

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

Índice:

Análisis: Exxon Mobil invertirá 21 mil millones de dólares en 25 proyectos.....	1
Análisis: Chevron aumentará su producción 3% por año hasta 2010.....	4
-Chevron se enfoca en India para consolidar su presencia en Reliance.....	6
Geopolítica: E.ON y Centrica pujan el gas iraní ante la reticencia de sus gobiernos.....	7
-British Gas contempla ingresar en la explotación gasífera iraquí.....	9
Biocombustibles: ¿Las termitas reemplazantes de la caña de azúcar y el maíz?.....	10
-El poliestireno vegetal, un producto de sustitución.....	12
-Cargill pide evitar la sobre confianza en el etanol y otros combustibles alternativos.....	13
-Nueva tecnología para la producción de biodiesel.....	14
Estrategia: China abre la plataforma marítima a los inversores privados.....	14
-La española Gas Natural mira el negocio de GNL en China.....	16
Japón apuesta a producir hidratos de metano para producir energía para 14 años.....	17
Chile: ¿La primera central nuclear se construirá en 2020?.....	18
Altos costos: la piedra de tope de construir una central nuclear.....	19
Cifras y Notas del sector.....	20

Análisis: Exxon Mobil invertirá 21 mil millones de dólares en 25 proyectos

**Exxon Mobil tiene hoy 40 equipos de perforación para petróleo y gas natural en todo el mundo. El valor de alquiler de esos equipos alcanzó la mayor cifra de todos los tiempos el año pasado, con un costo que llega a los 500 mil dólares por día.*

***Pienso que hay un fuerte reconocimiento en el Kremlin que para mantener su capacidad de producción, tienen que desarrollar sus recursos off-shore de un forma más oportuna", sostuvo el CEO de Exxon.*

Exxon Mobil Corp, la mayor compañía de petróleo del mundo, deberá invertir aproximadamente 21 mil millones de dólares por año hasta 2011 para iniciar la producción de 25 proyectos de petróleo y gas a lo largo de los próximos tres años. *"Espero niveles muy altos de*

inversión antes del final de la presente década", dijo Rex Tillerson, CEO del grupo en la conferencia anual con analistas en el New York Stock Exchange (Houston Chronicle, 7/3). En 2006, la inversión de la mayor en producción y en la expansión de las plantas químicas fue de cerca de un 5% menor, valorado en 19.9 mil millones de dólares.

Los proyectos deben aumentar la producción en aproximadamente 1 millón de barriles de equivalentes de petróleo por día (-barrels of oil equivalent- BOE/día). A finales del año pasado, la producción total de Exxon fue de 4,2 millones BOE/día. Sólo este año la empresa debe iniciar la producción en siete nuevos proyectos, lo que deberá aumentar la capacidad de la compañía en 200 mil BOE/día. Cuatro de esos nuevos proyectos están en Europa, dos en Angola y uno en Qatar. Entre 2008 y 2009 la empresa debe iniciar las operaciones en otras 18 unidades en todo el mundo. Además de eso, Exxon afirmó que tiene otros más de 30 proyectos que pretende iniciar en 2010 o después de esa fecha.

Como la mayor parte del resto de la industria, Exxon afronta gastos bruscamente más altos debido al aumento de los precios de la energía y a la mayor actividad en el sector de hidrocarburos (The New York Times, 7/3). El jefe ejecutivo de la empresa dijo que los costos aparentan haber llegado a sus niveles máximos. *"Ya no debemos ver los mismos aumentos anuales"* (Market Watch, 6/3). A pesar de ese anuncio, la proyección de capacidad productiva de petróleo y gas para el fin de la década de Exxon es menor que el estimado el año pasado. La razón es la venta de activos y los cambios en los acuerdos de producción compartida en algunos de sus proyectos. Aún teniendo el año pasado el mayor logro líquido de la historia de las corporaciones en Estados Unidos, Exxon alertó que hubo un aumento en los costos de producción. Según Tillerson, el costo de las perforaciones subió entre un 9-10% el año pasado.

El encargado de temas energéticos del New York Times, Jad Mouawad subrayó que Exxon, con sede en Irving, Texas retuvo su atención en el control de costos y la eficiencia financiera. Ese fue el mensaje repetido por los gerentes de Exxon el miércoles último, acentuando que la disciplina del presupuesto era la razón de la performance financiera y operacional de la empresa. Exxon produce 2,7 millones de barriles de petróleo y 9,3 mil millones de metros cúbicos de gas natural por día.

Exxon Mobil tiene hoy 40 equipos de perforación para petróleo y gas natural en todo el mundo. El valor de alquiler de esos equipos alcanzó la mayor cifra de todos los tiempos el año pasado, con un costo que llega a los 500 mil dólares por día para algunas unidades que tienen operaciones avanzadas de prospección en aguas profundas-, en un momento que las compañías disputan una menor cantidad de áreas disponibles para nuevas exploraciones. *"Las inversiones anunciadas en el sector son reflejo de un aumento de las actividades avanzadas de perforación en nuevos proyectos"*, afirmó Stuart McGill, vicepresidente senior, que administra un presupuesto de 17 mil millones para prospecciones de Exxon Mobil.

"Exxon Mobil no está inmune a todas las presiones relacionadas a los costos y que afecta a la industria", añadió Stuart. La compañía aumentó tanto la producción de petróleo como de gas natural el año pasado en un 4,2%, el equivalente a 4,24 millones de barriles al día, de acuerdo con datos compilados por Bloomberg News (6/3).

Chevron Corp., la mayor rival de Exxon en Estados Unidos, planea aumentar las inversiones en el sector en un 18% cerca de 20 mil millones de dólares. La compañía espera registrar la mayor caída en la producción en los últimos tres años en función de los cambios en los contratos en Venezuela y en el atraso en algunos proyectos en Kazajstán. Exxon Mobil informó también que no pretende realizar ninguna gran inversión en Venezuela por el momento. De acuerdo con Tillerson, el gobierno de Hugo Chávez está redimensionando la participación de la compañía en algunos proyectos de petróleo pesado en el país. *"Obviamente dadas las condiciones allí en este momento, no contemplamos ninguna nueva inversión en Venezuela"* dijo Tillerson a Houston Chronicle (7/3). El jefe ejecutivo también criticó reguladores del sector en el

Alaska después que la empresa fue impedida de renovar, en 2006, acuerdos para la construcción de nuevos gasoductos.

Un analista le preguntó si la empresa tenía alguna preocupación sobre el proyecto petrolero y gasífero de la Isla de Sakhalin. En diciembre pasado, la rusa Gazprom tomó el mando en el proyecto de GNL de Shell en la Isla. OAO Rosneft, la compañía petrolera pública de Rusia, es socio otro proyecto en Sakhalin con Exxon Mobil. Tillerson contestó que Exxon Mobil está cómoda con sus comunicaciones y relaciones. La empresa apunta a invertir más dinero en Sakhalin y mira el sector off-shore de Rusia también (The Moscow Times, 7/3). *"Pienso que hay un fuerte reconocimiento en el Kremlin que para mantener su capacidad de producción, tienen que desarrollar sus recursos off-shore de un forma más oportuna"*, sostuvo Tillerson.

Nuevos jefes del proyecto fueron asignados en el campo de Kashagan de Kazajstán en las aguas someras del norte del mar Caspio, el descubrimiento más grande en 30 años desde el hallazgo de Prudhoe Bay, en Alaska, luego de los retrasos que aplazaron la producción (Financial Times, 7/3). Exxon tiene un 19% en el proyecto. La italiana ENI SpA, el socio que opera el campo, dijo el mes pasado que Kashagan no comenzará a producir petróleo hasta el tercer trimestre de 2010, dejando de lado el objetivo de 2008. Los socios restantes son Shell, la francesa Total, ConocoPhillips e Inpex Holding Inc, el grupo explorador petrolero más grande de Japón.

A pesar del retraso y la subida de los costos del proyecto Kashagan, Merrill Lynch dio su recomendación de compra de participaciones de ENI (Market Watch, 26/2). Gordon Gray, de J.P.Morgan sostuvo que los gastos adicionales para el proyecto Kashagan son negativos. *"Con gastos más altos para recuperar, tomará mucho más tiempo antes que el desarrollo alcance la fase de beneficio petrolero"*. Por su parte, Sanford Bernstein, la firma de análisis, sugirió en una nota a sus clientes que el incremento del coste del yacimiento podría convertir a Kashagan en una pesadilla para ENI, similar a la sufrida por Royal Dutch Shell con su proyecto Sakhalin II en el extremo este de Rusia (El Sole 24 Ore, 3/3).

Exxon Mobil se vio forzada a recortar la producción de crudo en pozos en Venezuela, Nigeria y Abu-Dabi para que esas naciones cumplan con los límites puestos por la OPEP, dijo Tillerson. El viernes Tillerson afirmó que los mercados de crudo podrían soportar la pérdida de 3.5 millones de barriles por día de producción en los próximos seis meses (Houston Chronicle, 10/3). *"En efecto, la demanda puede ser satisfecha y no habrá escasez de suministro físico"*, dijo Tillerson. Exxon Mobil estudio los efectos que esa interrupción de suministro tendría en los mercados mundiales de crudo. *"Las reservas petroleras del U.S. Strategic Petroleum Reserve ayudarían a amortiguar el golpe de la caída del suministro"*, sentenció. El CEO mencionó posibles interrupciones de países como Irán o Venezuela. Estados Unidos tiene 688.6 millones de barriles de crudo en su reserva estratégica, según el Energy Department.

