

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

Índice:

Geopolítica: Nueva ley petrolera garantizaría el ingreso de las majors en Irak.....	1
Caída de los precios del crudo, sentimiento de mercado y mudanza de los fondos de inversión..	4
Perspectivas de la industria petrolera América Latina 2007.....	6
México: Goldman Sachs quiere entrar en Pemex por intermedio de Cobalt Energy.....	11
Seguridad Energética: India quiere gas del proyecto australiano Gorgon por 25 años.....	13
Brasil: La empresa Furnas prepara plan para 2007.....	14
Estados Unidos: Duke Energy se separa de sus actividades de transporte de gas natural.....	16
Alianza estratégica: PetroPerú y Socma en el negocio del GNV peruano.....	17
Reino Unido: Innovación en Energía Eólica.....	19
Cifras y Notas del Sector.....	20

Geopolítica: Nueva ley petrolera garantizaría el ingreso de las majors en Irak

**El costo por barril de la extracción de crudo en Irak está entre los más bajos del mundo porque las reservas están relativamente cerca de la superficie.*

**Los sitios más codiciados en Irak son los campos Majnoon y West Qurna, ambos cerca de Basora en el sur del país. Juntos, esos campos representan casi un cuarto de las reservas probadas de Irak.*

Empresas de Estados Unidos y de Gran Bretaña podrán quedarse con hasta el 75% de la riqueza petrolera de Irak si una nueva ley, que será presentada por el parlamento de Bagdad, es aprobada. La información fue publicada el domingo 7 por el diario británico The Independent of Sunday, que tuvo acceso a la minuta de la ley, de cuya "elaboración el gobierno de Estados Unidos participó directamente".

La ley en cuestión concede a los grandes grupos petroleros como BP, Shell y Exxon contratos de treinta años de vigencia para extraer petróleo iraquí y permite la primera operación en gran escala de empresas occidentales desde que la industria fue nacionalizada en 1972.

Ejecutivos y analistas del sector afirman que la ley, que permitiría que las compañías de los dos países embolsaran hasta un 75% de los logros en los primeros años, es la única forma de Irak reconstruya su industria petrolera después de años de sanciones y guerras.

Sin embargo, según el periódico británico, la ley prevé acuerdos para compartir la producción, algo poco común en Medio Oriente: la industria petrolera de los dos mayores productores mundiales, Arabia Saudita e Irán están bajo control estatal. Los críticos de la nueva legislación censuran la tentativa de obligar a Irak, que tiene un 70% de su economía dependiente del petróleo, a abrir mano de su soberanía de manera "inaceptable".

La nueva legislación *"rehace la industria petrolera iraquí en un standard moderno"* dijo Khaled Salih, portavoz del gobierno regional kurdo. *"Esto permitirá el ingreso de nuevas tecnologías para reavivar la industria petrolera y permitirá a los inversores extranjeros destinar dinero a largo plazo en Irak y mejorar la infraestructura"*.

Nadie espera que los *big players* como Exxon, BP y Shell entren al país hasta que la situación de la seguridad se estabilice. *"Hay un prisa desmesurada por conseguir algo allí"* dijo James Paul, director ejecutivo de Global Policy Forum, un watchdog group de New York. *"Las empresas dicen que antes que cualquier tropa sea retirada tenemos que tener esos contratos"*.

¿Porqué las compañías petroleras están tan desesperadas por conseguir poner un pie en la puerta? Para algunos, luchan por mantener la producción que aumenta al igual que la demanda, que el año pasado se elevó a más de 82 millones de barriles por día. En parte el crecimiento de la economía china condujo hacia esos incrementos. La marea de nacionalismos petroleros en lugares como Venezuela donde el *stranglehold* aplicado por el presidente Hugo Chávez sobre la industria condujo a bajar la producción, provocando más presión sobre el resto de la industria.

También, el costo por barril de la extracción de crudo en Irak está entre los más bajos del mundo porque las reservas están relativamente cerca de la superficie. Esto contrasta crudamente con las inconvenientes caros y riesgosos que las industria petrolera encuentra cuando busca nuevas reservas, la perforación super-deep offshore y el costo de las técnicas intensivas necesarias para extraer crudo de las arenas asfálticas de Canadá.

"Las majors lo tienen cada vez más difícil para localizar actualmente recursos de petróleo negro" dijo Praveen Martis, analista de la firma de investigación Wood Mackenzie.

Los analistas estiman que a pesar del tamaño de las reservas de Irak, las terceras más grandes del mundo, sólo 2.300 pozos fueron perforados en total, menos que en el Mar del Norte. Los sitios más codiciados en Irak son los campos Majnoon y West Qurna, ambos cerca de Basora en el sur del país. Juntos, esos campos representan casi un cuarto de las reservas probadas de Irak. La francesa Total y la rusa Lukoil tenían acuerdos en ese lugar (Majnoon y West Qurna respectivamente) con el gobierno de Saddam Hussein. Es discutible si estos contratos son todavía válidos, y Exxon es visto por muchos *insiders* como uno de los que puede obtener los derechos sobre Majnoon.

Otras partes del país, como el desierto occidental, permanecen prácticamente inexploradas y podrían poseer grandes reservas. Decisivo será para la industria petrolera para poder explotar el tesoro enterrado en Irak la introducción de los *production-sharing agreements* (PSAs). Estos son los contratos que permiten al Estado conservar la propiedad legal de sus reservas, pero dejar parte de las ganancias de la extracción de crudo a las empresas internacionales a cambio de la inversión en infraestructura y la operación de los pozos, tuberías y refinerías. Los *agreements* serían la clave para el amplio desarrollo de la industria iraquí por las empresas internacionales.

Según un temprano esbozo de la legislación que fue enviada a las compañías petroleras el verano pasado y obtenido por The Independent, PSAs es la parte central del nuevo marco legal. Según los partidarios de la nueva legislación, la cláusula mediante la cual se permitirá que las compañías occidentales se lleven hasta el 75 por ciento de los beneficios del petróleo durará hasta que se hayan recuperado los costos iniciales de perforación.

Después se contentarán con un 20 por ciento de los beneficios, según fuentes del sector en Irak, aunque, como afirma "The Independent", ese último porcentaje es el doble del normalmente establecido en ese tipo de acuerdos. Muhammad-Ali Zainy, economista senior del Centre for Global Energy Studies, dijo *"el 20% de ganancias en el production sharing agreement, una vez recuperados todos los costos, es una gran cantidad (...). En los países más estables, el 10% sería la norma"*. Mientras los costos sean recuperados, las empresas serán capaces de recuperar el 60 a 70% de los ingresos; el 40% es más habitual.

Aún para todo el oro negro que se encuentre bajo las arenas del desierto iraquí, cualquier potencial rentabilidad para las gigantes petroleras occidentales tardará unos años. Una enorme cantidad de trabajo debe llevarse a cabo. La infraestructura es decrepita y desigual después de años de negligencia, y hay riesgos de sabotajes y guerras.

Al mismo tiempo recuerdan que cuando en 2003, el primer ministro británico, Tony Blair, justificó la invasión de Irak ante el Parlamento, calificó de "falsas" las acusaciones según las cuales Washington y Londres sólo querían hacerse con el petróleo de ese país. Blair dijo que los ingresos procedentes de esa fuente deberían ir a un fondo en fideicomiso gestionado por la ONU, idea de la que no ha vuelto a saberse nada.

También el ex secretario de Estado norteamericano Colin Powell afirmó en su día que *"el petróleo del pueblo iraquí pertenece al pueblo iraquí, es su riqueza y se utilizará en beneficio suyo"*.

"Irak terminará con el peor resultado posible" dijo Greg Muttitt de Platform, grupo de derechos humanos y medio ambiente que monitorea la industria petrolera. "La nueva legislación fue bosquejada con la ayuda de BearingPoint, una firma de consulta americana contratada por el gobierno estadounidense, que tenía un representante que trabaja en la embajada americana en Bagdad desde hace varios meses.

Pero el optimismo parece injustificado. Desde la invasión, la producción petrolera iraquí ha descendido dramáticamente. Irak ahora produce aproximadamente 2 millones de barriles por día. No sólo por los problemas de infraestructura antes mencionados, los insurgentes que atacan las tuberías, de modo que el único flujo estable de exportaciones sea por el sur chita.

El país está en un estado cercano a la anarquía y el debate sobre la propiedad y la explotación de su principal activo, que se considera por casi todo el PBI de Irak y los ingresos de exportación, está por llevarse a cabo. Inexorable, la cuenta regresiva en la Casa Blanca empieza mañana. Según la agenda de la Oficina Oval, entre la primera y la segunda semanas de enero, el Presidente George W. Bush dará a conocer una nueva estrategia (que el mandatario denomina como *a new way forward*) para alcanzar la victoria y los objetivos de su administración en Irak y Afganistán.

