otorga al BBVA el 5% de las acciones de la rama china del Citic y el 15% de su empresa matriz en Hong Kong por una inversión de 989 millones.

El acuerdo prevé «un plazo de 18 meses para decidir qué negocios se pueden establecer de manera conjunta, como una joint venture, entre el BBVA y el Citic.

No en vano, el convenio de exclusividad suscrito entre ambos bancos prevé que deban unirse bajo una nueva marca común, que se decidirá en los próximos meses, para gestionar servicios financieros mayoristas.

Para alimentar este imparable desarrollo, China ha puesto sus ojos en Iberoamérica y África, dos continentes donde puede conseguir recursos naturales y materias primas, como petróleo, gas, minerales y madera, a cambio de “colocar” sus baratísimos productos.

El diario brasileño Valor (2/3) recuerda que detectados por el radar chino, Bolivia y Ecuador mantienen una relación conturbada con Brasil en el sector energético. El año pasado, con la nacionalización de los hidrocarburos, Bolivia acabó imponiendo una nueva fórmula, obligando a Brasil a pagar más por las importaciones de gas. En el caso de Ecuador, el nuevo presidente Rafael Correa, dijo en febrero que podrá anular los contratos con petroleras extranjeras que actúan en el país si se comprueba alguna irregularidad en la explotación. En ese país, el consorcio Andes Petroleum que incluye CNPC y China Petroleum & Chemical Corp compró los activos de la canadiense EnCana por 1,42 mil millones de dólares en 2005. Sinochem, la cuarta compañía petrolera china por activos, está también activa en el país sudamericano.

En la lista de países para invertir figura también Noruega y en los últimos días, China National Petroleum Corp., empresa matriz de Petrochina Co Ltd firmó un memorandum de entendimiento para una cooperación estratégica con la noruega Statoil. Shanghai Securities News (1/3), citando fuentes dijo que las dos empresas pueden desarrollar conjuntamente el Bloque 14 del campo de gas offshore South Pars en Irán. CNPC está en conversaciones con Irán sobre los detalles del proyecto y espera firmar un acuerdo de siete años pronto.

El productor petrolero más grande de China invertirá 1.8 mil millones de dólares en exploración y otros 1,8 mil millones de dólares para construir una planta de GNL con una producción anual de 4,5 mln toneladas. Petrochina dijo a XFN-Asia (1/3) que firmó un acuerdo preliminar de 25 años para comprar 3 mln toneladas de gas natural licuado iraní a partir de 2011. China National Petroleum Corp. está actualmente construyendo tres terminales de GNL en Jiangsu, Dalian y Tangshan.

China impulsa la causa verde a nivel local

China aumentará la presión sobre las administraciones locales y empresas para cortar la contaminación y aumentar la eficacia energética, dijo el primer ministro Wen Jiabao el lunes después de fracasar en la búsqueda de un punto de referencia el año pasado en ambas áreas (Financial Times, 6/3). En su informe anual al National People's Congress, el cuerpo superior de legislación del país, Wen dijo muchas instalaciones de producción atrasadas *"no fueron cerradas como lo planeado y administraciones locales y las empresas fallaron en cumplir con las leyes"*. Su retórica aguda refleja un reconocimiento de Beijing que la eficacia de energía empeora y la creciente contaminación se transforman en problemas políticos domésticos e internacionales para China.

Según la International Energy Agency, se espera que China se haga el emisor más grande de gases de efecto invernadero en 2009, basado en el modelo de consumo actual, una posición que lo pondrá en el centro del debate del cambio climático. Además, la oleada en China de inversiones en industrias pesadas, contaminantes en los últimos cinco años coincidió con un salto en el precio de la energía y elevando la demanda de los ciudadanos de aire y agua limpias. La inversión en la industria pesada también fue un gran conductor en la extensión de la industria de energía, que añadió nueva capacidad el año pasado igualando aproximadamente dos veces la base instalada de California, el 90% encendido con carbón.

Wen confirmó que un objetivo en el último plan de cinco años es recortar el consumo de energía por unidad de producción en 4% al año y reducir la descarga de grandes agentes contaminantes al 2% que no fue posible el año pasado. *"Los objetivos (durante los cinco años hasta el 2010) no pueden ser revisados entonces deberemos trabajar con resolución para ponerlos en práctica"*, sostuvo.

En la práctica, China va a liberar los precios de la energía, aumentar las tasas de exportación, y controlar algunas inversiones, en una tentativa para equilibrar su economía. La adopción de medidas que reduzcan el alto ritmo del crecimiento de la economía china es uno de los propósitos del gobierno central.

Las compañías de sectores contaminantes y de uso intensivo de energía tendrán que pagar más por el agua y por la energía utilizada, sostuvo Ma Kai, Jefe de la Comisión de Reforma y Desarrollo Nacional, en un artículo publicado en la revista oficial Money China (1/3). Esas empresas también tendrán dificultades en obtener préstamos del sector bancario estatal, según Ma, que es considerado como el principal planificador del país.

"Aumentar los esfuerzos para economizar energía y reducir la polución es el camino fundamental para que transformemos nuestro modelo de crecimiento económico y aumentar nuestra eficiencia", garantizó. China no cumplió la meta de reducir el uso de energía en 2006.

Estados Unidos: Nueva ola de fusiones y adquisiciones en el mercado de energía

Durante más de dos años, los observadores de la industria predijeron la muy difundida consolidación, gracias a una combinación de fuerzas que convirtieron a las *utilities* en candidatos atractivos a *takeover*. El solo año pasado, siete fusiones o adquisiciones de utilidades públicas fueron anunciadas (Dallas Morning News, 27/2).

Mirant Corp y Dynergy Inc están en los productores de energía que pueden atraer a las firmas de private equity después que Kohlberg Kravis Roberts & Co. adquiriera TXU, dijo Stephan Truffer de EIC Partners AG (Bloomberg, 27/2).

Mirant y Reliant Energy Inc tienen los valores más atractivos dado que los precios del takeover de TXU, dijo el analista en Houston del Deutsche Bank AG, John Kiani, en una nota. Constellation Energy Group y Entergy Corp tienen el "*más alto re-gearing potencial*" o la mayor capacidad de absorber la deuda, dijo el analista Vincent Gilles de UBS en una nota a sus inversionistas.

Las firmas de Private equity evitaban a menudo apuntar a utilities debido a la compleja molestia de tratar con reguladores, consumidores y grupos ambientales (Forbes, 27/2). Pero los inversores cash-heavy trabajan arduamente para intentar aplacar a los verdes.

Las firmas de buyout pueden llegar este año al record de 230 mil millones de dólares, subiendo un 8,5% desde 2006, pues los inversores buscan retornos que sobrepasan los stocks y las obligaciones, según Private Equity Intelligence de Londres.

"*Mirant y Dynergy son la clase de jugadores que podrían ser atractivos*" dijo Truffer, que ayuda a manejar un Energy Utility Fund de 158 millones de dólares con EIC Partners en Feldmeilen, Suiza. El holding incluye participaciones en Mirant, NRG Energy, Exelon Corp. e International Power. "*Los private equity miran donde colocar el dinero*".