En Venezuela, la empresa produce bastante como para mantener las operaciones actuales e Cerro Negro, que procesa un crudo parecido a brea. Aunque no mencionó números concretos, Tillerson, aseguró que *"no son insignificantes"* los recortes de producción aplicados al proyecto Cerro Negro en Venezuela, operado por esta firma norteamericana y en el cual también participan Pdvs y BP, y ordenados con el objeto de cumplir el recorte de 195 mil b/d a que se comprometió el país como integrante de la OPEP.

Analistas de la industrias entrevistados por ABC News (8/3) preguntan si la venezolana PDVSA tiene el dinero y la capacidad técnica para tomar los proyectos caros, complejos, que mejoran el crudo pesado para hacerlos comerciables.

Según informaciones recabadas por diario venezolano El Universal (8/3), el tercer recorte de producción instruido a principios de febrero por el Ministerio de Energía y Petróleo a las asociaciones de la Faja puso en riesgo la operatividad de los mejoradores, que deben trabajar a por lo menos 80% de su capacidad tope. El presidente de la CVP, Eulogio Del Pino,

explicó al respecto que se ha estado reciclando crudo para paliar la baja operatividad y dijo que no se descarta introducir crudos ajenos a la operación.

En Canadá, Exxon opera Imperial Oil Ltd, que no espera nuevos volúmenes importantes de producción hasta 2010. En la lista figuran tres proyectos canadienses: el desarrollo Kearn de las arenas asfálticas de Alberta; el gasoducto del Valle Mackenzie al Ártico, y el proyecto de petróleo Hebron en la costa de Newfoundland y Labrador (The Globe and Mail, 8/3). Pero la pregunta de los analistas es si dos de los tres proyectos -el pipeline del Valle Mackenzie y el de Hebron - serán iniciados en los próximos años.

La inversión de Exxon en África y Asia es más políticamente riesgosa que en los ambientes estables de Norteamérica. El analista Fadel Gheit, de Oppenheimer and Co., dijo que *"Exxon un socio solicitado por compañías petroleras nacionales debido a su maestría en operaciones, y tiene proyectos de tubería increíbles"*. *"Ellos traen la tecnología, ellos traen los recursos, ellos traen la ejecución operacional, ellos traen el poder adquisitivo. Exxon es un actor único...y ellos son el socio a elegir"*, dijo Gheit.

El analista del Deutsche Bank, Paul Sankey dijo que la excelencia operacional de Exxon le da una ventaja clara sobre las otras compañías petroleras internacionales. *"El año pasado, los grandes proyectos fueron entregados a tiempo, con el presupuesto establecido, humillando a los competidores chapuceros"*, dijo Sankey.

Por otra parte, la empresa pretende recomprar 7 mil millones de dólares en acciones en este trimestre. Mark Gilman, analista de Benchmark Co. en New York, dijo que Exxon Mobil debería concentrarse más en la exploración y dejar de gastar tanto en *share buybacks* (retorno de acciones). *"Me gustaría verla más activa, creando un gran impacto en el programa de exploración de Exxon"*, dijo Gilman antes que se iniciara la presentación de Tillerson. *"Lo más importante que me gustaría ver es que la empresa abrazara un programa algo más agresivo de inversión en general, y al mismo tiempo, una reducción de su compromiso con share buyback, que desde mi visión no añade ningún valor, en absoluto, a las partes"*.

Al contrario, en una nota de research, el analista del Citigroup, Doug Leggate dijo que mientras el petróleo esté en 50 dólares el barril -el miércoles rondó los 61 dólares- , Exxon Mobil puede continuar con recomprando acciones en aproximadamente 28 mil millones de dólares cada año, añadiendo 5% subyacente de ingresos por acción (ABC News, ídem).

Análisis: Chevron aumentará su producción 3% por año hasta 2010

La compañía petrolera Chevron anunció que espera aumentar su producción en por lo menos un 3% al año hasta 2010. El presidente ejecutivo de la compañía, Dave O'Reilly, también dijo que Chevron está avanzando en el desarrollo de 30 nuevos proyectos de petróleo y gas. Esas iniciativas representan una inversión cercana a los 1mil millones cada una. El ejecutivo afirma esperar que esos nuevos proyectos contribuyan con una tasa medio de restitución de reservas confirmadas en stock de más del 100% en los próximos años (Reuters US, 13/3).

A medida que las compañías petroleras retiran el petróleo de los campos de producción, el stock total a ser extraído disminuye. Para mantener la perspectiva de la producción futura en

alza, es necesario que las empresas incorporen más reservas que el volumen extraído del suelo. Eso se da a través de la prospección, compraventa de activos o explotación de campos no activos.

Para este año, Chevron reservó un total de 19,6 mil millones de dólares para gastos de capital, afirmó O'Reilly. De ese volumen, un 75% debe ser dedicado a financiar sus proyectos de explotación. La empresa va a gastar el restante en mejoras en la flexibilidad de la refinación, incluyendo medidas para desarrollar la habilidad de procesar petróleo crudo de menor calidad, y el aumento de su capacidad de refino con proyectos en Corea del Sur, Reino Unido y California.

De acuerdo con el vicepresidente-ejecutivo de refinación, comercialización y transporte de la empresa, Mike Wirth, *"aumentar la confianza del sección de refinación de la empresa será su gran prioridad este año"*. Según Wirth, Chevron está vendiendo activos seleccionados, como sus operaciones de venta al por menor de combustibles en Uruguay, para poder operar de forma más fuerte en un número menor de mercados. El ejecutivo afirmó que la compañía prevé que dos tercios del crecimiento en el uso de combustibles para transporte vial se quedará concentrado en América del Norte y en Asia, donde está un 75% de la capacidad de refino de la compañía. *"Está claro que la región Asia Pacífico será la fuerza dominante en los próximos 25 años desde ahora"*, dijo O'Reilly a CNN Money (13/3)

Chevron sostuvo, además, que gastará 7,5 mil millones de dólares más proyectos planeados para comenzar en los próximos cuatro años después que los alquileres de las plataformas de perforación registraran incrementos record (Bloomberg, 13/3). El aumento marcado en un 34% sube los costos de seis proyectos, a 29.7 mil millones de dólares. Chevron dejó de lado estimaciones para otros 11 proyectos, previamente establecidos en 45.9 mil millones de dólares, porque aún no puede determinar si todavía serán viables, dijo O'Reilly a los analistas en New York.

Chevron, con sede en San Ramón, California, espera que el alquiler medio de plataformas brinque un 25% este año, alrededor de 250,000 dólares por día. Las tarifas por las plataformas offshore más valoradas subieron rápidamente en los últimos dos años por la competencia de los productores por las pocas unidades disponibles.

El proyecto Gorgon del campo de gas offshore en Australia, el desarrollo más caro de la empresa, *"sufre una intensa evaluación para ver si la perspectiva de beneficios puede mejorarse ante el disparo de los costos"*, dijo O'Reilly. *"Chevron paró el trabajo de ingeniería en el campo canadiense Hebron porque se volvió demasiado costoso"*, sostuvo.

The Washington Post (9/3) informó que Chevron Corp. y sus socios pueden aumentar la capacidad del proyecto de gas natural licuado de Gorgon en un 50% para bajar los gastos de producción. Chevron, Exxon Mobil y Royal Dutch Shell pueden construir dos líneas de producción cada una capaz de producir 7.5 millones de toneladas métricas por año, en vez de 5 millones.

El año pasado, los socios del proyecto dijeron que no darían la fecha de inicio de 2010 para los repartos de GNL debido a la tardanzas en las aprobaciones ambientales y el planeamiento de aumentar la rentabilidad. El gobierno australiano estima que Gorgon, que proveerá cerca 40 billones de pies cúbicos de gas en campos de la costa de noroeste, puede costar más de 12 mil millones de dólares. *"El aumento de la capacidad de proyecto Gorgon está entre las opciones examinadas en la ampliación del diseño y los estudios de ingeniería"*, dijo Scott Walker, vocero de Chevron.

Además, Chevron dejó planes para construir terminales de gas natural licuado por 650 millones de dólares de la costa Oeste de México cerca de la frontera estadounidense, terminando una batalla de cuatro años con los grupos ambientales que temieron que el proyecto dañara plantas delicadas, *sea mammal*, y el hábitat de pájaros (Business Week, 13/3). La empresa retiró el mes pasado los tres permisos claves mexicanos requeridos para desarrollar el

proyecto cerca de las Islas Coronado, cercanas a México, dijo la portavoz de Chevron Margaret Cooper. *"La decisión estuvo basada en nuestras necesidades de negocio"*, sostuvo.