Análisis: Caída de los precios del crudo, sentimiento de mercado y mudanza de los fondos de inversión

El escenario para el presente año empezó con nubarrones, ya que los precios del crudo en los mercados internacionales han retrocedido un 10 por ciento, ubicándose por debajo de los 55 dólares, por primera vez desde 2005. En Nueva York, el barril del "light sweet crude" cayó el viernes pasado hasta los 54,90 dólares, su nivel más bajo desde el 14 de junio de 2005.

Para The Wall Street Journal (en adelante WSJ, 5/1) no hay un factor que explique los agudos declives experimentados por algunos commodities considerados clave. *"Un invierno benigno en el hemisferio norte ha afectado los precios del crudo, más que compensando los recientes recortes de producción realizados por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)"*. La novedad del año es precisamente la irrupción como *sentimiento de mercado* - en palabras de los operadores- del incremento de las temperaturas como causa de la caída de la demanda.

"El sentimiento del mercado se volvió negativo porque el invierno hasta ahora ha sido suave", explica Mike Wittner, analista del banco Calyon. Las cotizaciones sufrieron un retroceso de más de 6 dólares en tres días, principalmente a causa de las temperaturas moderadas en Estados Unidos, lo que lleva a una reducción de la demanda de productos petroleros.

Los meses de invierno en el hemisferio norte son los de mayor uso de petróleo debido a la necesidad de calentar hogares y oficinas. Mientras que el mes de enero suele ser el más frío del año en Nueva York, el mercurio marcaba el viernes 4 grados centígrados más de la media invernal. Según los meteorólogos del Weather Derivatives, la demanda de fuel oil para calefacción en el noreste del país, la región más consumidora del mundo, será 40 por ciento inferior a la normal hasta el 11 de enero.

"La razón de esta baja se debe a las temperaturas en el noreste de Estados Unidos, que son increíbles. Mientras que no tengamos una ola de frío, los precios seguirán presionados", explicó el miércoles Bruce Evers, analista del banco Investec (Forbes, 5/1).

La desaceleración de la demanda, que registró una caída de 3 por ciento en un año en Estados Unidos, se refleja además en el nivel de reservas petroleras estadounidenses, que aumentaron la semana pasada.

El Departamento norteamericano de Energía reveló que las reservas de destilados - donde se incluyen el gasóleo y el diesel- aumentaron en 1,97 millones de barriles, prácticamente el doble de lo previsto por los expertos. En el caso de la gasolina, la recuperación alcanzó los 5,68 millones de barriles, el avance más significativo en una semana desde septiembre, con lo cual se crean condiciones para enfrentar el repunte del consumo que comienza con la primavera.

"El invierno suave en Estados Unidos es claramente el factor dominante que explica la tendencia a la baja de los precios, pero la amplitud de la caída sugiere un pesimismo más generalizado sobre la demanda", observa Kevin Norrish, analista del banco Barclays Capital. La expectativa de un *slowdown* de la economía estadounidense también contribuye a la retracción de los precios (The Guardian 7/1). Fuera de Estados Unidos, las temperaturas del invierno también se mantienen moderadas en el conjunto del hemisferio norte y en los países del noreste de Asia, como Corea o Japón, lo que limita la demanda mundial de energía.

Por su parte la versión electrónica del Financial Times (5/1) señaló que entre las razones de la aguda corrección que han tenido las cotizaciones del crudo, podría figurar problemas en un fondo estadounidense de cobertura. Recordó que desde el primer día de este año el precio del crudo estadounidense ha retrocedido casi nueve por ciento, mientras que la cotización del crudo Brent del Mar del Norte han bajado casi siete por ciento en el mismo lapso.

Por su parte corredores de bolsa y analistas como Phil Flynn, de Alaron Trading Group (en The Boston Globe 6/1) dijeron que la debilidad en los precios de otras materias primas, especialmente el cobre, sugiere que algunos fondos estaban haciendo un cambio estratégico en la asignación de bienes o que uno de cobertura de riesgo podría estar en problemas.

Los fondos que han invertido pasivamente en el mercado de materias primas siguiendo uno de los índices principales -el Goldman Sachs o el Dow Jones AIJ- vieron reducir sus ingresos en 2006.

Los operadores sugieren que algunos de estos fondos pueden haber empezado a tomar un papel más activo en la administración de los fondos que habían invertido en materias primas. Mientras tanto, los precios del cobre, que cayeron a su nivel mínimo en nueve meses a principios de esta semana, seguían debilitándose el viernes. Para WSJ, el cobre cayó a los temores respecto a la desaceleración del mercado inmobiliario en Estados Unidos, la solución de varios conflictos entre mineras y sus sindicatos de trabajadores y un incremento en las existencias del metal rojo. *"El cobre podría caer más, especialmente si los novatos son presa del pánico. Pero no es probable que caiga cerca de los costes de producción durante un tiempo. El cobre y otras materias primas fueron arrastrados por la gran oleada de aumentos de precios de los activos, que también arrastró a los bonos, los activos inmobiliarios y el riesgo de crédito"* dijo el analista Edward Hadas de La Gaceta de Negocios (5/1).

Las temperaturas por el momento son suficientes para contrarrestar la influencia de factores alcistas, como el recorte de más de 14 millones de barriles de reserva de bruto estadounidense en las dos semanas previas al 22 de diciembre. La evolución de la última semana llevó a la OPEP a dar su primera señal de alarma. *"Desde luego que hay preocupación ante caídas del precio de casi un 5% en una jornada"*, indicó Abdulá bin Hamad al Attiyah, ministro de Petróleo de Qatar, a la agencia Bloomberg (5/1).

Por otra parte, sobre los acuerdos de gas natural para entrega en febrero, aparecieron dos centavos añadidos y terminaron a 6,18 dólares por mil pies cúbicos. Los datos del Departamento de Energía (DOE) reflejaron un recorte de 47 mil millones de pies cúbicos en el volumen de gas acumulado a finales de la pasada semana, que dejó el total en 3,07 billones de pies cúbicos. Todos los informes apuntan a un total almacenado de 15,3 por ciento superior a la media de los últimos cinco años y supera en un 16 por ciento al volumen de hace un año.

El precio del petróleo en China es más bajo que en el mercado internacional

Pese a la reciente caída del precio del petróleo refinado en el mercado internacional, su precio en China sigue siendo más bajo que cualquier otro lugar del mundo, afirmó Jiang Jiemin, gerente general de la Corporación Nacional de Petróleo de China (Xinhua, 5/1).

En diciembre de 2006, los precios de la gasolina y del diesel en el mercado nacional fueron de 5.200 yuanes (667 dólares) por tonelada y 4.570 yuanes por tonelada, respectivamente, mientras en Singapur los precios se situaron en 5.509 y 5.352 yuanes, respectivamente, señaló Jiang.

Las medidas del gobierno impiden que el precio doméstico del petróleo refinado fluctúe según la tendencia del mercado internacional, manifestó Wang Tianpu, presidente de la Corporación Petroquímica de China, el mayor refinador petrolero de China. Wang aclaró que las enormes ganancias de los gigantes petroleros chinos en los últimos años son el resultado de una

mejor administración interna y no de la subida del precio del recurso. El coste de operación de su empresa se ha reducido en 10.000 millones de yuanes anuales, señaló Wang.

Para asegurar un suministro estable en China, las refinerías de petróleo del país sufrieron grandes pérdidas debido a los precios fijos del producto mientras el precio internacional subió en gran medida, dijo. La Corporación Nacional de Petróleo de China entrega una tercera parte de sus ganancias al gobierno en concepto de impuestos, destacó Jiang.

Perspectivas de la industria petrolera América Latina 2007

2007 será el año de desarrollo de los proyectos que nacieron con la incesante subida de los precios del crudo. Con el crudo estabilizado, y con algunas perspectivas de caída (ver nota anterior), los países latinoamericanos se abocan a dar mayor protagonismos a las petroleras estatales. A las dudas políticas de las compañías se sumarán este año otros factores como la constante campaña para subir los impuestos a las firmas que operan en estos países y reformar los contratos energéticos, sobre todo en Bolivia y Venezuela, donde los esfuerzos nacionalizadores han sido más agresivos. El sector privado no ha abandonado realmente Latinoamérica, pero no ha sido tan agresivo en buscar nuevas oportunidades de inversión en la región. Mientras, el creciente nacionalismo ha obligado a los consumidores como Brasil y Chile a buscar en los mercados internacionales la respuesta a sus necesidades energéticas.