KKR, controlado por Henry Kravis y George Roberts, y Texas Pacific de David Bonderman pagará 69,25 dólares por cada acción de TXU, o el 15% más que productor de energía con sede en Dallas al precio de cierre del 23 de febrero, dijo la empresa. Aproximadamente 12 mil millones de dólares de deuda serán asumidos, dijo la portavoz de TXU Lisa Singleton (The New York Times, 27/2). El acuerdo encabezó la entrada en funciones del grupo Blackstone en Equity Office Properties Trust, el propietario más grande de oficinas, por 39 mil millones de dólares. La adquisición "*debería causar una reevaluación para el mercado de muchos de los productores de energía independientes*", dijo Kiani del Deutsche Bank.

Estrechamente sostenido firmas LBO usan un mix de dinero para invertir más en sus propios fondos y deuda asegurada con el objetivo de comprar para financiar sus acuerdos. Procuran ampliar sus empresas o mejorar el funcionamiento antes de venderlo en cinco años.

"*Seguiremos viendo varias transacciones durante los próximos años*", dijo Joseph Fontana, líder de utility de Ernst & Young, consultoras de servicios para transacciones. "*Se empezará a ver cada vez más acuerdos con compradores no tradicionales*" (Dallas Morning News, ídem).

Mirant, productor de electricidad con sede en Atlanta surgió de la bancarrota el año pasado, tiene un valor de mercado de 9,8 mil millones de dólares. Con 3,8 mil millones de dólares en obligaciones excepcionales y su deuda tiene un B+ de la clasificación de Standard & Poor's, o cuatro niveles debajo del *investment grade*.

Los productores de energía que venden la electricidad en el mercado al por mayor, como Mirant y Dynergy, son atractivos porque pueden beneficiarse de la escasez de capacidad de energía en áreas geográficas como California y el noreste de Estados Unidos, dijo Truffer.

Las participaciones en International Power, productor de electricidad del Reino Unido con operaciones en Texas, se elevaron 1,4%. TXU, como parte del acuerdo de compra, cancelará 8 de las 11 centrales a carbón que estaban en la planificación, reduciendo el margen de reserva, o la capacidad de generación excedente, en el Estado.

"Está bien que los grupos de private equity hagan estas ofertas porque ayuda a las valuaciones del mercado estadounidense", dijo Truffer. "International Power es un objetivo potencia desde hace algún tiempo"

Dynergy, propietario de centrales eléctricas en 10 estados de EE.UU., tiene un valor de mercado de 4,3 mil millones de dólares y bonos pendientes de 3,8 mil millones de dólares. Este tiene un B en el rating de Standard and Poor's, cinco niveles por debajo del grado de inversión.

Daniele Seitz, analista Dahlman Rose & Co. dijo que los precios de energía probablemente seguirán subiendo durante los próximos años (Forbes, ídem). *"El suministro de generación eléctrica no es en realidad suficiente ahora para satisfacer la demanda durante los próximos cuatro años", dijo Seitz. "Entonces, los precios probablemente aumentarán para la energía y el valor de los activos".*

Seitz notó que se tarda mucho en construir nuevas plantas, de siete a diez años.

"Considerando que el tiempo y el costo de este tipo de construcción, los inversores piensan que estas plantas valen mucho más que su cuentas contables", dijo el analista. "Los inversores están dispuestos a pagar mucho más por las plantas existentes".

Desregulación del sector

El aflojamiento de las restricciones coincidió con la desregulación en muchos estados, incluyendo Texas. Los rate de los utility congelados y las reducciones que se efectivizaron primero en 1997 como parte de la transición a un sistema desregulado está siendo retirado progresivamente, que también apela a los inversionistas potenciales. Los cambios regulatorios no podrían haber llegado en mejor momento para las utilities. Las empresas gastaron en los últimos años tratando de mejorar las operaciones y sus balances, casi como si se prepararan para una venta.

A principios de la década, muchas de las compañías, incluyendo TXU, fueron aquejadas por problemas financieros con esfuerzos que fracasaron para desplazar sus operaciones en nuevas áreas, como las telecomunicaciones. En fechas recientes como en 2004, TXU todavía se reponía de los problemas en sus operaciones en el Reino Unido que forzaron a la empresa a vender algunos negocios y deslocalizar muchos de sus empleos. Pero ahora, la coyuntura se modificó y las adquisiciones se hicieron una opción atractiva. *"Esto permitió racionalizar los gastos y generar economías de escala",* sostuvo una fuente.

Las ventas de las utilities crecieron a un ritmo anual de sólo 1,8% desde 1990 y se espera que permanezcan fijas en el futuro próximo, según la consultora McKinsey & Co. *"Las fusiones y adquisiciones son una de las pocas opciones viables para el crecimiento del value-creating (creación de valor)"* escribió un trío de empleado de McKinsey en un artículo del año pasado *Public Utilities Fortnightly*. En ese artículo sobresale el hecho que las cuatro primeras compañías energéticas cuentan con sólo el 17% de los ingresos de la industria.

Hasta el momento, el acuerdo más significativo es la compra de Duke Energy de Cinergy Corp., que se completó en abril del año pasado. Pero otras combinaciones anunciadas el año

pasado fueron designadas para cerrarse en los próximos meses. Un consorcio conducido por Macquarie Infrastructure Partners and Diversified Utility and Energy Trust esperan la aprobación en junio para su fusión con Duquesne Light Holdings, utility eléctrica de Pittsburgh. Y Northern New England Energy Corp., subsidiaria de la canadiense Gaz Metro Limited Partnership intenta cerrar el acuerdo de 187 millones de dólares para comprar la empresa de Vermont, Green Mountain Power Corp, en el segundo cuarto de este año.

Geopolítica: Demarcación de la nueva ley petrolera iraquí

El gabinete de gobierno iraquí endosó el lunes, 26, un proyecto de ley que establecerá una fórmula de división de la renta proveniente de las grandes reservas de petróleo del país y que contemplará a todos los grupos étnicos y sectarios de Irak. La formalización de la medida está siendo considerada una importante victoria del gobierno, ya que fue necesario establecer un acuerdo entre los conflictivos grupos políticos que componen el gabinete iraquí.

Líderes iraquíes ya prometieron presionar para que la propuesta sea aprobada en el Parlamento y esté en vigor par finales de mayo. "Es un cronograma apretado, pero los imperativos económicos y políticos del país exigen que encaremos el desafío", dijo el vice-premier iraquí Barham Salih. El borrador aprobado por el gabinete permite que el gobierno central distribuya los ingresos petroleros de acuerdo con el tamaño de las poblaciones de los diferentes grupos étnicos de las provincias iraquíes. La fórmula debe disminuir las preocupaciones de los árabes sunitas, que temían que sean perjudicados en el reparto por la mayoría chiíta y kurda.