Chevron perforó 42 pozos de exploración con suceso el año pasado dijo Bobby Ryan, vicepresidente de exploración del grupo. Su "success rate" en los pasados cinco años es del 45%. Chevron planea perforar pozos exploratorios este año en el Golfo de México, el Este de Canadá, Escandinava, Australia, el Golfo de Tailandia y la costa de África Occidental.

Los gastos para Chevron se incrementan donde trabaja: en Canadá, Brasil, Indonesia, Nigeria, Kazajstán y Angola. Los 11 proyectos pueden estar en peligro pues con el aumento de los costos pueden bombear el equivalente de 1.83 millones de barriles de crudo por día. *"Podemos ver que los gastos de capital crecerán, podemos ver que los proyectos de tubería crecerán, pero no crecerán las expectativas futuras de producción"*, Mark Flannery, analista del Credit Suisse Holdings USA Inc.

El apetito para hacer nuevas inversiones en Venezuela dependerá de cómo sea tratada la compañía en las negociaciones con el gobierno sobre su proyecto de crudo pesado en la región del Orinoco. En tanto que el proyecto de inyección de gas en Tengiz en Kazajstán, el tercer yacimiento petrolero más grande fuera de Medio Oriente, ayudará a triplicar la producción del campo en 1 millón de barriles de crudo por día para 2012, dijo George Kirkland, vicepresidente ejecutivo de exploración y producción. Chevron tiene una participación en Tengiz del 50%.

La producción del campo offshore Frade de Brasil, de un costo de 2.8 mil millones de dólares, no comenzará hasta 2009, un año más tarde de lo planeado. Mientras el proyecto de gas Bibiyana en Bangladesh comenzará su producción a finales de junio después de dejar atrás el objetivo de inicio para 2006. Chevron producirá inicialmente 200 millones de metros cúbicos de gas por día, aumentando 100 millones para 2010, transformándose en el campo de gas en producción más grande del país. *"Bibiyana es un recurso de gas de clase mundial para suministrar energía confiable y limpia a Bangladesh para los próximos 20-30 años"*.

El malestar político ante las elecciones que se avecinan en Bangladesh el próximo mes causó la tardanza de la nueva producción de gas planeada en el país por la empresa americana (Reuters UK, 13/3).

Chevron se enfoca en India para consolidar su presencia en Reliance

Chevron puede asistir a Reliance, el mayor explorador privado de petróleo y gas de India, en el desarrollo de un bloque de exploración en la prolífica cuenca Krishna Godavari (KG) (The Financial Express, 13/3).

"Las conversaciones entre Chevron y Reliance están en una etapa avanzada, y las dos empresas podrían formar un joint venture para compartir el know-how técnico para operaciones de aguas profundas" dijo una fuente de la industria a la versión india de Reuters (13/3). *"Reliance no quiere dinero sino que quiere la tecnología que produzca petróleo y gas en campos de aguas profundas de la cuenca de KG"*.

El bloque exploratorio de Reliance en la cuenca de KG es casa del mayor hallazgo actual de gas natural en el mundo. El bloque, de la costa oriental de India tiene una capacidad estimada en 80 millones de metros cúbicos de gas por día, que satisfaría más de la mitad de la demanda india de gas natural.

Chevron ya tiene un 5% de participación en Reliance Petroleum Ltd y tiene la opción de incrementar su presencia en la empresa india al 29%. Reliance Petroleum, brazo de Reliance Industries, destina 580.000 barriles por día a la refinería en Jamnagar en el estado occidental indio de Gujarat.

En abril pasado, las dos firmas sellaron un acuerdo inicial para colaborar en exploración, producción y refinación. El regulador de upstream de India dijo a principios de marzo que la producción de crudo del bloque KG era comercialmente viable y la producción inicial fue estimada en 30.000-50.000 barriles por día.

Entre las conversaciones entre Reliance y Chevron se encuentra un joint venture para proyectos de distribución de gas en ciudades. Reliance está buscando la aprobación del gobierno para esta clase de desarrollos en Maharashtra, Andra Pradesh, West Bengal, Tamil Nadu, Gujarat y Karnataka, entre otros (The Economic Times, 3/3).

Geopolítica: E.ON y Centrica pujan el gas iraní ante la reticencia de sus gobiernos

**El gobierno británico advirtió a Centrica no acercarse a Irán en su tentativa por asegurarse las futuras provisiones de gas.*

**Irán es uno de los pocos países que hoy invita a empresas a invertir en el sector de hidrocarburos.*

E.ON, el más grande importador de gas natural alemán, persigue su primer contrato de suministro de gas con Irán en un esfuerzo por reducir su dependencia con Rusia. La revista alemana Der Spiegel (7/3) sostiene que Berlín se ha hecho cada vez más escéptico sobre la fiabilidad de Rusia con un proveedor como Gazprom, la empresa de gas controlada por el Kremlin, responsable de las enormes reservas de Siberia, que repetidamente se ha entrometido con los vecinos de Rusia, subiendo los precios del energético.

La empresa confirmó a The Financial Times (7/3) que está en conversaciones con productores de gas natural licuado para un contrato de suministro. "*Uno de los países productores es, desde luego, Irán. El país tiene las segundas reservas de gas natural a nivel mundial*", sostuvo un funcionario de la empresa alemana. Irán es sólo uno de los países que E.ON considera como una fuente de provisión de gas natural licuado, dijo Tatjana Dreyer, la portavoz de E.ON Ruhrgas, división de gas de la empresa (Houston Chronicle, 6/3).

La noticia coincide con las afirmaciones del presidente de E.ON, Wulf Bernotat que mencionó como una de las políticas de la empresa para este ejercicio "*encontrar una solución para mejorar la seguridad de suministro europea a largo plazo*" (Platts, 8/3).

Tanto Alemania como el Reino Unido están en el centro de los esfuerzos internacionales para convencer a Irán de frenar su programa nuclear y procuran enmarcar una nueva resolución

en Naciones Unidas que añadiría limitadas sanciones a Teherán, apretando las restricciones en temas de financiación. *"En nuestras transacciones con Irán, cumplimos estrictamente con las reglas y exigencias dispuesta en la política del gobierno alemán"*, dijo la vocera de la empresa alemana (Houston Chronicle, ídem). E.ON Ruhrgas necesitará el permiso del gobierno alemán para firmar un contrato de gas con un proveedor como Irán o cualquier otro país, dijo el portavoz de Ministerio de Economía, Steffen Moritz.

Centrica, el proveedor de energía residencial más importante del Reino Unido, también dijo públicamente que miraba a Irán como una fuente potencial de provisiones de gas. La disminución en la producción de gas del Mar del Norte es un *"big impetus"* para ampliar esta búsqueda. Aunque, el gobierno británico advirtió a Centrica no acercarse a Irán en su tentativa por asegurarse las futuras provisiones de gas, dijo el suplemento dominical del diario británico The Guardian (3/3).

Jake Ulrich, jefe de Centrica Energy, brazo de exploración y producción del grupo, comunicó que le aconsejaron no buscar acuerdos de suministro de largo plazo con Iranian National Oil Company (INOC) aún cuando Irán figura entre las primeras tres fuentes críticas de gas en el futuro. *"Tenemos que tratar con Irán. No pienso que estemos en una posición para acordar con ellos en esta etapa. En nuestras conversaciones con el Foreign Office (británico), por ejemplo, ellos dicen que estaría bien tener una relación comercial pero es no es el momento"*, dijo Ulrich.

Centrica también tiene preocupaciones sobre la seguridad de suministro. El Reino Unido se está moviendo a la condición de exportador neto de gas. La firma predice que el 90% del suministro del Reino Unido será importado para 2020, del 25 al 40% vía tubería desde Noruega, del 10 al 25% desde Rusia, y del 25 al 50% en forma de gas natural licuado importada en buques (The Guardian, ídem). Para realizar sus ambiciones, Centrica tiene mucho trabajo que hacer. Además de su propia producción en Morecambe Bay y en el mencionado Mar del Norte, tiene contratos a largo plazo hasta 2015 con el gigante noruego Statoil, con el grupo holandés Gasunie y a partir del año próximo con la malaya Petronas para llevar GNL al Reino Unido desde el Norte de África y Medio Oriente. Además existen otros contratos de suministro que la empresa no revela.

Otra empresa, la rusa Lukoil también aclaró sus intenciones de hacer negocios en la República islámica. *"Lukoil tiene serios compromisos con NIOC"*, dijo el vicepresidente la privada rusa, Andrey Kuzyaev.

El hecho es que las empresas quieren hacer acuerdos de GNL a largo plazo con Irán a pesar que el clima político hostil indica que será difícil asegurar las provisiones de gas, en particular para las fechas de entrega en 2010-2011, momentos en que la terminal de GNL Wilhelmshaven de E.ON estará lista. La empresa tiene un *memorandum of understanding* con el productor argelino Sonatrach, pero ningún acuerdo de gas todavía.

"Irán es uno de los pocos países que hoy invita a empresas a invertir en el sector de hidrocarburos", dijo Bijan Khajepour, consultor estratégico de Atieh Bahar Consulting, con sede en Teherán, un think-tank independiente de negocios especializado en asuntos iraníes (Dow Jones Newswires, 2/3)

Yasser Elquindi, Senior Managing Director de Medley Global Advisors, un consejero de bancos de inversión, *asset managers* y *hedge funds*, dijo que las compañías petroleras extranjeras ignoran las tensiones geopolíticas porque necesitan el acceso a nuevas reservas de petróleo y de gas a largo plazo.