A continuación, la perspectiva de los principales países en 2007:

Brasil

El sector petrolero de Brasil recibirá inversiones por 85.000 millones de reales entre 2007 y 2010. Según datos del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), un 25% de ese total –unos 21.300 millones de dólares-, será destinado a proyectos de empresas privadas extranjeras y nacionales, de los cuales no participa la estatal Petrobras.

El estado brasileño que recibirá la mayor parte de las inversiones será Río de Janeiro, donde según especialistas se invertirá cerca del 85% de los recursos previstos para la exploración y producción de petróleo. Río de Janeiro albergará además un nuevo polo petroquímico en la localidad de Itaboraí.

La cuarta mayor petrolera del mundo, la estadounidense Chevron, pretende invertir en Brasil unos 3.000 millones de dólares y producir cerca de 110.000 barriles diarios de petróleo hasta 2015, lo que representa la cuarta parte de su producción mundial actual. Otra estadounidense Devon tiene a Brasil como uno de los destinos prioritarios de las inversiones de la petrolera fuera de Estados Unidos.

Devon Energy, dueña de un campo petrolero en la Cuenca de Campos, en Río de Janeiro, comenzó en diciembre a instalar una plataforma de perforación de pozos que producirá 50.000 barriles de petróleo por día a partir de 2008.

Por su parte, empresarios y ejecutivos del sector prevén inversiones semejantes a las estimadas por el BNDES. Según datos del Instituto Brasileño de Petróleo (IBP) y de la

Organización Nacional de las Industrias del Petróleo (ONIP), entre 2007 y 2011 el volumen de inversiones en el país puede llegar a 100.000 millones de dólares. Las inversiones extranjeras en el sector petrolero nacional comenzaron a crecer a partir de 1998, cuando se puso fin al monopolio estatal.

Esto es consecuencia de la nueva etapa para la industria petrolera brasileña con el descubrimiento de crudo liviano abriendo grandes perspectivas para un mayor desarrollo de la actividad de exploración y producción en ese país y la posibilidad del surgimiento de una nueva frontera exploratoria, ampliando la longevidad de la autosuficiencia de Brasil en la producción de petróleo. Petrobras venció las barreras tecnológicas para llegar a esa nueva frontera geológica marcando un record. El proyecto localizado en la Cuenca de Santos empezará a operar en 2010.

Venezuela

Las inversiones en Venezuela se ralentizarán en el 2007 después de que el gobierno de Chávez anunciara que tomará participaciones mayoritarias en cuatro proyectos mejoradores de crudo pesado en la Faja del Orinoco con un valor estimado en 33.000 millones de dólares. Para esto planea construir un mejorador de petróleo con capacidad para convertir 800.000 barriles por día de crudo extrapesado de la Faja en convencional, que estará finalizado en el 2011.

Parte del crudo mejorado de este complejo se suministrará a una refinería de 200.000 bpd que PDVSA está planeando construir en Brasil conjuntamente con Petrobras, mientras que la producción restante irá a otros mercados extranjeros. Petrobras explota un gigantesco yacimiento en la Faja, en el campo Carabobo I, con reservas comprobadas de 9.000 millones de barriles de crudo.

Venezuela planea incrementar de forma masiva su producción de crudo impulsando la extracción en la zona del Orinoco. Este país busca reducir sus tradicionales lazos energéticos con Estados Unidos, cultivando nuevos mercados en Asia y Latinoamérica. PDVSA ha establecido asociaciones con compañías energéticas estatales de países como India, China, Brasil y Argentina para certificar las reservas de dichos bloques.

Con el "*Proyecto Magna Reserva*", las petroleras cuantificarán las reservas existentes en la Faja, dividida en 27 bloques. PDVSA estima que para el primer trimestre del 2007 haya 11 taladros operativos a lo largo de la Faja. Entre los proyectos más destacados se encuentran la perforación de 18 pozos evaluatorios que se prevén en el bloque Junín 4 de la Faja del Orinoco, donde se estiman cuantificar y certificar 36 mil millones de barriles de crudo con China National Petroleum Corporation. La participación en el bloque Junín 3 de más de 640 kilómetros en el oriente de Venezuela, están participando además la estatal china CNPC, la española Repsol-YPF, la rusa Gazprom, la iraní Petropars y la brasileña Petrobras. Además, la petrolera estatal malasia Petronas también planea unirse a Pdvsa para certificar las reservas de crudo del bloque "Boyacá 5".

La última petrolera interesada en explotar crudos ultra pesados es la chilena Enap, que a comienzos de año sostuvo contactos con PDVSA para pretratamiento del crudo y luego su refinación en Chile. El interés de Enap es asociarse con la venezolana y para ello no descarta aliarse con socios extranjeros para realizar los trabajos.

Ecuador

Los objetivos para el 2007 en Ecuador son enfrentar la reestructuración de Petroecuador, determinar una nueva ley para la empresa estatal, definir convocar a nuevas licitaciones petroleras y continuar o no con los concursos convocados (campos marginales, repotenciación de la refinería de Esmeraldas, lo que permitirá aumentar la producción de derivados y disminuir la importación de estos, y la construcción de plantas de almacenamiento de gas en tierra) son algunos de los temas pendientes en el sector petrolero. Sin embargo, el de mayor reto será el mantenimiento de la producción en alrededor de los 175 mil barriles actuales en el caso de la producción directa de Petroproducción, y en los 100 mil barriles en el caso de bloque 15. En este dominio, 2007 pretende ser el año de la estabilización de la producción, que está en franca caída, para luego elevar la producción.

Ecuador, quinto mayor productor petrolero del continente, produce 530 mil barriles de petróleo por día. Cerca de un 49% de este volumen es extraído por empresas extranjeras, como la hispano-argentina Repsol YPF, la china Andes Petroleum y la brasileña Petrobras. Pero el futuro de Ecuador en la extracción de petróleo se concentra en la producción de reservas de semipesados y pesados. De los actuales remanentes (por extraer) del país, el 44% es menor a 20 grados API. Y el horizonte de desarrollo y producción de los nuevos proyectos de hidrocarburos en los próximos 20 años están en los campos Pungarayacu, Pañacocha e Ishinpingo-Tambococha-Tiputini (ITT). Si entrara a desarrollar los nuevos campos, la oferta de crudo entre 10 y 28 grados API. A esto se sumarán los siete campos marginales en licitación.

Aunque en los primeros días del año, el mandatario saliente Alfredo Palacios, mediante decreto ejecutivo delimitó la "zona intangible" de 758.051 hectáreas reservadas para la caza y pesca del pueblo Huaorani y otros pueblos autóctonos.

Varias empresas petroleras verán reducidas sus áreas de explotación en Ecuador debido al establecimiento de esa zona. La mayor reducción, del 47%, corresponde al bloque 17 operado por la compañía china Andes Petroleum, cuya zona concesionada bajará de 119.817 a 56.312 hectáreas. Otras compañías afectadas serán Repsol YPF, Petrobras y Petroecuador.

Perú

Perú vive unos tiempos prolíficos en cuanto a exploración petrolera. El desarrollo comercial del Lote 67, en la cuenca de Marañón, que será operado por la estadounidense Barrett Resources, permitirá a Perú convertirse en exportador neto de petróleo dentro de tres años. La producción peruana de petróleo asciende a 120 mil barriles por día y la demanda interna llega hasta los 150 mil barriles diarios, sin embargo, con la explotación del Lote 67 (Loreto, cerca de la frontera con Ecuador) se producirá hasta 220 mil barriles de petróleo.

Para el desarrollo del Lote 67, la primera fase consistirá en una extensa campaña de adquisición de sísmica 3D con el fin de ubicar la locación más ventajosa para la instalación de las plataformas de perforación. Para minimizar el impacto ambiental en la selva, se podrá perforar hasta cinco pozos, uno vertical y cuatro direccionales, desde cada plataforma de perforación.

La construcción de un oleoducto, de 16 pulgadas, hacia el lote 67 permitirá aprovechar las reservas halladas el año pasado por Repsol YPF en el lote 39. Asimismo, abre la posibilidad de que los yacimientos ecuatorianos como Ishpingo-Tambococha-Tipuni (ITT), ubicado cerca de la frontera con Perú, aprovechen esta infraestructura para sacar petróleo, también pesado, a la costa del Pacífico.

Barrett Resources explorará y explotará con Perú-Petro en el Lote 125, entre los departamentos de San Martín y Amazonas en la selva norte, con una inversión estimada de 45 millones de dólares. Además, la empresa peruana también suscribió un segundo contrato por el Lote 116, ubicado entre los departamentos de Loreto y Amazonas, con la empresa Hocol Perú donde se estima una inversión de 32 millones de dólares. Un tercer contrato fue suscrito con la canadiense Gran Tierra Energy por el Lote 128, que se encuentra en Loreto, con una inversión estimada de 33 millones de dólares.