La ley garantizará incluso que las compañías petroleras regionales suscriban contratos con compañías extranjeras para la explotación y desarrollo de los campos de petróleo. La aprobación de la ley puede ayudar a solucionar disputas potencialmente explosivas. Esa reglamentación es una de las principales exigencias de Estados Unidos, que la consideran un requisito esencial para la continuidad de su apoyo al gobierno de unidad nacional. Irak, que posee la tercera mayor reserva de petróleo del mundo, necesita de mil millones de dólares en inversión extranjeras para revivir su economía. Las autoridades ya habían ignorado el plazo que venció a finales de 2006 para la aprobación de la ley.

Según la propuesta, el gobierno regional kurdo podrá volver a ver contratos ya suscritos con empresas extranjeras, para garantizar que ellos estén de acuerdo con la nueva ley, dijo Salih. Kurdistán quería garantías de que el nuevo consejo federal no invalidaría los contratos existentes, inclusive con la noruega DNO. La región kurda, relativamente más rica en petróleo, atrajo más inversiones que otras áreas de Irak. "Una comisión de especialistas independientes va a ratificar la coherencia con la ley en caso de divergencia", dijo el vice premier.

Autoridades regionales de Irak también podrán negociar contratos de petróleo con empresas extranjeras. *"Las negociaciones pueden ser conducidas por la autoridad regional, en concordancia con los procedimientos y directrices establecidos por el Consejo Federal de Petróleo y Gas"*, afirmó Salih. *"Las negociaciones y los contratos tendrán que basarse en el criterio principal de maximizar los ingresos para el pueblo iraquí"*.

La ley también reestructurará a la iraquí National Oil Company (INOC) como un holding independiente y establecerá un Consejo Federal como foro para la política nacional petrolera (Washington Post, 27/2).

Los Ángeles Times (27/2) relató que aunque la legislación todavía tiene que pasar por el parlamento iraquí, el acuerdo es considerado como el vencimiento de un "obstáculo importante". Mientras Financial Times (27/2) estima que la ley termina con décadas de excesivo control centralizado de la industria que era a menudo el principal impedimento para el desarrollo del sector

La concordancia que el desarrollo de la ley fue sostenida, en parte, por los funcionarios del Kurdistan, donde la relativa seguridad animó a más desarrollo que en otros lugares de Irak. Los kurdos querían asegurarse que el nuevo consejo federal no invalidaría sus contratos existentes, como con la noruega DNO (Washington Post, 27/2).

"Vale recordar que la situación de seguridad no es el factor exclusivo que previene el desarrollo adicional de las reservas iraquíes", dijo Greg Priddy, analista de energía de Eurasia Group (UPI, 26/2)

Las inversiones petroleras en Irak requieren de una prueba de legitimidad de los contratos, dijo un analista de business risk, y los grandes proyectos podrían dar condiciones muy favorables a las empresas (UPI, 27/2)

Fadil Chalabi, experto de la industria petrolera iraquí del Centre for Global Energy Studies de Londres dijo a Al Jazeera (27/2). *"Ahora que la ley tiene en cuenta a los gobiernos provinciales para negociar por separado con la compañías petroleras internacionales, de la misma forma que han hecho hasta ahora los kurdos con las empresas noruegas y canadienses en el norte de Irak, creo que si este va a ser el caso, entonces podría tener efectos desastrosos para el desarrollo de la industria petrolera iraquí"*.

"Esto conducirá a la fragmentación, no tendrá ninguna planificación central, ninguna autoridad central que haga la política y, si esto se lleva a cabo, podría tener efectos negativos en la industria petrolera local". Mientras Axel Bush del Energy Intelligence Group de Londres que la parte importante de la nueva ley es que el gobierno iraquí establece el Consejo Central para repasar cualquier contrato negociado por las administraciones provinciales. *"Una nueva ley es necesaria -creen la mayor parte de los analistas- para animar a las empresas internacionales a verter mil millones en Irak para reparar las tuberías, mejorar los pozos, desarrollar nuevos campos y comenzar a explotar las enormes reservas de petróleo del país, estimadas en aproximadamente 115 mil millones de barriles"* (The Guardian, 27/2).

Analistas citados por el iraní Tehran Times (27/2) dicen que la esperanza es que la nueva ley petrolera cree la unidad tan necesaria en Irak, que para muchos está al borde de una guerra civil.

Las decisiones de Irak en la organización de su sector petrolero tendrán importantes implicancias para las tendencias futuras del mercado petrolero y en los precios del crudo a nivel mundial, dijo un estudio sobre compañías petroleras nacionales del Rice University Baker Institute (Oil and Gas Journal, 2/3).

En un estudio titulado: *"Iraq's Oil Sector: Past, Present, and Future"*, la investigadora Amy Myers Jaffe sostuvo que la forma en que participe Irak en el mercado petrolero será el factor gravitante para la próxima década y más allá.

Si Irak reconstruye a NOC conforme a estrategias similares a las que desarrollo cuando participó en el comercio internacional de crudo durante 1960-70, podría transformarse en un líder trabajando con otros miembros de la OPEP para contener las futuras inversiones en recursos petroleros y limitar la producción para alcanzar altos precios de petróleo, dijo Jaffe.

"Si por otra parte, Irak reestructura su industria para permitir la inversión extranjera directa o privatizar su sector petrolero, creando un aumento en la competencia dentro del sector"

petrolero del país, las consecuencias probablemente conducirán a estructuras más competitivas para el mercado global de petróleo en general y con el tiempo bajarán los precios de la energía", sostuvo

El sector petrolero iraquí necesita varios miles de millones de dólares de inversión sólo para restaurar la producción petrolera y más de 20 mil millones de dólares para llevar la producción de crudo a 5 millones de barriles por día. *"La pregunta de que forma se deben incrementar esas sumas", preguntó Jaffe. "Si esos niveles de producción son deseados, es inevitable que el papel potencial de los inversores extranjeros y lenders (prestamistas) sea importante".*

El gobierno recién constituido de Irak afronta numerosas decisiones críticas para el futuro de la industria petrolera durante los próximos años, dijo. *"La dirección de la compañía petrolera nacional tendrá que servir como base para cualquier programa de ampliación de la producción. El tema relacionado con el papel de las filiales de la empresa como South Oil Co. y North Oil Co. tendrá que revisarse".*

Lukoil quiere resucitar el proyecto del yacimiento Qurna-2 Oeste

La petrolera rusa Lukoil enviará a finales de marzo una delegación a Irak para intentar resucitar el proyecto de explotación del yacimiento Qurna-2 Oeste, congelado desde 1997 (Kommersant, 6/3). *"Planeamos una visita de trabajo a Irak. Lukoil mantiene contacto permanente con las autoridades del sur del país", aseguró, Vaguit Alekperov, presidente de la petrolera privada.*

Lukoil, la primera petrolera rusa y la segunda del mundo, "está preparada para la pronta puesta en marcha del proyecto". El presidente agregó que la empresa podría comenzar en un plazo de 26 meses los trabajos de explotación en Qurna-2 Oeste, cuyas reservas rondan los 15.000 millones de barriles de petróleo y más de 56.000 millones de metros cúbicos de gas natural. Ese yacimiento es accesible desde el Golfo Pérsico a través del puerto de Basora (Irak).