Frank Harris, consultor de energía de Word Mackenzie, dijo que *"muchas gente está desesperada por comprar importantes volúmenes"*, a la vez que añadió que tanto Argelia como Nigeria atrajeron la atención cuando se puso en duda el suministro de Rusia, inclusive cuando otro país rico en gas como Qatar, tuvo retrasos debido a los problemas de capacidad de los contratistas.

Harris considera a Irán un "*risk place*" (lugar riesgoso) para hacer negocios, no solamente por cuestiones de política internacional. Tres compradores indios obtuvieron un acuerdo de GNL en 2005 por 5 millones de toneladas por año que se deshizo cuando los precios del gas se elevaron. "*La verdadera cuestión es: ¿Si usted hace un trato con Irán, entregarán ellos el gas a tiempo?*", dijo.

Irán tiene cuatro proyectos de GNL en carpeta, que aún tienen que recibir la aprobación de la inversión. Financial Times (ídem) propone tres razones de la incertidumbre sobre las fechas de conclusión: los miedos de un embargo internacional, una eventual guerra y la carencia de tecnología estadounidense disponible debido a las sanciones.

A pesar de las probabilidades, Irán atrajo a la angloholandesa Royal Dutch Shell y a la española Repsol como potenciales socios extranjeros en el Persian LNG project, y a la francesa Total y a la malaya Petronas para su proyecto Pars LNG. Para estos dos acuerdos y los otros dos para los cuales Irán tiene que atraer socios extranjeros para seguir adelante, el país tendrá asegurado contratos de suministro que rondan entre los 15 y 20 años.

La situación se hizo más sensible en fechas recientes pues el congreso de Estados Unidos, que apoya un nuevo esfuerzo legislativo tuvo la intención de forzar a la administración Bush a sancionar a las compañías petroleras y países que hacen acuerdos con Irán. Por el momento, sin embargo, no está claro el efecto que puede tener esta medida entre los aliados de Estados Unidos (Der Spiegel, ídem). Aunque, fuentes de la industria dicen que indudablemente Irán será capaz de asegurar ofertas concretas de los principales consumidores de energía, como China e India y las empresas occidentales esperarán en un extremo, hasta que las tensiones políticas se calmen (Dow Jones Newswires, ídem).

British Gas contempla ingresar en la explotación gasífera iraquí

La edición dominical del The Daily Telegraph (10/3) afirmó que British Gas, el explorador de petróleo y gas británico, podría ser la primera mayor empresa de energía occidental en invertir en Irak. Es sabido que los representantes de BG visitaron recientemente la región del norte de Irak en un movimiento para evaluar las oportunidades.

A pesar de las hostilidades en curso, Irak está desde hace mucho tiempo en el radar de la mayor del mundo que tienen la presión extra de reaprovisionar sus reservas de petróleo y de gas.

BG está interesado en cualquier ocasión para exploración de gas; el Norte controlado por los kurdos, que ha escapado de la violencia del sur, es casa de aproximadamente una quinta parte de las reservas totales de Irak.

La región del Kurdistan iraquí tiene el potencial para rivalizar con el Caspio y el petróleo y el gas natural del Mar del Norte, dijo un analista de Wood Mackenzie a UPI (12/3). Estimaciones especulativas sobre el total de las reservas potenciales de la región están entre 12 mil millones y 45 mil millones de barriles de crudo, y 100 (billones de metros cúbicos) de gas, que pondría al Kurdistan en paridad con regiones de producción prolíficas como el Caspio y el Mar del Norte, dijo Iain Brown, manager de Upstream Research de Medio Oriente para la consultora de Edimburgo Wood Mackenzie.

La región está bien colocada, con el acceso tanto a refinerías como a tuberías para transportar el crudo al resto del país, así como a las vecinas Siria y Turquía. Pero afrontan un

desafío: Siria, Turquía e Irán temen que otra independencia para los kurdos iraquíes motivará a sus poblaciones a pedir la independencia también.

Desde 2003, hubo más de 380 ataques en los activos petroleros de Irak: tuberías voladas, terminales incendiadas y personal clave asesinado. Aunque algunas majors petroleras en privado hayan identificado áreas en el país donde les gustaría explorar, sobre todo en el sur, ninguno hasta ahora se ha arriesgado. Hasta ahora, sólo "*minnows*" (peces pequeños), como la noruega DNO y empresas con objetivos puntuales como Petrel Resources y Sterling Energy, firmaron acuerdos.

Un acuerdo con BG sería visto como un golpe de las autoridades kurdas, que no terminan de aceptar que los acuerdos se tratan por regiones pero se distribuyen centralizadamente. En una reciente entrevista, Ashti Hawrami, el ministro de recursos naturales de gobierno regional kurdo, dijo que cree que la región tendrá 10 nuevas empresas contratadas para finales de este año, desde las pequeñas independientes hasta las grandes empresas públicas.

Frank Chapman, presidente de BG, no hizo un secreto de su deseo de adquirir más activos de exploración de gas. A diferencia de muchos de sus rivales de la industria que están bajo presión por la caída de la producción, la empresa ha logrado coherentemente satisfacer y hasta batir sus objetivos de producción. El mes pasado BG divulgó que la producción de petróleo y de gas brincó un 19% el año pasado, comparado con el 4,2% de Exxon Mobil, y la disminución del 2,2% y 1,3% de BP y Shell respectivamente.

BG rehusó comentar específicamente sobre Irak, pero dijo al Telegraph: "*La empresa mira un número de ocasiones en Medio Oriente*". La noticia coincide con el anuncio de un grupo de justicia social que obtuvo documentos demostrando que el gobierno británico trató de influir en la nueva ley petrolera iraquí para favorecer los negocios británicos (Al Jazeera, 9/3). Greg Muttitt dijo que "*el gobierno usaba su posición como ocupante militar para influir y formar el futuro de la economía del país con los intereses de las empresas poderosas*". Muttitt dijo que los iraquíes fueron "excluidos" de la ley petrolera mientras el ministerio de Asuntos Exteriores británico jugó "un papel central en apoyar sus esfuerzos de las compañías petroleras para presionar al gobierno iraquí".

Biocombustibles: ¿Las termitas reemplazantes de la caña de azúcar y el maíz?

Las termitas pueden superar, dentro de algunos años, al maíz y la caña del azúcar como principales fuentes para la producción de etanol, defendió el director ejecutivo del Programa de las Naciones Unidas para el Ambiente (PNUA). Según un editorial de Achim Steiner, publicado en la web de la Internet del PNUA, el tema asumió gran relevancia en el ámbito del encuentro de esta semana entre los presidentes de Estados Unidos y de Brasil, países que lideran la producción de biocombustibles a nivel mundial.

A fines de febrero, el secretario de energía estadounidense, Samuel W. Bodman, dijo que en el empeño de reducir la vulnerabilidad energética de Estados Unidos, los científicos averiguarán como "*un microbio que ha estado por siglos en los intestinos de las termitas*" produce energía de los residuos de la madera que éstas comen (Dow Jones Newswires, 26/2).

"El etanol de celulosa es algo que nos complace y el papel del gobierno es estimular las ideas e inversión", dijo el presidente de EE.UU. George W. Bush ante un panel privado de energía alternativa en Carolina del Norte. Bush hablando en un panel en la corporación Novozymes North America que investiga las enzimas para producir etanol de los desperdicios del maíz y otras plantas, dijo que "el problema es que tenemos muchos criadores de cerdo en Estados Unidos... que están empezando a sentir los altos precios del maíz". "La pregunta es entonces ¿cómo lograr una meta de menor dependencia sin incomodar a los criadores de cerdos? Esta es la forma de hacerlo: desarrollar nuevas tecnologías que faciliten la producción de etanol de virutas, pastizales o desperdicios agrícolas", dijo.

El diario sudafricano Independent (6/3) va más allá y sostiene que Estados Unidos invierte cientos de millones de dólares en combustibles alternativos y parte de la suma está destinada a las termitas. Estudios similares financiados por europeos están en camino en laboratorios de insectos tropicales en Kenia.

Científicos de la universidad de Florida publicaron un informe reciente en el diario Gene que avanza en el entendimiento de como las termitas digieren la parte resistente de la madera conocida como celulosa. Las termitas dividen la celulosa en forma de azúcar, haciendo posible su aprovechamiento en el desarrollo de combustibles alternativos (Orlando Sentinel, 2/3). El estudio identificó cuatro genes que producen enzimas que ayudan a tomar las moléculas de celulosa aparte, un gen en la termita "eastern subterranean" y tres que pertenecen a organismos microscópicos que viven dentro del tracto digestivo de la termita.

La rentabilidad potencial pondría en camino un método para producir etanol a más bajo precio y en abundancia. Michael Scharf, ayudante de investigación del departamento de entomología de la Universidad y coautor del estudio, dijo que la investigación también podría ayudar a abrir modos de controlar las termitas.