Además, la petrolera estatal colombiana Ecopetrol planea invertir cinco millones de dólares en 2007 para buscar crudo en las selvas de Perú, en sociedad con una empresa que ya opera esa zona. Desde hace ocho meses Ecopetrol está evaluando las posibilidades de un lote, ubicado en la cuenca del Marañón muy cercano a la frontera con Colombia y, de concretarse, la petrolera colombiana invertiría cinco millones de dólares en el primer año.

Por su parte, la argentina Pluspetrol anunció que prevé invertir en 2007 entre 190 y 200 millones de dólares en la selva norte de Perú, principalmente en un plan ambiental luego que nativos de la zona bloquearon en octubre por casi dos semanas sus pozos petroleros.

En el sector petroquímico, Petroperú y Petrobras instalarán un complejo en el puerto de Matarani (Arequipa), en el sur de Perú, lo que demandará una inversión de 300 millones de dólares. Petroperú actuará como articulador del proyecto.

Argentina

Los principales yacimientos petroleros de Argentina están maduros, y es necesario invertir fuertes sumas de dinero para ampliar la producción. Se destinarán 4.600 millones de dólares para el periodo 2007/2009 en exploración y producción. Las inversiones vendrán acompañadas de una ley, aprobada por el congreso argentino a finales del año pasado, que premia a las empresas que exploren nuevas reservas de petróleo y gas. Con una batería de incentivos, que durarán de 10 a 15 años, que incluye la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA), extensión de varios tributos e importación de maquinaria libre de impuestos.

La hispano argentina Repsol YPF, con casi un 40% de producción de crudo y un 30% de gas, explorará en Mendoza (910 millones de dólares), Neuquén (1.400 millones), Chubut (600 millones) y Santa Cruz (1.100 millones). El objetivo del plan es incorporar mayores reservas y aumentar la producción de hidrocarburos en la región. Este incremento se haría efectivo a partir de la reinterpretación de cuencas, y la incorporación de nuevas áreas de exploración en frontera tanto en costos, como aguas profundas. Uno de los objetivos de Repsol-YPF es incrementar el recobro de las inversiones en recuperaciones secundarias, para aumentar las reservas recuperables de petróleo.

Con una inversión global de 2.500 millones de dólares para el próximo lustro, la brasileña Petrobras, Repsol YPF y la uruguaya Petrouuguay, asociada con Enarsa, empezarán a explorar el próximo año en el Mar Argentino, en busca de reservas de hidrocarburos. Las exploraciones "de alto riesgo" se realizan en la cuenca Colorado Marina, ubicada a más de 200 kilómetros de las costas argentinas sobre el Atlántico sur, una zona en la que el mar alcanza una profundidad máxima de 1.500 metros.

Otro participante en el mercado argentino será Enap Sipetrol, subsidiaria de la estatal chilena, que actualmente concentra sus actividades off shore con Repsol YPF y en la exploración en tierra de dos yacimientos de petróleo en las cuencas Austral y San Jorge. De los 9 millones de barriles que Sipetrol espera producir este año, Argentina aportará cerca de 4 millones de barriles, representando cerca del 30% de los ingresos de la filial internacional. No obstante, esta

relevancia ha ido decayendo, en la medida en que en este país faltan los incentivos económicos para volver a invertir en exploración.

Colombia

Colombia enfrenta una carrera contra el reloj para descubrir nuevas reservas de petróleo que permitan alejar el riesgo de perder la autosuficiencia energética. A pesar de haber flexibilizado su régimen petrolero y aumentado la seguridad para atraer a las empresas multinacionales.

Ecopetrol, en pleno proceso de venta de acciones, dispondrá para el presente año de inversiones por 2.066 millones de dólares. De esa cifra, 1.600 millones de dólares serán invertidos en exploración y en producción en la búsqueda de hidrocarburos.

Finalmente Ecopetrol irá sola en la explotación de crudos pesados del campo Castilla, el mayor productor de esta calidad de hidrocarburo, y de la Formación San Fernando, en la región de los Llanos Orientales, donde la colombiana invertirá 700 millones de dólares. Esta suma corresponderá al periodo 2007-2009 en facilidades de producción y procesamiento de crudo, así como la ampliación y adecuación de los sistemas de transporte.

La intención es incrementar su producción en 50 por ciento durante los próximos tres años, desde los 60.000 barriles por día que produce hoy, hasta 90.000 barriles por día en 2009. El proyecto de crudos pesados de Ecopetrol le apunta a que en el año 2009 la producción de este tipo de petróleo ascienda a 160.000 barriles por día.

Para el mejoramiento del crudo pesado, Ecopetrol realizará durante 2007 los estudios tendientes a evaluar diferentes posibilidades para la construcción de una planta de procesamiento que transformará este crudo en uno más liviano, con mayor valor de mercado y la posibilidad de obtener mayores y mejores calidades de productos refinados.

Petrobras está perforando en la cuenca de Los Llanos prometen hasta 700 millones de barriles de petróleo en el bloque Tierra Negra. Este bloque se encuentra en el Departamento de Casanare, región donde están las mayores reservas de petróleo del país, Cusiana-Cupiagua, operadas por el gigante británico British Petroleum y cuyas reservas en el momento del descubrimiento fueron calculadas entre 1,1 y 1,3 billones de barriles. Tierra Negra es un gran prospecto y muestra de ello es que Petrobras se asoció con la multinacional danesa Maersk Oil mediante la compra del 40 por ciento de participación del contrato de esta área.

Cabe destacar que en Colombia la mayoría de los pozos son pequeños, con 40 millones de barriles en promedio, pero se espera que Tierra Negra sea un gran hallazgo, de aquellos que sólo aparecen en el país, en promedio, cada diez años.

Ecopetrol, con la americana ExxonMobil y la brasileña Petrobras exploran en aguas profundas del Caribe colombiano, en el bloque Tayrona en un área de más de 4.4 millones de hectáreas, desde 2005, región que, según la empresa brasileña, tiene la posibilidad de grandes descubrimientos y donde la primera perforación se llevará a cabo a finales del 2007.

Chile

En Chile, el protagonismo lo sigue asumiendo la Empresa Nacional de Petróleo (Enap), que anunció un ambicioso plan de negocios para el periodo 2007-2011, que considera inversiones por 4.500 millones de dólares que piensa concretar en conjunto con socios privados. La finalidad es mantener el liderazgo en el mercado chileno, alcanzando un crecimiento sostenido de reservas y producción de petróleo y gas y ganar sinergias a través del desarrollo de alianzas.

Entre los principales proyectos en Chile figura la Terminal de regasificación de GNL que la petrolera impulsa junto con Endesa y Metrogas en Quintero (V Región). En enero comenzó la construcción de la planta y que a finales de 2008 estará disponible el GNL, antes de lo previsto inicialmente.

En el año que comienza, el gobierno chileno, a través del ministerio de Minería y Energía lanzará el proceso de licitación internacional, con el cual, espera entregar a petroleras extranjeras la exploración de gas y petróleo de al menos 7 bloques identificados en Magallanes (XII Región). También informará sobre el nivel de reservas probadas y probables del hidrocarburo en la Región de Magallanes. El cronograma apunta a tener listas las bases durante enero o febrero, para luego dirigirlas a la Contraloría y finalmente llamar a esta licitación internacional antes de que culmine el primer semestre de 2007.

Hasta el momento, dos empresas internacionales han suscrito Contratos Especiales de Operación (CEOP) con el Estado chileno para la exploración de gas y petróleo. Se trata de la canadiense March, que se adjudicó algunos bloques en la I Región, en la localidad de Pica para la búsqueda de gas natural, a la que se suma la estadounidense Layne, que explorará la existencia de gas metano a partir del carbón en la provincia de Arauco.

México: Goldman Sachs quiere entrar en Pemex por intermedio de Cobalt Energy

El Grupo Goldman Sachs se convirtió en 2006 en la primera firma financiera de intermediación bursátil en el mundo –con vigorosa presencia y en camino de participar en licitaciones a concesionar por México– al generar una utilidad de 9 mil 340 millones de dólares al cierre de su ejercicio fiscal de 2006, la más alta en los anales de Wall Street.

Recientemente la firma se asoció con el fondo Carlyle –en el que fungió como socio Luís Téllez antes de su nombramiento como secretario de Comunicaciones y Transportes en el gabinete de Felipe Calderón– para invertir 500 millones de dólares en la empresa Cobalt Internacional Energy, nueva compañía que se dedicará a la exploración y producción de petróleo y gas en aguas profundas del Golfo de México, en donde nuestro país ya inició los trabajos al respecto.