Lukoil suscribió en 1997 un contrato por valor de 3,800 millones de dólares con el entonces líder iraquí Sadam Hussein para el desarrollo hasta 2020 de ese yacimiento. Ese lucrativo contrato fue congelado por las nuevas autoridades iraquíes apoyadas por Estados Unidos tras el derrocamiento de Hussein.

Además de que Rusia era uno de los pocos países que mantuvieron una relación privilegiada con el antiguo régimen iraquí, también se negó a respaldar la guerra en Irak en el Consejo de Seguridad de Naciones Unidas.

No obstante, Lukoil mantiene que el contrato sigue siendo válido y asegura que, en caso de que se ponga en práctica, está dispuesta a ceder el 17,5% de sus acciones a la estadounidense ConocoPhillips.

En un intento de recuperar posiciones, Rusia anunció su intención de condonar la mayor cantidad de la deuda externa de Irak (casi 10.000 millones de dólares) entre los países acreedores que integran el Club de París. Con esta condonación, que no se completará hasta el 2008, Irak adeudará a Rusia únicamente entre 700 millones y 1.000 millones de dólares, menos del 10% del débito actual.

Biocombustibles: Perú se presenta como alternativa a Brasil

¿Está Perú listo para ingresar al mercado de los biocombustibles? Proyectos, inversión y áreas de cultivo existen, lo que ahora hace falta no solo es la matriz energética sino medir el efecto real que significará su ingreso sobre otros cultivos.

Por su ubicación geográfica, Brasil y el Perú presentan excelentes condiciones para la producción de etanol. *"No estamos en zona de conflicto, además este combustible tiene un impacto favorable en el ambiente."*, sostuvo recientemente el diario La República.

Perú dispone de una gran extensión de tierras que pueden ser aprovechadas para desarrollar la industria del etanol, lo cual no es complicado. Contar con un mercado como el estadounidense sería suficiente para asegurar el crecimiento de esta industria local, porque hasta el momento uno de los temas que impedía su expansión era la falta de mercado.

A diferencia de Brasil, que produce caña de azúcar --principal insumo para el etanol-- seis meses al año, en las tierras peruanas la actividad se desarrolla los 365 días. Esa, sin embargo, no sería la única ventaja comparativa para que inversionistas privados se interesen en el Perú para el negocio del biocombustible, explica el presidente de la Asociación Peruana de Productores de Azúcar y Biocombustibles (Appab), Julio Morriberón (El Comercio, 10/2).

De acuerdo con los cálculos de ese gremio, Brasil obtiene 13 toneladas de azúcar de una hectárea de caña de azúcar, mientras que Perú alcanza 25 toneladas. Según Morriberón, la competitividad en el país está marcada por la calidad y el volumen que se puede obtener con la caña.

Además, a diferencia del etanol producido con maíz, como ocurre en Estados Unidos, el hecho que se elabore con caña hace que no se requiera subsidios. Explicó que en la práctica el etanol sería un negocio marginal para las azucareras, pues de la caña se extraería tanto el azúcar como el alcohol.

La demanda proyectada para el consumo peruano de Etanol, con una proporción de 7,8% en la mezcla con las gasolinas es de 24 millones de galones al año, lo que equivale a la producción de 93 mil hectáreas de caña de azúcar. Con base en ese estimado, la Appab considera que se necesitará 26 mil hectáreas adicionales de caña para cubrir la demanda, lo que significaría una inversión en el sector de 65 millones de dólares y la generación de 1,8 millones de jornales. Además, estima un impacto en la balanza de los hidrocarburos. La importación de gasolinas en el 2005 alcanzó los S/.176 millones, pero con la incorporación del 7,8% de etanol en las gasolinas se reducirá ese monto en S/.14 millones anuales.

Sin embargo, el tema que más resaltan es la reducción de la contaminación producida por las emisiones de los gases tóxicos provenientes del uso de los combustibles derivados del petróleo, debido a que con la tasa de 7,8% se puede reducir en 13% esas emisiones. Además, una hectárea de caña de azúcar genera cuatro veces la cantidad de oxígeno que una hectárea de bosque.

"Lo primero es romper nuestra costumbre energética. Somos un país dependiente del petróleo, la nueva matriz energética busca atender la demanda de forma equilibrada", comenta a

La República, Gustavo Navarro, director general de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Esto se hará –continúa– a través de tres fuentes de energía: un tercio de petróleo, otro de energías renovables y biocombustibles y un último tercio de gas. "*Estamos en los últimos ajustes, después de varias conversaciones para conseguir el porcentaje exacto de la mezcla entre combustibles y producto natural*", dice Navarro. El anuncio se dará a conocer la primera quincena de marzo.

Dadas las características de ser un mercado naciente, el porcentaje será reducido, pero subirá de manera gradual. "*Se empieza de forma prudente para que el mercado interno evalúe la nueva opción de mezcla y los ofertantes dominen el mecanismo de producción y la logística*", explicó.

Pero no es solo eso. Se requiere definir si habrá un impacto negativo en los cultivos destinados para el consumo humano si se priorizan cultivos para producir biocombustibles. Juan José Salazar, ministro de Agricultura, refirió en su momento que el gobierno debe fijar sus objetivos en torno al nuevo mercado. "*No podemos decir que vamos a sembrar 100 mil hectáreas de tal o cual cultivo si no obedece a una política de Estado*", advirtió y trajo a acotación lo ocurrido en México el 2006, al derivar la producción de maíz para producir etanol que afectó a los mexicanos en el uso del principal insumo para sus tortillas.

Un ejemplo de ello lo da el propio Navarro. "*Si se quisiera reemplazar el diesel por el biodiesel sería necesario una gran cantidad de superficies de sembríos que podrían afectar a otras actividades*", dijo. Por tanto, añade que aún es prematuro definir la fecha en que el biocombustible esté de lleno en el mercado "*por la demanda nacional y el efecto que traería*"

Se espera que en un año estos biocombustibles puedan ingresar al mercado nacional aunque descartan que sea una competencia del Gas Natural Vehicular (GNV). Lo que ahora se trabaja es la obligatoriedad de su uso. La propuesta en el país es que sea del 5% como ocurre a nivel regional.

La instauración de los biocombustibles en Perú reabre una discusión sobre la matriz energética y el lugar del gas natural de Camisea (a lo más los biocombustibles representarán el 5% del consumo de diesel y gasolinas en los próximos años), así como sobre la seguridad alimentaria en un país fragmentado. "*Una vez más, el tan necesario planeamiento estratégico brilla por su ausencia*", dijo Hugo Campodonico (La República, 9/2)

Las empresas buscan la exoneración del Impuesto Selectivo al consumo

Las empresas azucareras están a la expectativa de que el Gobierno se anime a tomar ciertas acciones de incentivo al sector, como la exoneración del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) y otros beneficios, para invertir y comercializar en el corto plazo el etanol en el mercado local. Al interior del Ejecutivo, ese pedido no terminaría de ser digerido por el Ministerio de Economía y Finanzas, que es reacio a nuevas exoneraciones de tributos

El viceministro de Economía, Juan Miguel Caillaux, habría sugerido que, antes de tomar una decisión final, los promotores de la medida presenten cifras sobre el impacto que tendrá para el fisco una menor venta de las gasolinas producto del ingreso al mercado vehicular de un biocombustible que estaría exonerado del pago del ISC (El Comercio, 22/2). Durante la sustentación, Benza explicó a los ministros que con el actual marco tributario las inversiones en la producción de etanol se destinan solo a la exportación, con lo cual se priva a la población de

contar con un combustible limpio que reduciría los actuales niveles de contaminación del medio ambiente.