"Científicos apoyados por el gobierno norteamericano creen que los microbios que viven en los intestinos de las termitas poseen enzimas poderosas y capaces de transformar residuos de madera en azúcar, para la producción de etanol", escribió Steiner. El etanol producido a partir de esta tecnología podrá, por eso, superar dentro de algunos años la producción de etanol a partir del maíz y de la caña del azúcar. El responsable de la ONU refiere que Estados Unidos está invirtiendo millones de dólares en combustibles alternativos, parte de los cuáles destinados ahora a las termitas y que estudios semejantes están a ser desarrollados en laboratorios de insectos tropicales del Quénia, financiados por Europa.

Los biocombustibles son desde hace poco tiempo, considerados como el "oro verde". Estados Unidos planea aumentar el uso de este combustible alternativo en un quinto, en el decurso de la próxima década, mientras la Unión Europea pretender que los biocombustibles representen un 10% del consumo de combustibles para 2020. Pero Achim Steiner recordó que se manifestaron recelos de que este tipo de cultivos "energéticos" devasten hábitat y consuman florestas económicamente productivas.

La Plataforma Transgénicos Fuera, constituida por 11 organizaciones portuguesas, defendió anteriormente que el Consejo Europeo, "no puede imponer biocombustibles contra el medio ambiente y el buen sentido". La plataforma consideró que las "plantaciones para fines energéticos tienen un balance negativo en cuestión de emisiones de gases de efecto invernadero" y entiende que estas propuestas *"irán a acelerar la deforestación y destrucción de la biodiversidad y aumentar los conflictos locales por la utilización de la tierra"*.

Las alternativas biológicas, como la que está por ser probadas con las enzimas de las termitas, pueden ser parte de la solución. Al contrario de los actuales biocombustibles basados en plantaciones, utilizan residuos de celulosas y pueden recurrir a trabajadores calificados o semi-calificados, llevando a la nueva generación de centros de producción de biocombustibles más limpios. *"Brasil está bien posicionado para tomar esta oportunidad y mantener el liderazgo*

en los biocombustibles, ya que alberga una quinta parte de la biodiversidad mundial, incluyendo numerosas especies de termitas".

El poliestireno vegetal, un producto de sustitución

Resinas obtenidas de plantas como maíz, arroz, caña de azúcar, soja y ricino son la base de productos biodegradables destinados a sustituir el poliestireno expandido, un producto de difícil reciclaje derivado del petróleo conocido popularmente como isopor, utilizado principalmente por el mercado de embalajes. La Bioespuma, nombre comercial y patentado del material desarrollado por la empresa Kehl, en la ciudad paulista de São Carlos, fue aplicada en varios productos, como bandejas para la comercialización de frutas y legumbres, embalajes para aparatos electrónicos, soportes para el cultivo de mudas y semillas con nutrientes agregados y alfombras absorbentes para productos químicos (Revista Pesquisa, Febrero 2007).

"La formulación y el arreglo de las moléculas permiten la obtención de diferentes productos", dijo Eduardo Murgel Kehl, químico y economista que creó la empresa en 1972 como laboratorio de ensayos y fábrica de artículos de gomas y silicona. Algunas líneas de productos ya están en el mercado, otras serán lanzadas en el final del primer semestre de este año por la empresa Synbeosis, también de São Carlos, que se hizo socia comercial de Kehl. Las investigaciones que resultaron en el material biodegradable comenzaron en 1992 en los laboratorios de Kehl y prosiguieron en la Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), donde fue realizado el primer estudio de biodegradación. Otros ensayos fueron hechos en la Universidade Federal de São Carlos (UFSCar) y en la Universidade de São Paulo (USP), en la misma ciudad.

La gran ventaja del biomaterial es el tiempo de degradación en la naturaleza. En presencia del oxígeno y en el suelo, se degrada en dos años – sin oxígeno puede llevar hasta tres años. "En ambientes con basura, propicios para el desarrollo de microorganismos, el proceso es muy rápido y puede ser de hasta seis meses", dijo el químico Ricardo Vicino, socio de la empresa, que coordinó las investigaciones en la universidad. Kehl tiene un convenio con Unicamp que permite la realización de pruebas de productos en desarrollo. La bioespuma es producida por la combinación de biomasa de las resinas vegetales y de derivados de petróleo, que entran en hasta un 50% de la composición. La mezcla es tratada por las vías químicas tradicionales y transformadas en materia prima que da origen al material biodegradable.

Las pruebas para evaluar la biodegradación del producto fueron hechos en el laboratorio del Centro Pluridisciplinar de Pesquisas Químicas, Biológicas e Agrícolas (CPQBA), de Unicamp, según las normas de la American Society for Testing and Materials, aceptadas mundialmente. La Bioespuma puede sustituir el isopor, que no es biodegradable y constituye un serio problema ambiental cuando es descartado en la basura. Además de eso, produce gases tóxicos al ser incinerado.

Inicialmente, la Bioespuma fue producida con ricino, pero hoy tiene soja y el maíz como dos de las principales fuentes de materia prima porque obtuvieron mejores resultados técnicos y menor precio. Uno de los productos derivados de ese polímero vegetal que ha conquistado consumidores es una tinta especial a base de maíz usada en la construcción civil como impermeabilizante de losas de hormigón y de pisos industriales, comerciales y residenciales.

El polímero vegetal, también llamado de poliuretano, es utilizado en la fabricación de las puntas de martillos, que presentan aspecto semejante a los de la goma, indicado para

aplicaciones como en las líneas de montaje automovilístico. " *Dos concesionarias de BMW usan nuestros martillos*", dijo Kehl.

Cargill pide evitar la sobre confianza en el etanol y otros combustibles alternativos

El presidente entrante de Cargill, la empresa agrícola más grande del mundo por ingresos, interrogó que el sistema de tax break (amnistía fiscal) y los subsidios usados para la creciente producción de biocombustibles en Estados Unidos entre las preocupaciones en el impacto inflacionario en los precios globales de los alimentos (Financial Times, 6/3). Cargill es un defensor de la industria en la necesidad de evitar una sobreconfianza sobre el etanol y otros combustibles alternativos entre una oleada en la producción y en la inversión, tras los esfuerzo de la Casa Blanca para reducir la utilización de combustibles fósiles.

Las *tax breaks* y las promesas gubernamentales para aumentar las becas de investigación hicieron que la producción estadounidense de etanol a base de grano se triplique en los últimos tres años, inflando los precios de la cosecha y proporcionando saludables ganancias para los productores del aditivo de la gasolina.

Los productores en Estados Unidos siguen recibiendo un subsidio para el etanol de 52 centavos por galón, mientras las importaciones baratas, notablemente desde Brasil, fueron desalentadas por las tarifas. " *El etanol es económico en 4 dólares (el bushel) el grano, sin cualquier tax breaks*", dijo Greg Page, que reemplazo a Warren Staley al frente de Cargill en junio.

La cuestión del apoyo gubernamental al sector de los biocombustibles de rápido crecimiento es particularmente sensible debido a los desacuerdos internos en el sector agrícola de Estados Unidos y los esfuerzos para reformar los subsidios como parte de la nueva "fram bill" domestica, que está vinculada a la reanimación de la ronda de Doha sobre las conversaciones de liberalización del comercio global.

" *Estamos en un negocio de crecimiento, independientemente de la demanda de etanol*", dijo Page en enero a Business Week. " *La demanda creciente a alimentos de las economías emergentes ayudaron a aumentar las ventas e ingresos de Cargill así como también a sus rivales como Archer Daniels Midland (ADM) y Bunge*".

Cargill fue menos agresivo que ADM y otras empresas en sus esfuerzos para desarrollar la producción de etanol, atenta al potencial impacto sobre sus otros negocios, es el segundo productor estadounidense de carne vacuna. " *Los mandatos inflexibles del gobierno -en alusión al incremento de la producción de biocombustibles- arriesgan a crear ineficiencias y ejercer presiones innecesarias sobre los alimentos y los sistemas de suministro de comida, presiones que probablemente son incoherentes con la demanda del mercado*", dijo Page, en una conferencia organizada por el Departamento de Agricultura de Estados Unidos.

Nueva tecnología para la producción de biodiesel

El grupo Marchiori, de Piracicaba (SP), lanzó una nueva tecnología para la producción de biodiesel que cuesta de 30 a 40% menos que los procesos hasta ahora disponibles en el mercado, al sustituir el acero inox y el titanio, normalmente usados en los reactores de las plantas, por fibra de vidrio.

Una unidad con la nueva tecnología, totalmente desarrollada en Brasil, está siendo instalada en Sinop (MT), y una segunda debe estar montada para finales del año, en Piracicaba. Hay otras 15 plantas en negociación, según la empresa. "Nuestro costo es más bajo porque la tecnología es nuestra, no pagamos royalties y el material es más barato", dijo el presidente del grupo, Antônio Martinho Marchiori, a reporteros durante Feicana, exposición del sector sucroalcooleiro.