Goldman Sachs no respondió sobre sus planes de inversión en México, aunque fuentes del sector señalan que Cobalt Internacional Energy, formada en 2005 bajo su dirección, tiene entre sus prospectos a Petróleos Mexicanos. En México Goldman Sachs mantiene presencia

desde hace más de dos décadas y ha participado en operaciones de swaps y colocaciones de deuda del gobierno federal.

La paraestatal mexicana ya realiza trabajos de exploración en aguas profundas y concluyó a mediados de diciembre pasado la instalación de una plataforma en el Golfo de México, construida por la empresa de Carlos Slim dedicada a la infraestructura: Ideal.

El Golfo de México es una de las áreas de mayor potencial de crudo y gas en aguas profundas del mundo, con recursos por desarrollar estimados en al menos 20 mil millones de barriles, por lo que la zona se constituye como el bocado más apetitoso para las petroleras globales y donde México debe jugar –y de hecho ya comenzó a hacerlo– un papel decisivo y preponderante, comentaron analistas del sector.

La presencia de Cobalt Internacional Energy, Shell, Repsol YPF y otras transnacionales petroleras en el Golfo puso en alerta al gobierno de México, por lo que éste apresuró los trabajos de exploración de yacimientos profundos.

La instalación hecha por Ideal, que forma parte del proyecto petrolífero Ku Maloob Zaap (KMZ), se ubica a 105 kilómetros al noroeste de Campeche, además de bombear petróleo puede separar el aceite y el gas. En total KMZ contará con 17 plataformas: siete de perforación, cuatro de producción, una de enlace, una de telecomunicaciones y cuatro habitacionales. Esta infraestructura está diseñada sobre la base que compensará a corto plazo la declinación del campo Cantarell.

Analistas consultados reconocieron que no se debe descartar que Grupo Goldman Sachs quede dentro de los proyectos de Pemex, dado que el monto de inversiones que demanda incursionar en el Golfo de México es enorme y el gobierno federal no dispone de suficientes recursos.

Reporte señala que México podría permitir la inversión privada en energía

El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos emitió un reporte sobre México, en el que aseguró que el actual gobierno federal es favorable a permitir la inversión privada en "nuevos proyectos de energía" que permitan detener la caída en la producción de petróleo.

Elaborado por la Agencia de Información de Energía (EIA, por sus siglas en inglés), el reporte del DOE reveló que las reservas probadas de petróleo crudo, según fuentes oficiales mexicanas consultadas por esa entidad, se han desplomado en un periodo de cuatro años. Pasaron de ser suficientes en 2000 para 20 años de producción al ritmo actual, a sólo garantizar 10 años en 2006, indicó.

El alto nivel de endeudamiento de Petróleos Mexicanos (Pemex), empresa a la que el gobierno federal confisca 60 por ciento de sus ingresos, amenaza con convertirse en un obstáculo para que la paraestatal pueda conseguir financiamiento en los mercados internacionales, aseveró el reporte del gobierno estadounidense. *"En julio de 2006, Felipe Calderón fue electo nuevo presidente de México. Los resultados de la elección pueden tener un importante efecto en el sector de energía del país, dada la fuerte presencia del Estado en la actividad. Calderón ha hablado de permitir a compañías privadas participar en nuevos proyectos de energía, que pueden ayudar a prevenir la baja en la producción de crudo y a que disminuya la importación de gas",* agregó.

El informe de la agencia gubernamental estadounidense enumera algunas cifras sobre la reserva de petróleo del país para luego mencionar la caída que ha sufrido en los últimos cuatro años. Apunta que de acuerdo con la publicación especializada Oil and Gas Journal, México tiene

12 mil 900 millones de barriles de reservas probadas de petróleo, el tercer nivel más alto de reservas convencionales de crudo en el continente americano.

"Muchos analistas sostienen que la producción de petróleo en México ha llegado a su pico y que continuará disminuyendo en los siguientes años. La EIA estima que México producirá 3.6 millones de barriles de petróleo por día en 2007, una disminución respecto de los 3.8 millones de barriles en 2005 y de los 3.7 millones de 2006, debido principalmente a la caída en la producción del campo Cantarell", ubicado en la Sonda de Campeche, añadió.

A continuación expuso que la reserva probada de petróleo de México se ha reducido en los años recientes. *"De acuerdo con Pemex, la relación entre reservas y producción cayó de 20 años en 2002 a 10 años en 2006. Los analistas consideran que Pemex no tiene suficientes fondos disponibles para explorar e invertir de forma que pueda revertir la caída en la producción, debido a la fuerte carga financiera que impone el gobierno a la compañía".*

Por el hecho de que el gobierno federal recurre a Pemex para subsanar las deficiencias en la recaudación de impuestos (práctica a la que también recurrieron los diputados en diciembre pasado, al acordar la mayor extracción de recursos a la compañía para cuadrar el presupuesto federal de 2007), la empresa petrolera también enfrenta una fuerte carga de deuda, añadió.

"Pemex tiene una deuda de largo plazo de unos 46 mil millones de dólares más otros 34 mil millones de dólares en obligaciones derivadas de las pensiones de sus trabajadores. El monto de la deuda puede representar para Pemex un obstáculo para lograr financiamiento en los mercados internacionales de deuda, así como inhibir que aumente la cantidad de recursos que destina a la exploración y producción", señaló el DOE.

Seguridad Energética: India quiere gas del proyecto australiano Gorgon por 25 años

La India espera la firma de un contrato de suministro a largo plazo por 2,5 millones de toneladas de gas natural licuado (GNL) de Australia. El contrato señala que Australia abastecerá a la India gas durante 25 años a partir del 2011. *"El GNL vendrá del proyecto Gorgon en Australia"* dijo A. Sengupta, director de finanzas de la firma india de gas Petronet LNG Ltd (Reuters UK, 3/1). La empresa espera un acuerdo para finales de junio después de las negociaciones con los socios del *joint venture* Exxon Mobil, Chevron y Royal Dutch Shell.

Sin embargo, el portavoz Michael Barrett dijo que Chevron, que ya tiene vendido todo su gas del proyecto, no era el vendedor. Barrett sostuvo que cada *partner* maneja las negociaciones para la venta de gas por su cuenta.

Previamente, Exxon Mobil mostró interés en vender a India, mientras Shell planeó vender todo o su parte del GNL de Gorgon al mercado norteamericano, vía la terminal de Baja California, México.

El operador de Gorgon, localizado en la isla de Barrow a aproximadamente a 130 kilómetros de la costa noroeste de western Australia, Chevron obtuvo la luz verde del gobierno australiano el mes pasado para llevar adelante el proyecto, que fue objeto de preocupaciones por su impacto ambiental, lo que llevó a retroceder las fechas de entrega más allá del 2010.

Gorgon cuenta con numerosas especies en peligro de extinción, por esta razón, los socios del proyecto tendrán que destinar 47 millones de dólares en un plan de protección medioambiental como condición para explotar el yacimiento (The Australian 12/12/06).

Deberán además utilizar tecnología para el almacenamiento subterráneo de gases que producen el efecto invernadero, dijo el ministro de Medio Ambiente del estado, Mark McGowan. El ministro tomó en consideración una apelación presentada por esas firmas contra la Autoridad de Protección Medioambiental del estado, que recomendaba no permitir la explotación. Se espera que Gorgon genere unos 13.400 millones de dólares durante su explotación.

Chevron maneja el proyecto con un 50%, mientras Exxon Mobil y Shell poseen cada uno un 25%. Chevron llegó a acuerdos preliminares de venta de GNL con clientes japoneses, entre ellos Osaka Gas Co y Tokio Gas Co.

Gorgon espera tener una capacidad de licuación de 10 millones de toneladas por año. El área más grande de Gorgon posee reservas de gas de aproximadamente 40 billones de pies cúbicos, un cuarto de las reservas de gas conocidas en Australia.

India enfrenta 50% de escasez de gas

India enfrenta una escasez de 50 % de abasto de gas a pesar de la firma de un contrato a largo plazo con Qatar. Ha estado conversando con varios países ricos en gas como Qatar, Myanmar e Irán (Times of India, 3/1). Petronet importa actualmente 5 millones de toneladas por año de GNL de Qatar a su terminal Dahej en Gujarat. Además, construye otra terminal de regasificación Kochi en Kerala con una capacidad de 2,5 millones de toneladas. La terminal Kochi estará lista a principios de 2010 (The Hindu, 4/1). Además, la empresa doblará la capacidad de la terminal Dahej a 10 millones de toneladas para 2009.

Srinivasan señaló que el gobierno espera que en los próximos cinco años la producción de gas de la India se duplique mientras la producción de petróleo prevé un aumento de 20 % en los próximos tres años. India, que importa más del 70 por ciento del combustible que consume, produce alrededor de 85 millones de metros cúbicos estándar diarios de gas natural mientras la producción de petróleo es de entre 30 y 32 millones de toneladas anuales.