Pure Biofuels dará mayor preponderancia al biodiesel

El Instituto Altoandino de Biocombustible será la entidad que promoverá el sembrío de 200 mil hectáreas de canola (o colza) en un plazo de cinco años, en zonas por encima de los dos mil 800 metros sobre el nivel del mar, con el fin de producir hasta un millón de barriles anuales de biodiesel.

La producción de canola generará 30 mil empleos, especialmente en las regiones Cajamarca, Junín y Puno, y el uso del biodiesel, además de eliminar las emisiones tóxicas del diesel 2, contribuirá a ahorrar divisas, ya que se reduciría hasta en 15 por ciento las importaciones de crudo de petróleo en un plazo de cinco años.

Los miembros activos del Instituto son Petroperú, la empresa de capitales estadounidenses Pure Biofuel, Herco, la empresa de fertilizantes Corporación Misti y JB Semillas. En tanto, como miembros adherentes figuran Sierra Exportadora, la Sociedad Nacional de Industrias (SNI), la Universidad Nacional Agraria La Molina y el Grupo Norte (compuesto por las mineras Yanacocha, Buenaventura y Goldfield).

La cosecha de canola será procesada por la planta de fabricación de biodiesel que será levantada en Ventanilla-Callao, merced a una inversión de US\$ 30 millones que hará Pure Biofuels, empresa de capitales estadounidenses, en un periodo aproximado de 12 meses.

La fábrica, que será la más grande de Sudamérica, podrá procesar hasta cinco mil barriles diarios de biodiesel, que corresponde al 8.5 por ciento del consumo nacional de diesel 2. El producto logrado se mezclará con diesel 1 y diesel 2 con el fin de obtener un combustible más ecológico, a ser utilizado en motores de máquinas o vehículos.

Si bien el tema ha ganado los titulares periodísticos con la "primera piedra" de la empresa Pure Fuels –va a construir una planta en el Callao–, hace ya varios meses que el Grupo Romero anunció que produciría biodiesel a partir de sus cultivos de palma aceitera en Uchiza, formando la empresa Agroenergía.

Los productores peruanos estiman que el etanol es más rentable que el biodiesel, agregando que Perú ya tiene cultivadas más de 66,000 has. Se sabe que Maple va a plantar 10,000 has de caña en Sullana y Paita. Los azucareros dicen que el azúcar es más rentable que la canola y que no "estamos para descubrir la pólvora" (EFE, 7/2).

Análisis: Brasil entre el incremento de las usinas de biocombustibles y sus altos costos

Brasil va a ganar un promedio de una usina de alcohol y azúcar por mes en los próximos seis años. Hoy con 336 unidades, debe llegar a 409 para finales de la cosecha 2012/2013. Para lograr este objetivo, inversores brasileños y extranjeros, con tradición o no en el sector van a destinar 14,6 mil millones de dólares en el periodo.

Esas son iniciativas firmes. El análisis de Unica, asociación de los usineiros, se basa en la contabilidad de las usinas en construcción y en aquellas que ya iniciaron las inversiones agrícolas, como la formación de las primeras áreas de caña y la producción de mudas. Fuera de las 73 plantas confirmadas, hay hoy en Brasil 189 consultas en marcha, tanto para la construcción como para la ampliación de las unidades. Es lo que informa Dedini SA Industrias de Base, que detenta un 50% de las ventas de equipos para usinas de azúcar y alcohol, y que alcanzó la marca de mil millones de reales en ingresos el año pasado.

"Ni todas esas consultas van a evolucionar para un proyecto concreto, pero la cantidad de sondeos da una buena dimensión del interés", dijo José Luiz Oliverio, vicepresidente de operaciones de Dedini. 40% de las consultas son de empresas extranjeras, entre las cuales fondos de inversiones enfocados en negocios con vocación ambiental, fondos que compran participación, inversores aislados, multinacionales o consumidores extranjeros que pretenden estar cerca de la oferta. Una buena medida del tamaño de la apuesta en el etanol es Infinity Bio-Energy. Creada hace poco más de un año, con capital de 350 millones de dólares, compró el año pasado tres usinas en Brasil, con capacidad para moler 3 millones de toneladas de caña. Inversión de 120 millones de reales deberá elevar la capacidad de esas unidades a 5,6 millones de toneladas en la cosecha 2008/2009.

Pero esa es la parte menor del plan. La empresa pretende construir seis usinas nuevas en Mato Grosso (donde ya compró 4 mil hectáreas para la formación de un *megacanal*—mega plantación—), en Espírito Santo y en Bahía. Además de eso, negocia la adquisición de plantas ya existentes en Minas Gerais y en Bahía. La inversión supera los mil millones de dólares, capital que Infinity pretende obtener con operaciones en bolsas extranjeras o con préstamos en el mercado financiero. Cumplido el plan, la empresa tendrá capacidad para procesar 16 millones de toneladas de caña. Cerca de un 70% de esa materia prima va a ser alcohol para exportación. La apuesta se basa en la competitividad del producto brasileño.

En los últimos meses, la propia Infinity intentó comprar cuatro destilerías del grupo Tavares de Melo. La francesa Louis Dreyfus, que tenía tres usinas, costó la oferta de Infinity y se quedó con los activos. El banco de inversión WestLB, coordinador de la oferta de Infinity busca proyectos en todo el país.

Según Angélica Wiegand, vicepresidente-ejecutiva de operaciones estructuradas del banco, el "apetito" del sector financiero para financiar operaciones de este tipo en Brasil es "enorme". El banco estructura cinco operaciones de compraventas de usinas o de construcción en Brasil.

Clean Energy Brazil (CEB), empresa creada para operar en el mercado *sucroalcooleiro* brasileño, obtuvo en el fin del año pasado el equivalente de más de 400 millones de reales, en una oferta pública en la Bolsa de Londres. La empresa negocia la compraventa del 49% de las acciones del grupo paranaense Usaciga. Etanalc, del empresario del ramo inmobiliario Aureo Luiz de Castro, ya anunció asociaciones para proyectos, en un total de 4,2 mil millones de dólares, para la construcción de usinas en Estados sin tradición en la producción de etanol, como Tocantins.

Es difícil aún evaluar cuáles planes son de hecho económicamente factibles, pero la fiebre es inédita. Y la explicación es simple: dependiendo de cada proyecto, las expectativas son de que el retorno del capital no es menor que un 20%.