Según el director del departamento de bioenergía, Luiz Barbosa, la empresa fue buscada por varios interesados, inclusive del exterior, que se quedaron intrigados con la utilización de fibra de vidrio en los reactores en que ocurre la transformación del óleo vegetal en biodiesel. "El material soporta calor hasta 99 grados centígrados y que, en el proceso de fabricación de biodiesel, la temperatura máxima alcanzada es de 75 grados. Además de eso, el producto resiste a la presión y su instalación es más simple. Según Marchiori, una usina completa para 30 mil litros/día de biodiesel a partir del grano (de soja, cacahuete, etc) cuesta 20 millones de reales. Una unidad con la misma capacidad a partir del óleo vegetal sale cerca de 7 millones de reales.

La idea de la empresa es vender el proyecto principalmente para las usinas de azúcar y alcohol. "De 15 a 20% de biodiesel es etanol, y las fabricas tienen 20% de sus tierras renovadas cada año, que se quedan ociosas por 6 o 7 meses y pueden ser usadas para el cultivo de oleaginosas", afirmó Marchiori. El mercado externo también está en los planes de la compañía, que ya negocia contratos de venta de la tecnología con empresas de Canadá, de la República Dominicana y de Chile. La Unidad que está siendo instalada en Piracicaba, que pertenecía al propio grupo, tendrá capacidad para 3 millones de litros/año (o 150 mil litros/día) de biodiesel.

Estrategia: China abre la plataforma marítima a los inversores privados

**En mayo de 2006, la compañía china firmó 172 contratos con 75 petroleras internacionales para la exploración y desarrollo de 23 campos petrolíferos y de gas, los cuales representan el 65 por ciento de la producción total de petróleo y gas natural del país.*

**Lehman Brothers Holdings Inc. sostiene que la demanda de petróleo por parte de China fue "sistemáticamente" subestimada por el gobierno chino y por la Agencia Internacional de Energía (AIE), lo que hace más problemáticas las previsiones sobre la utilización mundial de combustibles fósiles.*

China National Offshore Oil Corp (CNOOC) comenzó la licitación para inversores extranjeros de 22 yacimientos de petróleo y gas no explorados con una extensión total de 114.050 kilómetros cuadrados (China Securities Journal, 9/3). La mayor parte de los 22 yacimientos se encuentran en aguas poco profundas, con tres situados en el Mar Amarillo, 4 en el Mar Oriental de China y 15 en el Mar Meridional de China. Sólo una zona cuenta con profundidades de entre 200 y 2.000 metros.

La licitación está destinada exclusivamente a inversores extranjeros, según CNOOC. De acuerdo con informaciones anteriormente publicadas en China Daily, algunas multinacionales petroleras están analizando el estatus específico de estas áreas antes de firmar cualquier contrato.

"Nuestro departamento de exploración y producción (E&P) están estudiando la viabilidad de los documentos de los bloques ofrecidos por CNOOC. Todavía esperamos los resultados del estudio para tomar una decisión", dijo la vicepresidenta de comunicación de Total China, Catherine Min a China Daily (10/3). Además de los 22 bloques, Total está en contacto cercano con CNOOC por varios proyectos offshore en China, sostuvo Min sin precisar.

"British Petroleum está entre las primeras multinacionales que funcionan en China y es socio de CNOOC en el proyecto gasífero Yacheng. BP busca constantemente oportunidades materiales para desarrollar el negocio del upstream en China y revisará las áreas ofertadas", sostuvo el veterano vocero de BP China. BP es un *"early bird"* en el desarrollo conjunto de proyectos off-shore en China.

Según Zhao Liguo, experto en asuntos legales que trabaja para CNOOC, hay ya varias compañías petroleras extranjeras que se ponen en contacto con CNOOC para solicitar documentos detallados para un posible joint E&P. *"Si hay muchos postores para un proyecto, entonces un mecanismo de competencia determinará cual empresa consigue el proyecto",* dijo Zhao. El portavoz de CNOOC, Liu Junshan dijo que el desarrollo de los 22 bloques requerirá bastante tecnología y *high-level expertise*. *"Por lo tanto, es necesario traer experiencia internacional",* dijo Liu Junshan.

En mayo de 2006, la compañía china firmó 172 contratos con 75 petroleras internacionales para la exploración y desarrollo de 23 campos petrolíferos y de gas, los cuales representan el 65 por ciento de la producción total de petróleo y gas natural del país.

Gracias a su estrategia de explotación de aguas profundas, mediante la que firmó el pasado año acuerdos de cooperación con la canadiense Husky Energy, controlada por Li Ka-shing, la firma estatal china ha logrado atraer un importante volumen de capital foráneo desde la década de los ochenta. Los analistas del sector sostienen que a pesar de la apuesta deliberada por la perforación en aguas profundas registrada en los últimos años, la compañía podría dirigir su atención a profundidades menores.

Según la legislación china, CNOOC posee de forma exclusiva el derecho a firmar contratos de producción mixta con empresas extranjeras, a condición de que la entidad subsidiaria asuma todos los riesgos de exploración y CNOOC mantenga el 51 por ciento de los derechos de explotación de cualquier nuevo yacimiento.

Liu Gu, analista de Guotai Jun'an Securities Co, indicó que con el aumento de los precios de crudo global como el aumento de la demanda doméstica, áreas tradicionalmente difíciles tendrán que ser perforadas para satisfacer la creciente demanda.

En las últimas semanas trascendió que CNOOC, que además de explotación submarina es la tercera mayor refinería de China, planea vender por primeras vez participaciones a inversores en China (Shanghai Daily., 7/3). Fu Chengyu, presidente del grupo chino dijo que CNOOC discute los "temas legales" relacionados con esa probabilidad.

De producirse la operación, la llegada de capital nuevo podría suponer un impulso para la expansión de las capacidades de explotación de la empresa. Su producción cayó un 1.3% en 2006, con 220 millones de barriles menos que el año precedente, según una fuente no identificada de la empresa que reveló estas cifras a la prensa local. Esta caída se explica en parte porque la refinería tuvo que cerrar uno de sus mayores yacimientos, en el sur del país, debido a los daños causados en mayo pasado por el tifón "Chanchu".

Por otra parte, un informe divulgado esta semana por Lehman Brothers Holdings Inc. sostiene que la demanda de petróleo por parte de China fue "sistemáticamente" subestimada por el gobierno chino y por la Agencia Internacional de Energía (AIE), lo que hace más problemáticas las previsiones sobre la utilización mundial de combustibles fósiles (Bloomberg, 12/3).

El consumo de petróleo de China va a crecer un 7,2% en 2007,. Dijo Edgard Morse, economista-jefe de combustibles en Nueva York de Lehman, el cuarto mayor banco de inversión de Estados Unidos. Eso representa más que los 6,1% previstos por la AIE el mes pasado, en su informe sobre el mercado de petróleo.

Los datos sobre la demanda de China son sospechosos debido a la escasez de informaciones relativas a las refinerías *"del patio de atrás"*, que son de menor porte y escapan al control del gobierno, dijo el informe. La ventaja para China en subdimensionar la demanda por petróleo sería huir a la contabilización de los efectos del alza de los precios, en un momento en que las importaciones del país superar la marca de los 3 millones de barriles al día. *"Cualquier tipo de minimización de la demanda de la parte de las fuentes oficiales puede deprimir los mercados de petróleo en el corto plazo y mostrarse útil para China"*, dijo el informe. *"No hay ninguna otra fuerza en la punta de la demanda con mayor impacto sobre la relación oferta-demanda de petróleo que el crecimiento de la demanda china por petróleo"*.

El producto bruto interno (PBI) de China deberá crecer un 9,6% en 2007. dijo Lehmann. Esa expansión deberá impulsar la demanda china por petróleo, llevándola a alcanzar un 8,7% del consumo total mundial de óleo bruto hasta el final del año. La utilización de petróleo por parte de Asia deberá suplantarse este año a Norteamérica, el mayor mercado mundial de combustibles, según Firmat USA.. El aumento de las compras de coches y el crecimiento del transporte de cargas de China, resultantes de su economía en expansión, van a estirar por encima el consumo chino de gasolina y de gasóleo, sostiene el informe.

El crecimiento del sector de transportes de China llevará la demanda del país por gasóleo a subir a 2,56 millones de barriles por día. Eso representa una parte del 34% de la utilización total de los derivados de petróleo por parte de China. Lehman atribuye el alto tráfico de carga vial, ferroviario y naval y consumo industrial.

La española Gas Natural mira el negocio de GNL en China

El principal distribuidor urbano de gas en China, Xinao Gas Holdings, mantiene conversaciones con Gas Natural para un posible proyecto de gas natural licuado (GNL) en el país asiático. Xinao se convirtió en la primera compañía privada de china que obtuvo permiso del gobierno para importar GNL el año pasado, uniéndose así al triunvirato de PetroChina, Sinopec y CNOOC.

"Gas Natural tiene recursos de gas en Sudamérica y *su negocio es similar* al de Xinao. Nuestra cooperación podría ser complementaria", ha señalado el presidente de Xinao, Wang Yusuo, en los márgenes de una reunión parlamentaria anual. Wang añadió que las dos

compañías estaban tratando los detalles del proyecto de GNL y que se esperaba esbozar un plan concreto el próximo año.