India impone control de precios para las ventas nacionales de gas, manteniendo los precios por debajo de los niveles del mercado mundial. Sin embargo, el GNL está destinado a usuarios industriales como fabricantes de fertilizantes y centrales eléctricas, que tendrán que pagar tarifas de mercado (The Financial Express, 5/1).

Brasil: Furnas prepara plan para 2007

La dirección de Furnas va a llevar a su consejo de administración la propuesta de captación de 750 millones de reales en 2007. El objetivo, según su presidente, José Pedro Rodrigues, es poner en ecuación la necesidad de financiación del plan de inversiones, que

solamente este año prevé 1,45 billones de reales. La estatal debe recurrir aún al Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

En la cartera de proyectos de generación – la empresa también está construyendo dos líneas de transmisión – constan seis hidroeléctricas en las cuales Furnas tiene control o participación minoritaria, y donde serán necesarios aportes, sin contar los socios, de 3,015 billones de reales en los próximos años.

La mayor de ellas es Foz de Chapecó, con 855 megawatts (MW) instalados y que tendrá capacidad para generar 432 MW medios. La estatal tiene un 40% del proyecto y las obras comenzaron en la última semana. Las otras son Simplício (100%), Serra do Facão (49,5%), Retiro Baixo (49%), Baguari (15%) y Batalha (100%). Juntas exigirán aportes por 5,2 billones de reales.

Furnas cerró 2006 con captación de 242 millones de reales en dos operaciones, dentro del límite autorizado por el gobierno. De ese total, 112 millones de reales fueron captados entre octubre y diciembre en la modalidad de Certificado de Crédito Bancário (CCB) en 13 parcelas usadas íntegramente para rodar deudas. Otra captación de 130 millones de reales, concluida el 28 de diciembre, fue destinada al manejo de deuda de corto plazo (180 días). La estatal obtuvo una tasa de 101,74% en una operación evaluada por Moody's como BR 1.

Si Rodrigues habla con entusiasmo sobre las hidroeléctricas que la estatal tiene en cartera, calla cuando el asunto pasa a cuestiones más polémicas que vienen afectando a los resultados de la empresa. Una de ellas es el perjuicio con la venta de la energía producida por las centrales nucleares Angra 1 y Angra 2.

Furnas es responsable por la comercialización de esa energía, que es monopolio estatal según la constitución brasileña. La empresa vendió el insumo en la primera subasta del nuevo modelo por una media de 67 reales el MW/hora, pero paga 113 reales por MW para Eletronuclear. Ese perjuicio debe tener un peso considerable en el resultado de la compañía.

En el mercado, se comenta que una de las alternativas en estudio sería la transferencia de los contratos al holding Electrobras, que pasaría a cargar ese perjuicio en su balance, sin afectar su subsidiaria.

Otro problema es el que envuelve la compraventa de 700 MW de energía de la española Cien, que tenía contrato para la importación de 2.000 MW de Argentina. El contrato fue cancelado por un decreto del gobierno argentino y la energía dejó de entregarse en Brasil. Además de Furnas, los otros clientes de Cien son Copel y el grupo Suez. Sin recibir esa energía, que había sido revendida a distribuidoras, Furnas tuvo que comprar el insumo en el mercado mayorista para honrar sus compromisos, pagando el Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), que es muy caro. Sobre ese asunto, las empresas están conversando con el gobierno para hallar una solución.

Otro *dor-de-cabeça* para Furnas son los 450 MW generados por TermoPantanal, en Cuiabá, que son comercializados por la estatal. Esa planta fue construida por Shell y Enron. Furnas tiene un contrato de compraventa de energía, teniendo inclusive vendido el producto en la primera subasta del nuevo modelo del sector eléctrico. Ahora las dos partes están peleando en la justicia para definir quien es el responsable por el pago del PIS/Cofias, que aumentó del 3,65% a un 9,25%. Dependiendo de quien quede responsable de este tributo, la tarifa será menor o mayor.

La disputa ronda los 23 millones de reales y una decisión de la 17ª Cámara Civil autorizó a los dueños de TermoPantanal a recibir los valores adeudados a través de una cuenta garantizada creada en la época de la contratación.

Otro problema es la intención del gobierno de Bolivia de aumentar el precio del gas. Shell y Enron (hoy Ashmore/Prisma) tienen contrato privado para la compraventa de gas boliviano a través de un ramal independiente de Gasbol. El gas cuesta hoy poco más de 1 dólar

y Bolivia quiere equiparar el precio con el gas comprado por Petrobras, que es de aproximadamente 4,20 dólares.

Inversiones en infraestructura crecieron 13% en 2006

Las inversiones en infraestructura crecieron un 13% en 2006 empujados por los sectores de petróleo y gas y de telecomunicaciones, según un relevamiento previo de la Associação Brasileira da Infra-Estrutura e Indústrias de Base (Abdib). Saneamiento y transportes sufrieron bajos números en relación a sus necesidades y la energía eléctrica contó con un 71% de lo esperado. Debido al mal desempeño de estos últimos sectores, el aumento de recursos -65,7 billones de reales- representaron sólo un 75% del necesario para el sector.

Petróleo y gas recibieron un 95% de sus necesidades de inversión, con aumento de 30 billones reales. Según Paulo Godoy, presidente de Abdib, eso fue reflejo de los altos precios del insumo y este año el gas deberá contribuir más para el avance del sector.

En energía eléctrica, el empresario dice que la generación fue el principal problema, *"Estaban previstas para entrar en operación más usinas de las que entraron, la diferencia de generación quedó en 2 mil megawatts"*. Uno de los ejemplos es la planta hidroeléctrica Estreito, situada entre Tocantins y Maranhão (en Río Tocantins) como ejemplo de una obra prevista para entrar en operación en 2006 y que se atrasó por problemas de licencia ambiental.

Abdib espera para este año un aumento mayor de las inversiones. *"Tenemos todas las condiciones y el desempeño está vinculado al crecimiento económico, que facilita la financiación y atrae inversores"* explica el presidente de la entidad. Según Godoy, el sector de petróleo y gas debe continuar creciendo.

Estados Unidos: Duke Energy se separa de sus actividades de transporte de gas natural

Duke Energy, la principal compañía de electricidad americana se separo de su importante actividad de transporte de gas natural, como anunció en junio último. Para hacerlo Duke distribuyó a sus accionistas los títulos de Spectra Energy Corp, su filial especializada, que cotiza en bolsa desde el miércoles en New York Stock Exchange.

Spectra, cuyo asiento está en Houston (Texas), es propietaria de más de 28.000 kilómetros de gasoductos, de importantes almacenamientos de gas en Estados Unidos (250 mil millones de pies cúbicos de capacidad) y en Canadá, y de una actividad de distribución de gas en Ontario (aproximadamente 1.3 millones de clientes). Spectra posee un interés del 50% en el liderazgo de operaciones de procesamiento de gas natural con ConocoPhillips.

Spectra Energy cuenta también con uno de los tres sistemas de tuberías de transmisión de gas natural más grandes de Norteamérica, con más de 2,9 mil millones de pies cúbicos (TCcf) de rendimiento anual, representando cerca del 12% de gas natural consumido en Norteamérica.

La empresa es uno de los productores más grandes de natural gas liquids (NGL) en Canadá, con una capacidad total de procesamiento en ese país de 5,1 mil millones de pies cúbicos por día.

Fred Fowler, presidente de Spectra, notó el interés de la empresa en ampliar su participación en el sudeste de Estados Unidos y the Rockies (Houston Chronicle, 3/1). *"Desde mi punto de vista, tenemos pocos activos estratégicamente localizados en el sector de gas midstream"* sostuvo Fowler.

En una nota de investigación el martes, Standard & Poor's dijo que las perspectivas de Spectra eran estables y su calificación crediticia corporativa BBB+ en parte refleja una gran postura en el bajo riesgo en los sectores de distribución y transmisión de la volátil industria del gas. El informe notó también que las operaciones de Spectra *"en general obtiene la aceptación de los reguladores ambientales"*.

"Estas fuerzas son compensadas por una iniciativa de crecimiento significativa caracterizada por el capital-spending program que tendrá que ser manejado con eficacia y financiado equilibradamente para apoyar la calidad del crédito" dijo S&P.

Fowler dijo que la actual volatilidad en los precios del gas natural puede levantar el negocio de Spectra. Por ejemplo, dijo, las grandes propagaciones entre los precios de verano y de invierno en el mercado de futuros el año pasado incitaron a algunos comerciantes y vendedores a tratar de cerrarse en aquellas propagaciones. *"El modo en que ellos lo hacen es con almacenaje subterráneo"*, dijo.