El precio de las usinas está muy alto

Rubens Ometto, presidente del Grupo Cosan, el mayor del sector sucroalcooleiro de Brasil, afirmó que los altos precios de las plantas de producción de azúcar y alcohol en el país perjudican a las adquisiciones en el sector. "La verdad es que el precio de los activos de azúcar y alcohol está muy alto. El grupo Cosan sólo compra aquello que tiene una viabilidad, un plan, no compraventa por comprar".

La actual carrera por las usinas en el mercado brasileño ha presionado a los precios. El grupo francés Louis Dreyfus venció una disputa con Infinity por las usinas del grupo Tavares Melo. El negocio, según fuentes del mercado, fue cerrado por cerca de 1,2 mil millones de reales. "Pagó caro" dijo una fuente del sector. El propio Grupo Cosan hizo una oferta de 750 millones de dólares por la planta Vale del Rosario, otra oferta considerada elevada. Un usineiro que acompañó la disputa clasificó la oferta de "passionais".

Según Luiz Eduardo Costa, socio de Brasilpar, consultoría especializada en fusiones y adquisiciones en el sector, la valorización de los activos refleja la disputa interna en el sector por las nuevas usinas, cuyo objetivo es tener la mayor capacidad posible de producción para aprovechar la explosión de la demanda prevista para los próximos años en todo el mundo. Esta situación elevará aún más el precio de las usinas. Actualmente, la construcción de una planta nueva cuesta cerca de 50 dólares por tonelada de molinera instalada. Hace tres o cuatro años, ese costo era de 35 dólares por tonelada, según Marcelo Junqueira, de Clean Energy Brazil, empresa inglesa creada para invertir en usinas de alcohol y azúcar en Brasil. El problema es el tiempo para iniciar la producción: como mínimo tres años.

Tecnología: Avance en la deshidratación del gas natural

Un importante avance en la tecnología de deshidratación de gas natural se pondrá a prueba en una instalación de Québec, gracias a una alianza innovadora entre Vaperma Inc, EnCana Corporation y Sustainable Development Technology Canada (SDTC). (Gas Matters, 28/2)

Desarrollada por Vaperma, la nueva tecnología avanzada de deshidratación de gas natural tiene potencial para reducir significativamente las emisiones y el consumo de energía en comparación con el procesamiento tradicional del gas natural. El Advanced Natural Gas Dehydration Project es una innovación a tres años y 5 millones de dólares liderada por Vaperma.

El proyecto se realiza con una financiación de 2,5 millones de dólares del Fondo de Innovación Ambiental de Encana, 1,6 millones de dólares de SDTC (una parte de la financiación de 4,65 millones de SDTC a Vaperma para un proyecto de Deshidratación de Gas Natural y Etanol) y el resto en manos de Vaperma.

El gas natural requiere de deshidratación para evitar la formación de hidratos, reducir la corrosión y cumplir con las especificaciones de ventas antes de colocarlo en el mercado y usarlo

para calentar viviendas, tener agua caliente y encender los asadores. Hasta ahora se usó en un proceso llamado glicol para la deshidratación del gas natural.

La nueva tecnología de Vaperma tiene el potencial de ofrecer una alternativa que no daña el medioambiente y ahorra energía en comparación con el proceso de glicol de deshidratación del gas natural. Una vez que se prueben sus ventajas, se espera que la tecnología reduzca significativamente las emisiones aéreas del proceso de deshidratación mediante la sustitución del glicol con una nueva tecnología de membrana llamada Siftek™.

La nueva tecnología, recientemente patentada, usa una membrana resistente a los solventes y la temperatura para llevar a cabo la deshidratación. La tecnología Siftek™ se probará en el nuevo Centro de Investigación y Tecnología de Vaperma en la ciudad de Québec. En las instalaciones se probarán diferentes configuraciones de membrana a distintas temperaturas y presiones. La fase siguiente del proyecto demostrará los sistemas de membrana de Vaperma en una escala precomercial usando gas natural extraído por EnCana en Alberta.

"La tecnología de membrana ofrece una alternativa prometedora a los procesos convencionales para la deshidratación del gas natural", dijo Claude Létourneau, presidente y CEO de Vaperma. "Se espera que los beneficios se comparen favorablemente con las tecnologías convencionales debido a una reducción en el consumo de energía, el hecho de que no es necesario usar productos químicos, y que genera menos emisiones. Una vez que se demuestren sus beneficios, la tecnología Siftek™ de Vaperma pudiera resultar una innovación significativa en la industria del procesamiento de gas natural como reemplazo de los procesos de deshidratación con glicol y reducción de amina".

"Encana está encantada de ofrecer apoyo financiero a este proyecto a través de nuestro Fondo de Innovación Ambiental. Este proyecto apoya nuestro compromiso con la innovación y el liderazgo canadiense en materia de tecnologías energéticas más limpias y eficientes", dijo Ferry Protti, vicepresidente ejecutivo de Relaciones Empresariales de la División Offshore e Internacional de Encana Corporation. "EnCana reconoce la necesidad de nuevas tecnologías con el potencial de reducir emisiones, como la separación por membrana". "La tecnología de membrana de Vaperma es una plataforma simple, eficiente y que no daña el medio ambiente para usarse en los sectores de procesamiento de gas natural y biocombustibles", dijo Vicky J. Sharpe, presidente de SDTC. "Creemos que esta tecnología limpia tiene un gran potencial de exportación a nivel internacional, que ayudará a Canadá a ocupar el liderazgo mundial en esta área. Al ayudar a las empresas canadienses a superar los obstáculos en la fase precomercial, SDTC juega un papel importante en aumentar las probabilidades de que triunfen las innovaciones de nuestras empresas".

Pemex-Petrobras, ¿asociación estratégica para las aguas profundas del golfo?

Pemex amplió su asociación estratégica en materia técnico-científica con la empresa brasileña Petrobras para obtener mayores conocimientos en la perforación y desarrollo de pozos petroleros en aguas profundas. La mayor parte de los recursos prospectivos de hidrocarburos localizados en el Golfo de México se encuentran en tirantes de agua superiores a mil 500

metros, por ello resulta conveniente llevar a cabo asociaciones tecnológicas con empresas que tienen experiencia en la materia.

La exploración de pozos a estas profundidades requiere de competencias técnicas que permitan validar los recursos petroleros existentes en dicha área y, posteriormente, planear y construir la infraestructura necesaria para la extracción del crudo.

El director general de Petrobras en México, Milton Costa Filho, precisó que el acuerdo tecnológico científico ampliado entre la petrolera brasileña y Pemex, consiste en el intercambio de información y experiencias, así como la capacitación del personal en áreas muy específicas de ambas empresas. *"El acuerdo tiene una vigencia de cinco años con la posibilidad de renovarse"*. Aseguró que este convenio no considera coinversiones, ni operaciones conjuntas en aguas profundas del Golfo de México, por lo que se mantiene dentro del marco constitucional vigente, aunque admitió que existen cláusulas de confidencialidad.