En lo que respecta a la capacidad de la terminal de GNL, Wang dijo que tres millones de toneladas por año sería un *"tamaño adecuado"*. CNOOC, matriz de CNOOC, abrió la primera terminal de GNL en la provincia sureña de Guangdong el pasado junio y está construyendo otra en la provincia de Fujian

Japón apuesta a producir hidratos de metano para producir energía para 14 años

METI, Ministerio de economía, de comercio y de la industria japonesa anunció el descubrimiento de un depósito oceánico de hidrato de metano. Este último, de un volumen de 1000 Km., se encuentra en los fondos de Nankai en el océano Pacífico y podría producir el equivalente a 14 años de consumo de energía de Japón. La esperanza de este país para poder cubrir con recursos propios la demanda de gas natural produciéndolo algún día a partir del llamado *"hielo ardiente"*

El hidrato de metano es una estructura cristalina de gas metano rodeado por moléculas de agua, que se mantiene estable gracias a temperaturas gélidas y presiones altísimas. Al separar sus componentes se produce metano, el gas natural común. La sustancia es conocida desde alrededor de 1890, pero nunca se la consideró una fuente de energía porque se encuentra en los hielos eternos del ártico y en los sedimentos oceánicos profundos, todos de difícil acceso.

La unidad básica de hidrato es un cristal hueco de moléculas de agua con una sola molécula de gas flotando en el interior. Los cristales se agrupan en un enrejado compacto. Los hidratos conocidos también como hidratos de gas, hidratos de metano o clatratos (de la palabra griega y latina para "emparrillado").

La industria del petróleo se empezó a interesar en los hidratos en la década de 1930, cuando se encontró que la formación de los hidratos de gas era la causa de los bloqueos en algunos ductos en Kazajstán. Desde entonces, la mayor parte de los esfuerzos de la industria relacionados con los hidratos han estado encaminados a evitarlos o a dificultar su acumulación.

Muchos estudios demuestran que el gas que se encuentra en los hidratos formados naturalmente se produce cuando bacterias anaeróbicas descomponen materia orgánica por debajo del fondo del mar, produciendo metano y otros subproductos gaseosos incluyendo dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, etano y propano. Todos estos pueden incorporarse como moléculas huésped en los hidratos, pero entre ellos predomina el metano.

La mayoría de los hidratos marinos parecen estar confinados en los límites de los continentes donde las aguas tienen una profundidad aproximada de 1500 pies y donde las aguas ricas en nutrientes descargan residuos orgánicos para que las bacterias lo conviertan en metano.

En vista del aumento de sus necesidades de nuevas fuentes de energía, Japón invirtió mucho para la recuperación del hidrato de metano y todavía cuenta con aumentar sus esfuerzos a partir de esta primavera para continuar la exploración de sus fondos oceánicos.

Los hidratos de metano son una fuente potencial de energía fósil para reemplazar al petróleo demasiado caro, pero la explotación de los hidratos podría plantear problemas importantes en materia del efecto invernadero. En efecto, su combustión emite una parte del CO₂ y explotando los hidratos en el fondo del mar, es muy probable que las grandes cantidades

de metano suban a la atmósfera. El metano tiene un poder mucho más elevado que el CO2 como gas de efecto invernadero.

El mayor reto consiste en desarrollar una tecnología de extracción rentable, tarea en la que están trabajando actualmente los investigadores de Japón, EE.UU. y Canadá. Según las estimaciones, la producción de un barril del gas a partir del hidrato de metano costaría entre 54 y 77 dólares, mientras que la importación del gas natural licuado le sale a Japón a un nivel de 41 dólares por la misma cantidad.

Chile: ¿La primera central nuclear se construirá en 2020?

Recién en 2020, Chile necesitará que entre en operación una central de generación eléctrica en base a tecnología nuclear. La Razón es que, para esa fecha, estará copada la capacidad energética en base a centrales hídricas, carbón u combustibles fósiles como el diesel, y, considerando un ritmo de crecimiento de la demanda de energía de 800 MW por años, la opción que se vislumbra más atractiva es la generación nuclear.

Esa fue una de las conclusiones del seminario "Energía nuclear: ¿estamos preparados?". Realizado y organizado por la Cámara Chilena de la Construcción. Según el ex secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía. Y socio de la consultora Synex, Sebastián Bernstein, la capacidad adicional que tendría la generación hídrica no superará los 2.000 MW, una vez que ya estén operando todos los proyectos en carpeta y varios más que deberán entrar en la próxima década, entre los que se destacan el proyecto Aisén.

Este escenario, además, contará con la complejidad de que las cuencas para la generación a carbón estarán copadas y no habrá mayor espacio tampoco para centrales basadas en combustibles como gas o petróleo. *"Aún hay tiempo, pero más adelante se van a agotar estos recursos y ahí hay que ir pensando seriamente en la nucleoelectricidad. Pero creo que hay plazos al 2010 para ir avanzando y sentando las bases que permitan el desarrollo de centrales nucleares en el futuro"*, explicó.

En su exposición Bernstein sostuvo que la opción nuclear es algo para lo que el país aún no está preparado ya que aún la estructura necesaria para su desarrollo. Tampoco es algo que se necesite construir ya, porque las centrales disponibles son de grandes tamaños –alrededor de 1.000 MW- mucho mayor que los requerimientos del país. Además, explicó que antes de tomar un decisión deberán darse algunos elementos que van a ser claves en el futuro, como un acuerdo nacional para convencer a la comunidad de que se trata de algo positivo y viable y la creación de un organismo de supervisión independiente, que evalúe los riesgos y controle su funcionamiento.

Algo que comparte el ingeniero nuclear de la Universidad Católica, Julio Vergara, quien hizo hincapié en la seguridad que fue adquiriendo esta tecnología. Sostiene que el riesgo de accidentes en una planta nuclear hay es casi cero, dados los altos estándares de seguridad que alcanzaron las plantas más nuevas. Respecto de los desechos, sostiene que es un tema que hay que analizar, pero que se trata de una carga menor, considerando que la generación de 1 MW genera menos de un kilogramo de "basura" nuclear.

En su opinión, una central nuclear será necesaria hacia 2025 en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y en 2017 en el Centro (SIC). Si ambos logran conectarse, una central nuclear que abasteciera de electricidad a ambas sería viable en 2015, es decir, en ocho años más.

Según sus estudios, hacia 2025-2035 el país podría tener unos 2.800 MW, 2 mil en el SIC y 800 en el SING, representando el 10% de la matriz energética. Dos son las claves que pone sobre la mesa: la toma de decisiones y la elaboración de proyectos de largo plazo y la generación de confianzas políticas y ciudadanas.

El gobierno anunció el pasado 28 de febrero la creación de una comisión para estudiar la opción del uso de energía nuclear, y que preparará un estudio en seis meses. La presidenta Bachelet se había comprometido en su campaña a no incluir la opción nuclear en la política energética chilena, y aunque la comisión estudiará a fondo la opción, el gobierno aseguró que no tomará una decisión bajo esta administración, postergándola para después de 2010, es decir, el próximo gobierno.

Altos costos: la piedra de tope de construir una central nuclear

Nada menos que 2.500 millones de dólares cuesta, con características actuales del mercado, la construcción de una central nuclear que sea económicamente rentable, esto es de al menos 1.000 MW. Esto, si bien es elevado –considerando que la construcción del proyecto hídrico de Aisén costará 2.500 millones de dólares para generar 2.400 MW, es considerado “competitivo” por Sebastián Bernstein.

“A los precios que hoy tenemos, sería competitivo. El asunto es que se requiere un tamaño de central que en este momento es demasiado grande para el sistema”, explicó. Y los costos podrían elevarse si es que no se cuenta con operadores capacitados en esta tecnología, lo que obligaría a Chile a educar profesionales o traerlos de otros países.

Esto es según el ingeniero civil Rodrigo Flores, otro de los panelistas del seminario, quien sostiene que éste es uno de los mayores riesgos para la construcción de una central de este tipo en Chile. Sin embargo, cree que la ingeniería chilena está en un muy buen momento, lo que le permitirá asumir sin inconvenientes un desafío de tal envergadura como construir una central nuclear.

Pero los costos son algo sabido y las empresas lo asumen. Eso explicó el director técnico de las centrales nucleares de la francesa EDF, Michel Urhart, quien sostiene que hay que hacer frente al fuerte crecimiento de la demanda que se prevé para las próximas décadas. Y para lograrlo, los países de la Unión Europea deberán desembolsar nada menos que 1 billón de euros.

El insumo principal, el uranio, aunque representa menos del 20% de los costos. Hoy, la demanda anual llega a las 700 mil toneladas y crece fuerte. Pero las reservas probadas alcanzan como mínimo para 200 años, explicó Urhart, quien plantea que “las reservas siempre son subestimadas”.

Cifras y Notas del Sector:

Las "Nuevas Siete Hermanas" (Financial Times, 11/3)

Cuando Enrico Mattei enfadado acuñó la frase "las siete hermanas" para describir a las empresas anglosajonas que controlaron el petróleo de Medio Oriente después de la segunda guerra mundial, el fundador de la industria de energía moderna de Italia no podía haberse imaginado el movimiento profundo en el poder que ocurriría apenas medio siglo más tarde.