Spectra dijo que espera proporcionar el 60% de su ganancia neta en forma de dividendos anuales, con un dividendo anual inicial de 88 centavos por acción.

Ejecutivos de Duke, con sede en Charlotte, dijeron que el *spinoff* fue contemplado desde finales de 2003, cuando Paul Anderson era el presidente de Duke. Como empresas separadas, las dos entidades serán capaces de enfocar mejor sus negocios esenciales, y los inversionistas consiguen un *"pure play"* para su inversión más bien que *"un supermercado de energía"* dijo Anderson en Junio.

Marta Wyrsh, jefe ejecutiva de la unidad de transmisión de Spectra, dijo a Reuters US (3/1) que como una *stand-alone*, la empresa públicamente negociada, Spectra tendrá un mayor enfoque y una línea directa de vistas en el movimiento de su stock. *"El intento de spinoff es de aumentar la suma combinada de las dos compañías"* dijo Tim Winter, analista de utilities de AG Edwards & Sons (Business Week, 2/1). Por separado Spectra de Duke, *"el mercado puede mirar como el negocio de las tuberías crece rápidamente"*.

Por otra parte, Duke Energy negocia vender los activos en Bolivia en un "futuro cercano", incluida una cuota de una represa hidroeléctrica dijo la empresa. En una presentación a la Comisión de Valores de Estados Unidos, la empresa dijo que había tenido conversaciones con un potencial comprador para los activos y que esperaba un acuerdo en el futuro próximo.

La compañía advirtió en noviembre de que el valor del 50 por ciento de la represa Corani que está en sus manos podría reducirse, como resultado de los planes del gobierno para nacionalizar la infraestructura de energía.

Alianza estratégica: PetroPerú y Socma en el negocio del GNV peruano

* *El convenio pretende estudiar también la expansión de la oferta de gas natural a través del Gasoducto Virtual, sistema que utiliza camiones adaptados para transportar este recurso a las localidades alejadas de los gasoductos ya existentes.*

La empresa estatal peruana Petroperú y el consorcio argentino Sociedades Macri (Socma) firmaron una alianza estratégica que permitirá la instalación de diez nuevas estaciones de gas natural para atender la demanda de ese recurso en el país (La Republica, 5/1)

El presidente de Petroperú, César Gutiérrez, afirmó que *"este anuncio con Socma permitiría cerrar el año con un número de estaciones suficientes"* para cumplir con la demanda de unos *"6.000 vehículos convertidos a gas natural"*. Petroperú también informó, mediante un comunicado de la empresa, que el primer objetivo del convenio es evaluar las condiciones para instalar una estación de compresión de gas natural en la localidad de Conchán, al sur de Lima.

El convenio pretende estudiar también la expansión de la oferta de gas natural a través del Gasoducto Virtual, sistema que utiliza camiones adaptados para transportar este recurso a las localidades alejadas de los gasoductos ya existentes.

"Así buscamos equilibrar la oferta insuficiente de GNV, ya que con la Gran Estación, a un costo US\$ 1.5 millón, transportaremos gas natural a lugares distantes al gasoducto como algunos distritos de Lima y otras zonas más lejanas como Chimbote y La Oroya", señaló Gutiérrez.

Socma, propiedad del empresario ítalo-argentino Franco Macri y que cuenta con GNC Galileo, es la empresa líder en el mundo en tecnología aplicada y abastecimiento de gas natural a industrias, ciudades y estaciones de servicio. Cabe indicar que US\$ 500 mil cuesta un gasocentro, cuya área de compresión de GNV cuesta US\$ 400 mil. Es decir, con US\$ 100 mil se puede construir la infraestructura de la estación que será abastecida de GNV transportada por camiones desde la Gran Estación.

"Nuestros objetivos son ampliar la red de gas comprimido en automóviles que ya existen en Lima y además, poder llegar con lo que nosotros llamamos gasoducto virtual, a localidades donde no se justifica ir con gasoductos", dijo William Reynal, apoderado de Socma (Reuters, 4/1).

El pasado miércoles, la paralización por tres días de uno de las cuatro estaciones de gas natural vehicular (GNV) que existen en Perú, generó las protestas de los automovilistas y evidenció el problema de la falta de oferta ante la creciente demanda. Los especialistas en temas energéticos responsabilizaron al gobierno por no flexibilizar los trámites para el ingreso de más inversiones para la construcción de gasocentros (Expreso, 5/1).

Para Humberto Campodónico, columnista de La República (5/1), esta "negligencia" tiene una explicación: el consumo de GNV es minúsculo cuando se le compara con el de las generadoras eléctricas a gas o las grandes fábricas. Por eso, *"el interés de las autoridades fue mínimo. No sucede lo mismo con los consumidores grandes o con los planes de exportación de gas: allí sí se mueve rápidamente toda la maquinaria del Estado, incluidos los presidentes de la República"*.

César Gutiérrez, dijo que el verdadero problema es el déficit de inversión ya que el mercado de vehículos convertidos a GNV no viene respondiendo como se esperaba. *"Obviamente los grandes inversionistas no apuntan a un gasocentro sino a la cadena de estaciones, por eso esperan ver cómo evoluciona el mercado peruano que tuvo un impulso importante en su inicio, pero ellos se preguntan si esto se mantendrá"*, agregó Gutiérrez.

Como se sabe, existen sólo cuatro gasocentros en Lima que abastecen a cerca de 5,000 autos a GNV –aunque Petroperú identificó a 6.000, como señalé más arriba–, y para un normal suministro se requiere de 12 gasocentros.

Los beneficios del gas de Camisea llegan a la población ya que el GNV cuesta la tercera parte de la gasolina. Además, en la reciente renegociación del contrato de Camisea, la adenda establece, de un lado, que el precio del gas ya no estará atado al precio del petróleo residual y, de otro, un precio más barato para el GN. La producción total de gas natural en 2006 fue de 62.691 millones de pies cúbicos, lo que equivale a un promedio de 171,75 millones de pies cúbicos por día y representa un incremento de 17,03 por ciento respecto a igual período del año anterior (Perú 24, 4/1).

El negocio de los gasocentros a la fecha tiene un mercado que en su mayoría son las unidades de servicio de taxi pero ¿qué ha pasado con la conversión de estos vehículos a GNV? Si bien el gobierno peruano impulsó la conversión a gas natural con su programa de financiamiento Cofigas, muchos taxistas optaron por el Gas Licuado de Petróleo (GLP). La razón es económica pues el costo de conversión a GNV es de 1,200 dólares, mientras que el GLP cuesta 300 dólares, y según las proyecciones del 2004 se esperaba una reducción del 4% anual en el precio del GLP. Siendo el taxista un pequeño empresario descapitalizado –en diciembre de 1998 el barril de petróleo costaba 10 dólares y ahora se encuentra en 60, y el costo del servicio de taxi es el mismo, se vio en la necesidad de optar por el GLP. En lugar de caer, este combustible sufrió un alza del 14%. O sea que seguirán consumiendo los caros derivados del petróleo, algo negativo para la balanza comercial. El GLP es 20% más barato que la gasolina pero 120% más caro que el GNV.

Para alterar aún más la coyuntura, existe un déficit de este combustible que se agravaría en el mercado en mayo. Por ello, se iniciarán las importaciones en febrero para guardar stock, ya que el país cuenta con capacidad de almacenamiento.

Trámites para construir un grifo de GNV

1 El interesado debe certificar la compatibilidad de uso del terreno para comercializar GNV ante la Municipalidad de Lima.

2 Se requiere obtener el informe técnico favorable ante el Osinerg para instalar equipos de GNV. Para ello se debe cumplir 23 requisitos. Entre ellos los documentos de propiedad, permisos ambientales, planos del proyecto, tipo de equipos a utilizar, etc.

3 El municipio distrital debe autorizar su construcción.

4 Se requiere el informe técnico favorable del Osinerg (8 requisitos) para uso y funcionamiento. Además, se necesita autorización de la Dirección General de Hidrocarburos.

Reino Unido: Innovación en Energía Eólica

Una categoría de turbinas eólicas más adaptada a grandes profundidades marítimas y con un nuevo método de instalación fue inaugurada en Aberdeen, Escocia. Esta eólica de 87 metros de alto y 126 de diámetro del rotor abastecerá corriente eléctrica a una plataforma petrolera en el final de su vida, llamada "Beatrice". Se trata de la primera etapa de un gran

proyecto de parque eólico offshore de 1.000 MW (a saber, 200 turbinas de 5 MW), capaz de abastecer de electricidad a toda la población de Aberdeen.