"Es un modelo de cooperación donde dos empresas tienen objetivos comunes". Especificó que las cláusulas de confidencialidad se impusieron porque son cosas que pueden tener impacto importante en Petrobras y Pemex. Y rechazó que se haya firmado una carta de intención entre ambas empresas. *"Es una ampliación del acuerdo firmado en marzo de 2005, con vigencia de 5 años, y que puede ser refrendado en caso que las dos partes así lo decidan"*.

"La idea es la ampliación para varias áreas, no solamente para aguas profundas. El tema es que Petrobras y Pemex son empresas de las más grandes del mundo, y tienen competencias en determinadas áreas. México tiene tradición petrolera y competencia en muchas áreas que interesan a Petrobras".

Por ejemplo, dijo, en Brasil *"tenemos mucha más experiencia en aguas profundas, y Pemex tiene mucha experiencia en el desarrollo de pozos en tierra"*. Entonces ahí es donde hay determinadas estructuras geológicas en México *"que no conocemos y nos interesaría conocer"*.

Por otro lado, Los recursos prospectivos identificados en la cuenca del Golfo de México tienen un potencial de 29 mil 500 millones de barriles de petróleo que equivalen a 1.8 veces las reservas probadas actuales. Esta nueva cifra de los llamados recursos prospectivos representa un ajuste de 45.3 por ciento a la baja respecto de las estimaciones realizadas en el sexenio del ex presidente Vicente Fox, periodo en el que los situaron en 54 mil barriles de crudo equivalente.

La renovación de este acuerdo, dijo, también nos permitirá intensificar la capacitación de trabajadores en áreas de alta especialización y promover investigaciones que ofrezcan a los mexicanos soluciones tecnológicas de vanguardia.

En su oportunidad, Jesús Reyes Heróles, director general de Pemex, aseguró que el proyecto Ku-Maloob-Zaap es un campo gigante, localizado a 105 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, que ya produce casi 500 mil barriles diarios de crudo y que está programado para aportar 800 mil barriles como máximo hacia finales de 2009, lo que permitirá sustituir parcialmente la declinación de la producción de Cantarell, el tercer yacimiento más grande en el mundo. Este megayacimiento ha producido para el país un promedio de un millón 200 mil barriles diarios de crudo desde que inició su producción hace 27 años y medio. Reconoció que este logro representa sólo un peldaño en el camino para resolver los grandes desafíos que enfrenta la empresa. Informó que en abril próximo llegará a este desarrollo el *Señor de los Mares* (Yúum K'aK naab), un barco capaz de almacenar 2 millones 200 mil barriles de crudo y, además, procesar 200 mil barriles y descargar y mezclar 600 mil barriles por día.

El funcionario precisó que en el Golfo de México se encuentra 61 por ciento de las reservas probadas de hidrocarburos y 79 por ciento de los recursos prospectivos de México. *"Hoy aquí se genera 82 por ciento de la producción nacional de crudo, equivalente a 2 millones 700 mil barriles diarios, y 35 por ciento de la de gas (mil 863 millones de pies cúbicos diarios)"*. Carlos Morales Gil, director general de Pemex Exploración y Producción (PEP), afirmó que Ku Maloob Zaap es el segundo campo en importancia y aporta 18 por ciento de la producción nacional.

Convenio con Statoil para reducir emisiones contaminantes

Pemex dio a conocer que firmó el primer convenio con la estatal noruega Statoil para la venta y compra de certificados de reducción de emisiones. La paraestatal prevé que con la iniciativa se reducirán alrededor de 1.6 millones de toneladas por la emisión de gases de efecto invernadero en un periodo de diez años. Con este acuerdo, Pemex ejecutará un proyecto para eliminar la quema de gas en el campo petrolero *Tres Hermanos*, en el estado de Veracruz, y Statoil hará la gestión para registrar este proyecto, generador de *bonos verdes*, ante las instancias internacionales.

Carbón: Vale do Rio Doce adquiere a la australiana AMCI Holdings

Menos de dos meses después de cerrar la compraventa de la canadiense Inco por Casi 18.000 millones (el negocio fue definitivamente aprobado el 3 de enero), Vale do Rio Doce sorprendió al mercado financiero al anunciar una nueva adquisición. Vale do Rio Doce tiene planes de ser una de las cinco mayores productoras de carbón del mundo para 2010, cuando deberá alcanzar una producción de 30 millones de toneladas. Con eso, pasará a formar parte del equipo de los gigantes de ese mercado, compuesto por BHP Billiton, Anglo American y Xstrata. El paso inicial de esta trayectoria se dio la semana pasada con el anuncio de la adquisición del 100% de la australiana AMCI Holdings, por 660 millones de dólares más deudas de 100 millones de dólares, pagado a la vista con recursos de caja de la minera. La operación estará concluida en 40 días, plazo necesario para su aprobación por el gobierno australiano.

Esta es la primera adquisición de Vale en el sector del carbón, negocio considerado estratégico dada su sinergia con el mineral de hierro en el contexto de atención de las plantas de acero. La compraventa de activos de carbón de AMCI va a ampliar en 8 millones más de toneladas al año de carbón a los activos de Vale en esta área. Hasta ahora Vale tiene 2 millones de toneladas de carbón por cuenta de joint ventures con empresas chinas. A partir de 2009, los cuatro activos en inicio de operación de AMCI estarán produciendo 12 millones de toneladas de carbón, de los cuales 8 millones serán de Vale. Este volumen, sumado a los 12 millones del proyecto de carbón de Moatize, en Mozambique, alrededor de 2010/2011 y 8,5 millones más de toneladas del proyecto de explotación de Belvedere (también en Australia), va a permitir a la empresa brasileña destacarse en el mercado global del producto.

Vale adquirió de AMCI, detentora y operadora de minas de carbón y de derechos de explotación en Australia, a través de participaciones en consorcios, cuatro activos en inicio de operación y otros 30 en fase de explotación, que van a permitir a Vale hacer investigación

mineral en un área del orden de 7 mil kilómetros contiguos a los activos actuales. Esta área de investigación tiene un potencial de reserva del orden de 3 mil millones de toneladas.

Integra Coal, de la cual Vale posee ahora un 61% y tiene como socio a una empresa japonesa, es uno de los cuatro activos. El otro es Carborough Downs, con un 80% del capital y divide sociedad con cuatro socios (cada uno con un 5%), también socios en Integra Coal. En Isaac Plañís, Vale divide sociedad con Aquila y Broadlea, pero detenta el derecho de un 100% de la producción. Estos activos están localizados en las dos mejores regiones productoras de carbón de Australia –Hunter Valley, en el estado de New South Wales y Bowen Basin, en el estado de Queensland.

José Lancaster, director ejecutivo de no ferrosos de Vale, dijo que la adquisición de AMCI inserta a Vale en el negocio del carbón, pues crea una plataforma competitiva para la empresa, permitiendo el acceso a un portafolio de proyectos ya instalados, en la fase de inicio de operación, en uno de los lugares donde se produce uno de los mejores carbones del mundo. Según él, el carbón producido en estas regiones tiene un 80% de carbón metalúrgico y un 20% de térmico.