Como los precios de petróleo se triplicaron durante los últimos cuatro años, un nuevo grupo de empresas de petróleo y de gas hicieron crecer la prominencia. Estas empresas consolidaron su poder como sostenedores y buscadores de recursos agresivos, empujando a los grupos de energía más grandes del mundo, que surgieron de la original siete hermanas -Exxon Mobil y Chevron por Estados Unidos y BP y Royal Dutch Shell por Europa- a actividades suplementarias y a una crisis existencial.

"*Las nuevas siete hermanas*", o las empresas más influyentes de los países que no pertenecen a la Organisation for Economic Co-operation and Development, fueron identificadas por el Financial Times en una consulta con numerosos ejecutivos de la industria. Ellas son la saudita Aramco, la rusa Gazprom, la china CNPC, la iraní NIOC, la venezolana PDVSA, la brasileña Petrobras y la malaya Petronas.

Abrumadoramente públicos, controlan casi un tercio de la producción de petróleo y de gas del mundo. Al contrario de las viejas siete hermanas- que se redujeron a cuatro con la consolidación de la industria en los años 90- producen aproximadamente el 10% de petróleo y del gas del mundo y tiene el 3% de las reservas. Aún así, sus status integrado -que venden no sólo petróleo y gas, sino también gasolina, diesel y petroquímicas- llevan a sus ingresos a más altos niveles que los recién llegados.

Robin West, presidente PFC Energy, una consultora de la industria, dijo que "*las siete hermanas originales eran tan importantes porque hacían las reglas; controlaban la industria y los mercados. Ahora, estas nuevas empresas son las que hacen las reglas*".

La International Energy Agency, organismo mundial de desarrollo sectorial, calcula que el 90% de los nuevos suministros vendrá de países en vías de desarrollo en los próximos 40 años. Esto marca un gran cambio respecto a los últimos 30 años, cuando el 40% de la nueva producción llegó de las naciones industrializadas, la mayor parte controlados por grupos de energía occidentales, notó un informe publicado por Rice University's James A. Baker III Institute of Public Policy.

El contribuidor más grande será el saudita Aramco, la compañía petrolera nacional más grande y más sofisticada y la número uno en la lista de FT. Después del aumento repentino de los precios del crudo en 2002, la saudita Aramco lanzó un programa de extensión más ambicioso en una generación. Esta apunta a aumentar la capacidad de producción de 11 millones de barriles por día - o el 13% del consumo actual- a 12.5 millones de barriles por día y luego 15 millones de b/d.

De esta forma, Aramco consolidará su posición como la empresa petrolera más poderosa del mundo permitiendo a Riad permanecer como el banco central mundial de petróleo, llevando a vincular a ese país cuando haya escasez de suministro global, y cuando los precios

caigan de su nivel de comodidad. Las compañías petroleras internacionales y los líderes de las principales naciones de consumo aceptan el predominio de Aramco. Pero el cambio reciente en la influencia internacional de las compañías petroleras nacionales más pequeñas ha sido más difícil de tragar.

Hacia el finales del año pasado, empresas como BP y Shell perdieron sus principales posiciones en las bolsas del mundo: la rusa Gazprom y Petrochina (88% propiedad de CNPC) llegaron al segundo y tercer lugar entre los grupos de energía catalogados como los más grandes.

Exxon Mobil, quizás la única empresa de energía del mundo desarrollado que puede emparejar la nuevo lote de influencia total, ahora permanece sola en lo alto. Gazprom, Petrobras y PetroChina también eclipsó a los demás en obtención de share price.

La razón principal de este cambio en el poder fue el nuevo resurgimiento del nacionalismo de los recursos que comenzó en México en los años 30, se extendió a Medio Oriente en los años 70 y disminuyó -en algunos casos de forma irreversible- cuando los precios del petróleo se enfriaron en los años 80 y 90.

Los grupos, entre los que se incluye la italiana Eni de Mattei tienen que aceptar las nuevas condiciones de contratos en países como Rusia y Venezuela, donde las empresas de energía nacionales sistemáticamente retoman el control de los campos.

El impacto del nacionalismo de hoy es diferente de los años 70. En 1975, Gulf, una de las originales siete hermanas y ahora parte de Chevron y BP, cambió todas sus inversiones del mundo en desarrollo a Norteamérica y el Mar del Norte. Mientras tanto, las compañías petroleras nacionales se unen para ayudarse a desarrollar sus reservas, abandonando el crecimiento en la industria de petróleo y gas -y los recursos para el desarrollo económico mundial- en manos de las siete hermanas y los gobiernos que los controlan.

Angola prevé inversiones petroleras por 50.000 millones de dólares (Reuters, 9/3)

Angola espera inversiones por 50.000 millones de dólares en su industria petrolera durante los próximos seis años, dijo el jueves el presidente de la compañía petrolera estatal Sonangol, Manuel Vicente.

La predicción fue hecha por el funcionario a pesar del colapso de dos importantes acuerdos energéticos y de la posibilidad de una renovada tensión política luego de que el principal líder opositor dijera que un policía trató de asesinarlo.

Sonangol ha puesto fin a conversaciones con la china Sinopec sobre los planes de la compañía extranjera para invertir 3.000 millones de dólares en una refinería de petróleo, dijeron el miércoles fuentes de la industria y de la banca.

Las compañías chinas jugaron un vital rol en la reconstrucción de Angola, que ha sido conducida por el petróleo desde que el país emergió de una guerra civil que duró 27 años. Esto ha transformado a China en el mayor suplidor de crudo. En otro golpe a la inversión, la gigante estadounidense Exxon Mobil Corp. transfirió su participación minoritaria en una planeada multimillonaria planta de licuefacción de gas natural para Sonangol, dijo el miércoles un portavoz de la compañía.

La agencia estatal Angop citó a Vicente diciendo que Angola esperaba sustanciales inversiones petroleras en áreas que incluyen la construcción de infraestructura y servicios de mantenimiento. Además, remarcó que compañías de su país serán alentada a tomar ventaja del

crecimiento en la industria, que está dando impulso al auge económico en Angola, el segundo mayor productor africano de petróleo después de Nigeria.

Angola, que se unió a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), está produciendo más de un millón de barriles por día (bpd) y está proyectado que alcance al menos dos millones de bpd en el 2008, debido a que nuevos campos entrarían en funcionamiento.

Perú: Atrás en las estimaciones de petróleo (La República, 12/3)

Desde 1992 hasta el 2005 el Perú tuvo una inversión acumulada en la búsqueda de hidrocarburos (petróleo y gas natural) de US\$ 941 millones. Esta es una cifra pequeña, si se le compara con Venezuela, México y Brasil. Incluso, las inversiones en Perú vienen después de las de los países petroleros de tamaño mediano, como Argentina, Ecuador y Colombia.

Desde 1992 al 2005 se aprecian dos periodos diferenciados en cuanto al tamaño de los montos de inversión. Así entre 1992 a 1999 estos fueron US\$ 717 millones lo cual fue 3 veces más que el periodo 2000-2005 (US\$ 225 millones). Es decir, que el primer periodo abarcó el 76% de la inversión total, mientras que en el segundo periodo se desembolsó el 24% restante. Así, en el 2004 y 2005 hubo incrementos de 243% y 130%. Hay que señalar que toda la inversión en exploración corresponde a Inversión Extranjera Directa (IED).

La excepción de esta tendencia la constituyen las empresas Repsol y Occidental, mientras que la primera prácticamente invirtió iguales cantidades en los dos periodos, la segunda gastó el 96% de su inversión en el segundo periodo. Los montos de inversión de estas empresas para el segundo periodo fueron de US\$ 70 millones y US\$ 91 millones, respectivamente.

7 de las casi 50 empresas abarcaron el 68% de la inversión en exploración durante el periodo 1992 al 2005, las que sumaron US\$ 636 millones. Estas empresas, en orden de importancia son: Repsol, Mobil, Quintana, Occidental, Shell, Pluspetrol y Barrett Resources.

Cabe señalar que de las empresas que actualmente explotan el gas natural de los Lotes de Camisea (Lote 88 y Lote 56), ninguna efectuó exploración, pues "heredaron" los lotes explorados por Shell. También hay que destacar que, en los contratos firmados con estas empresas, a ninguna se le exigió compromisos de nuevas exploraciones de riesgo, ni en el régimen de Fujimori ni en el de Toledo. Lo que no está bien.

Los recientes incrementos en exploración se deben a la modificación de la legislación. Con el DS 017-2003-EM, se cambia la metodología. Antes, con la Ley 26221, la regalía tenía un rango de 15% y 35%. Ahora, se reduce el rango de regalías, a 5% y 20%. En noviembre del 2003 se promulga la Ley 28019 que establece nuevas curvas de reservas y producción en los campos marginales. Esto permite concertar regalías menores, en función al compromiso del contratista de efectuar un plan de trabajo mínimo.

De todas estas empresas, ninguna encontró petróleo en cantidades que permitan su comercialización, salvo una, Barrett Resources, que anunció hace poco, que produciría 100,000 barriles diarios en el Lote 67, en el 2010. Veremos qué pasa.