En efecto, el proyecto de 35 millones de libras fue financiado a nivel europeo en el cuadro del proyecto DOWNVIInD (Distant Offshore Wind farms with No Visual Impact in Deepwater) de parques eólicos en aguas profundas. El desarrollo del parque eólico está compartido por Talismán Energy, que explota yacimientos petroleros y gaseros, y Scottish & Southern Power, compañía escocesa de distribución de energía.

Aunque este proyecto tiene como primera vocación permitir el aprovisionamiento eléctrico de una plataforma petrolera, y constituye pues un medio de explotación de una energía fósil, la perspectiva de un parque eólico apto que alimentar toda la ciudad de Aberdeen, así como innovaciones anunciadas en esta materia, permiten divisar en el Reino Unido la emergencia de grandes proyectos de producción de energía de origen renovable.

El proyecto presenta varias particularidades: un tamaño de rotor record, materiales nuevos, una forma de distribución de corriente inédita y un procedimiento de instalación innovadora.

Un rotor más grande y más ligero: Con sus dimensiones record para las turbinas eólicas offshore, este tipo de proyecto podría permitir muy rápidamente a la colocación de numerosos parques eólicos en aguas profundas hasta 70 metros de fondo, zonas de impacto débil y visual. He aquí una oportunidad suplementaria para Escocia para aprovechar su zona económica marítima (que presentan las grandes profundidades) en la producción de electricidad de origen renovable. Por otro lado, las palas de las turbinas fueron fabricados con un nuevo material compuesto (fibra de carbono/vidrio), mientras que el eje de transmisión del rotor fue moldeado hueco para permitir un aligeramiento considerable de la estructura global.

Distribución de la corriente vía la plataforma petrolera: La corriente producida por el eólico será dirigida a la plataforma petrolera "Beatrice", con el fin de abastecer cerca del 30% de las necesidades de electricidad. La parte excedente directamente será redistribuida hacia la red terrestre vía las conexiones existentes al nivel de la plataforma. Por esta distribución, las economías pueden entonces realizarse en los costos de distribución.

Un procedimiento de instalación más económica y menos apremiante: Contrariamente a los proyectos acostumbrados en aguas poco profundas, ensamblaje completo de la eólica (torre, cabina y las palas) es realizada previamente sobre tierra firme.

Cifras y Notas del Sector:

Discrepancias en el sector energético alemán (Enerzine, 5/1)

El ministro federal de Economía, Michael Glos (CSU), que desea endurecer las leyes de la competencia en el sector energético, se topa con la oposición de su propio consejo científico. En un texto remitido al ministro el 7 de diciembre de 2006, el consejo científico dio a conocer que considera la proposición de modificación de la ley actual para la protección de la competencia "*como intervencionista, portadora de injusticias e incapaz de remediar el problema de los elevados precios de electricidad y gas*". Esta ley tiene por objetivo prohibir la práctica de precios de la electricidad y de gas que "*sobrepasa los costos de manera inapropiada*".

Martin Hellwig, uno de los 30 profesores del comité, y Axel Börsch-Supan, presidente del comité, indicaron que compartían plenamente en su principio el objetivo del ministro. Saludaron particularmente la voluntad de estimular el desarrollo de las redes de gas y de electricidad. No obstante, el comité remarcó que el comercio de emisiones de CO₂, como el aumento de los precios del combustible, llevan naturalmente a que los precios a incrementarse y que, en este contexto, la reglamentación actual de la oficina de los carteles (BKartA) debería bastar.

Además, los ministros de Economía de los diferentes Länder se reunieron en Dessau para una conferencia que concernió a la apertura total del mercado alemán de electricidad, mercado dominado hoy por los cuatros grandes grupos energéticos.

En Hamburgo, no deseamos limitar la discusión "*a solo medidas anunciadas por el gobierno*". Contemplamos una "*descartelización*" de los grupos energéticos. Dos tipos de sanciones están en estudio: los grupos energéticos podrían ser forzados a desconectarse de la red, o bien forzados a vender algunas de sus centrales a otros abastecedores, opción fuertemente sostenida por el ministro de Hesse, Alois Rhiel (CDU). Pero según Hellwig, mientras los grupos intensifiquen su influencia sobre los abastecedores regionales, mismo con un gestión tan radical no podría tener un efecto duradero.

Pdvs Gas prevé elevar en 9,3% su producción en 2007 (El Universal, 4/1)

Un total de 1.600 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) produjo Pdvs Gas como promedio del año pasado. Tomando ese número como referencia, la compañía tiene la meta de elevar su producción a entre 1.700 y 1.800 MMPCD en el transcurso de este año, un incremento que ronda 9,3%. De los 7 mil millones de pies cúbicos que en cifras gruesas se extraen a diario en el país, más de 75% se reinyecta y sólo una fracción se utiliza para consumo del mercado interno, tanto doméstico como petroquímico e industrial.

La filial de Petróleos de Venezuela considera que los números logrados en 2006 son un éxito y redundan en beneficios para el país. En la segunda quincena de junio la filial alcanzó un nuevo récord de producción de 1.746 millones de pies cúbicos al día, mientras que en el área administrativa la empresa ejecutó su presupuesto de inversiones y operaciones en su totalidad.

Por último, en 2006 Pdvs Gas recuperó el manejo del campo Quiamare-La Ceiba, antes operado por Repsol YPF. Este año se contempla recuperar los pozos de ese bloque para mantener la presión en los yacimientos y garantizar la extracción del gas natural en esa zona. Aunque ha descendido en el último año, Venezuela presenta un déficit de gas natural que le impide atender por completo su creciente demanda interna. Según números ofrecidos a mediados del año pasado por el Ente Nacional del Gas, ese déficit ronda los 1.150 millones de pies cúbicos diarios y espera ser superado por completo en 2009.

Impulsa Cemex los combustibles alternos (El Universal, 6/1)

Con el propósito de reducir las emisiones contaminantes procedentes de llantas en desuso, Cementos Mexicanos (Cemex) utiliza los neumáticos como combustible en sus hornos cementeros. Durante 2005, más de un millón de llantas fueron convertidas en "emisiones controladas", lo que sustituyó la contaminación originada por la quema de neumáticos, considerados combustibles fósiles no renovables. Según el Informe Anual de Competitividad Responsable de la compañía, durante 2005 se incrementó 20% en el uso de combustibles alternos en la corporación.

Las llantas utilizadas por Cemex estaban desechadas en estados fronterizos del país. Además, la compañía transnacional aplica métodos para reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a la atmósfera.

De acuerdo con el Informe Anual de Competitividad, esta actividad se cumplió con una eficiencia de 99% en 2005. Estas acciones parten de la vinculación de la compañía con el Consejo Mundial Empresarial para el Desarrollo Sostenible.

Pero Cémex aún tiene retos para disminuir la emisión de GEI, pues entre 2003 y 2005 sólo redujo la generación de .12 kilogramos de dióxido de carbono por tonelada de cemento. Además de generar menos contaminación en el ambiente, la empresa colabora con otras industrias para cumplir con el mismo objetivo. Tan sólo en 2005, 40% del total de residuos coprocesados por la compañía fueron generados por otras empresas.

Petrobras cancela licitación de plataforma petrolera (Valor, 5/1)

Petrobras canceló la licitación para la construcción de su plataforma billonaria, P-57, y estudia hacer lo mismo con P-55. El motivo es el elevado valor de las propuestas presentadas por los postores en la licitación para construir la unidad, considerada de alta complejidad por las empresas brasileñas.

Según el director del área de servicios de Petrobras, Renato Duque, en los próximos 30 días la estatal va evaluar con las empresas que participaron de la licitación de P-57, los puntos que llevaron a "la percepción de riesgo del proyecto". *"Queremos que las empresas no digan lo que está encareciendo el proyecto para ver si podemos modificarlo"*.

El proyecto de P-57 fue desarrollado por el equipo de Engenharia Básica do Centro de Pesquisas da Petrobrás (Cenpes) para dar viabilidad económica a la explotación de óleo pesado en aguas profundas. La plataforma tendría capacidad de producción de 180 mil barriles por día a partir de 2010 en el campo de Jubarte, en la cuenca de Espírito Santo.

El consorcio Atlântico Sul (formado por las constructoras Queiroz Galvão y Camargo Correa) presentó la menor propuesta, de US\$ 1,8 billón, bien abajo de los US\$ 2,38 billones propuestos por el astillero Jurong, de Singapur. Ambos fueron los únicos interesados.

Ya en el caso de la P-55, cuyas propuestas financieras fueron abiertas esta semana, el embrollo es un poco diferente. El consorcio formado por el astillero Keppel Fels Brasil y por la constructora Odebrecht presentó la menor propuesta, de 1,66 billones de dólares. La comisión

técnica responsable por la licitación tiene 30 días para evaluar si la propuesta está dentro de la expectativa de rentabilidad de la empresa.