Los principales clientes del carbón de AMCI serán el mercado asiático. Los activos en inicio de operación ya cuenta con un 80% del carbón vendido en contratos a largo plazo principalmente para Japón e India y un poco para China. Los restantes un 20%, Vale va a colocar en el mercado “spot”. El producto no irá inicialmente a Brasil por dificultades de logística. “Brasil continua comprando carbón de Canadá y los Estados Unidos y algunos de Australia”. Para analistas, Vale hizo un buen negocio, a pesar que los precios del carbón hayan bajado. Para Pedro Galdi., de ABN Amor, el valor del negocio es pequeño y no va a impactar su grado de inversión. Rodrigo Ferraz, de la Brascan Correctora , apunta el esfuerzo de Vale para estar entre los mayores players de carbón. Sin embargo, alerta que puede estar entrando en un nicho sensible a impactos de cuestiones ambientales.

Cifras y Notas del Sector:

Chile: Plan de ahorro de Energía (El Mercurio, 6/3)

Un ahorro de 10 mil millones de dólares es el que pretende conseguir el gobierno chileno a través del plan de eficiencia energética que contempla una reducción de 1,5% en el consumo anual, equivalente a una central de 100 MW. De esta forma Chile racionalizará el consumo y disminuirá la dependencia energética del país.

En esta línea, el gobierno ya lanzó tres iniciativas que apuntan en esta dirección. La primera, es la rotulación de artefactos eléctricos para que los consumidores conozcan el consumo eléctrico de cada uno de ellos. El segundo pilar, es un programa de CORFO para que las empresas realicen una auditoria interna con el objetivo de identificar todas las áreas en que pueden hacer más eficiente el uso de la energía en sus procesos productivos. Mientras que el tercero, es lograr que las viviendas sociales cumplan estándares para que la calefacción sea más eficiente.

La ministra de Minería y Energía, Karen Poniachik, afirmó que los ahorros, en términos de eficiencia energética, constituyen el primer paso para reducir la demanda y generar una mayor seguridad energética para la nación. *"Estamos trabajando para acelerar los proyectos, con miras a tener una mayor capacidad instalada en generación eléctrica; estamos haciendo las inversiones que se requieren en distribución y logística, pero paralelamente debemos avanzar para reducir la demanda, y desde ese punto de vista, la eficiencia energética es una herramienta clave en el marco de nuestra política de seguridad energética"*, sostuvo la ministra de Minería y Energía, Karen Poniachik.

México: Impulsan proyectos de energías renovables a gran escala (La Jornada, 7/3)

La secretaria de Energía (Sener), Georgina Kessel, anunció que para reducir presiones en el gasto público, el gobierno federal pondrá en práctica el programa de energías renovables a gran escala e impulsará diversos proyectos de autoabastecimiento de producción eólica, con una inversión de 3 mil millones de dólares en centrales generadoras, con una capacidad conjunta de 2 mil 600 megavatios. Esto representa 5 por ciento de la energía eléctrica actual del país.

Informó que sólo en 2006 la facturación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para alumbrado público y bombeo de aguas ascendió aproximadamente a 10 mil 300 millones de pesos y con los programas de autoabastecimiento en los que participaría la iniciativa privada, podrían reducirse de manera sustancial.

Sobre el tema, agregó que los proyectos de autoabastecimiento constituyen una atractiva opción para reducir las presiones de gasto en las finanzas municipales, además de mejorar la eficiencia energética al aprovechar fuentes alternativas, como lo han hecho ya algunos municipios.

Explicó que las erogaciones que se realizan para el pago de alumbrado público y consumo de luz en edificios públicos, tienen una participación importante en el gasto total de los ayuntamientos. Por otra parte, manifestó que el programa de energías renovables contará con recursos por 25 millones de dólares, provenientes del Fondo Mundial para el Medio Ambiente, que apoyará directamente al proyecto La Venta Tres que abarca la construcción de la primera central eólica en México bajo la modalidad de productor independiente, con una capacidad de 101 megavatios.

Sinopec, Exxon Mobil y ARAMCO y el contrato de proyecto de Refinado (Newswires, 3/3)

Sinopec, la provincia de Fujian, ExxonMobil y la saudí ARAMCO anunciaron la forma del contrato para el proyecto de joint-venture de Refinado y Etileno de Fujian. Al mismo tiempo, Sinopec, Exxon y ARAMCO suscribieron el contrato para el proyecto de empresa conjunta de Comercialización de Combustibles de Fujian. La firma de ambos contratos de empresa conjunta es un hito importante en el desarrollo de los primeros proyectos sino-extranjeros totalmente

integrados de China que comprenden la comercialización de químicos y refinado, petroquímico y combustible.

El proyecto de Empresa Conjunta de Refinado y Etileno de Fujian, situado en Quanzhou (provincia de Fujian) ampliará la refinería en funcionamiento de 80.000 barriles por día (4 millones de toneladas por año) a 240.000 barriles por día (12 millones de toneladas por año). La refinería mejorada refinará y procesará principalmente crudo ácido de Arabia. Además, en el marco del proyecto se construirá un reactor de craqueo al vapor de etileno de 800.000 toneladas por año, una unidad de polietileno de 800.000 toneladas por año, una unidad de polipropileno de 400.000 toneladas por año y un complejo de aromáticos para producir 700.000 toneladas por año de paraxileno. También se construirán instalaciones auxiliares como un amarradero con capacidad para 300.000 toneladas de crudo e instalaciones de cogeneración de electricidad.

Juntos, los proyectos podrán atender la demanda en rápido crecimiento de productos del petróleo y petroquímicos en China. Las sinergias entre estas dos empresas integradas de clase mundial, estrechamente unidas a los puntos fuertes de cada asociado y el suministro fiable de crudo de ARAMCO, mejoran considerablemente la competitividad de este proyecto y contribuirán a garantizar un desempeño de clase mundial.

Proyecto de Empresa Conjunta de Refinado y Etileno de Fujian

- Inversión conjunta de Fujian Petrochemical Co., Ltd. (una empresa 50% propiedad de Sinopec y 50% del Gobierno de Fujian) (50%), ExxonMobil China Petroleum and Petrochemical Co., Ltd. (25%) y Saudi Aramco Sino Co., Ltd. (25%).
- Amplía la refinería existente en Quanzhou (provincia de Fujian) de 80.000 barriles por día (4 millones de toneladas por año) a 240.000 barriles por día (12 millones de toneladas por año). La refinería mejorada refinará y procesará principalmente crudo ácido de Arabia. Además, en el marco de este proyecto se construirán las siguientes instalaciones petroquímicas nuevas:
 - un reactor de craqueo al vapor de etileno de 800.000 toneladas por año
 - una unidad de polietileno de 800.000 toneladas por año
 - una unidad de polipropileno de 400.000 toneladas por año y
 - un complejo de aromáticos basado en una unidad de paraxileno de 700.000 toneladas por año.

Un amarradero con capacidad para 300.000 toneladas de crudo y servicios generales, incluidas instalaciones de cogeneración de electricidad de 280 megavatios. La electricidad generada por las instalaciones de cogeneración satisfará aproximadamente 80% de las necesidades de energía.