

## **INFORME Sobre El Mercado Energético Mundial. Por Hernán F. Pacheco**

### **Índice:**

Análisis: ¿desproporcionado incremento de los precios del uranio en 2007?.....	1
Geopolítica: Las empresas chinas consolidan su presencia en Kazajstán.....	4
Innovación: Las petroquímicas brasileñas en búsqueda de “polímeros verdes”.....	7
Enfoque: Rusia y Bielorrusia pactan nuevos precios del gas.....	9
Ecuador: El futuro de la producción petrolera del Amazonas y la moratoria.....	10
Chile: ENAP presenta el plan para el periodo 2007-2011.....	12
Brasil: Shell declara la viabilidad del crudo pesado de la Cuenca de Santos.....	14
Cifras y Notas del Sector.....	16

### **Análisis: ¿desproporcionado incremento de los precios del uranio en 2007?**

*\*El precio del uranio alcanzará los 90 dólares por libra a mediados de 2007*

*\*El boom del uranio propicia un escenario de aparición de pequeñas firmas en Canadá, Australia y algunos países africanos.*

*\*Tras el acuerdo nuclear con Estados Unidos, India plantea la adquisición de depósitos de uranio en el extranjero.*

La oleada de los precios del uranio refleja la escasez de suministro *near-term* en momentos que la potencia nuclear disfruta de la aceptación sin precedentes debido a su papel en el calentamiento global. En los últimos tres meses el precio del uranio se elevó un cuarto en el mercado global, pero un informe predice que subirá cerca de un 75% en los próximos dos años. Y el boom en la demanda del commodity necesario para las centrales nucleares condujo a enormes subas en los números de las pequeñas firmas que extraen uranio, cuyas acciones se

dispararon (The Guardian, 27/12). El interés puede ser mayor con el nuevo programa de construcción de reactores nucleares en todo el mundo, que promete sumar 250 nuevas plantas a las 440 actualmente en operación, dijo Resource Capital Research. Mientras los precios de otros metales entrarán en 2007 con una perspectiva en general más débil, el uranio está pronosticado que permanecerá fuerte (Sydney Morning Herald, 27/12).

El efecto del crecimiento de la demanda de uranio para abastecer de combustible a las nuevas estaciones condujo a un incremento en el valor del commodity y llevó a muchas firmas de producción y minería a establecerse.

"El precio del uranio está pronosticado que alcanzará 90 dólares por libra a mediados de 2007, un aumento del 37% sobre el precio de transacción "spot" actual, y 115 dólares por libra antes de finalizar el 2008, con un aumento del 75% en el precio de transacción "spot" actual" dijo RCS. El precio era de menos de 11 dólares por libra en 2003. La investigación es consecuencia de los reportes del plan de la Comisión Europea para una política de energía común para el bloque de 25 naciones que favorecerá el aumento del empleo de energía nuclear como medio para reducir las emisiones de carbono y combatir la volatilidad de los precios de energía.

El diario francés Les Echos publicó un esbozo del informe que llegará a la opinión pública el 10 de enero. El texto reza: "(la energía nuclear) *es menos vulnerable para a las fluctuaciones de precios que el carbón o el gas... además, está disponible en cantidades suficientes para varias décadas y extendido a través de varias regiones del mundo*". La circunstancia de que el documento sobre el futuro de la energía nuclear se presente junto al resto de propuestas, y bajo el paraguas del documento base Análisis Estratégico de la Política Energética de la UE, revela la importancia que ha adquirido esta fuente energética a medida que aumentan los desafíos de la dependencia exterior, que pasará del 50% actual al 70% en 2020 (El País, 28/12).

Sin invitar directamente a los países que lanzar o relanzan la energía nuclear, Bruselas previene que en caso de dejar de producir electricidad del átomo deberá "*ser compensada con la introducción de otras fuentes que emitirán poco gas carbónico*" (Le Monde, 28/12). La advertencia se dirige, según el rotativo francés, a los países que programaron el cierre de sus centrales para 2030 (Alemania, Suecia, Bélgica). Y las diferencias alrededor del mundo sobre este temas están demarcadas, mientras Gran Bretaña decide si moderniza sus envejecidas centrales nucleares países como China toman la delantera con 63 reactores planeados o propuestos.

En la Unión Europea, por el momento, sólo Francia y Finlandia decidieron la construcción de nuevas unidades. Estonia, Letonia y Lituania van a dotarse de un reactor común. Polonia anunció la intención de unirse al proyecto y no excluye construir una central en su propio territorio. En cuanto a Rumania, quiere acelerar su programa para reducir su dependencia del gas ruso.

En Estados Unidos, se vive una etapa de "*nuclear renaissance*". 2007 será el año de los primeros reactores en más de dos décadas. Recientemente el brazo estadístico del Departamento de Energía, el Energy Information Administration, estimó que la demanda de energía aumentará 1,1% por año hasta 2030. La energía nuclear aumentará 6% anual (United Press International, 29/12). Aunque el jefe del U.S. Nuclear Regulatory Commission advirtió el lento proceso regulatorio podría hacer retroceder la expansión nuclear. Sólo 103 reactores están en línea en Estados Unidos, menos de un cuarto de los reactores en el mundo, entregando un 20% del suministro de energía en Estados Unidos.

En Japón, la consultora Roswell sostiene que se alimenta la competencia entre los países por asegurar las provisiones estables de uranio. Japón aumentó sus esfuerzos para obtener cierta estabilidad al respecto. En agosto, el entonces el primer ministro Junichiro Koizumi visitó Kazajstán y aseguró una promesa kazaja para desarrollar minas de uranio.

"El porcentaje de costos del uranio en los costos totales de generación de electricidad de la central nuclear es pequeño, entonces la oleada de precios del uranio no causará precios de electricidad más altos", sostuvo un funcionario japonés del Natural Resources and Energy Agency (The Japan Times, 29/12). Una fuente informada en Estados Unidos sostiene que el dinero especulativo de los *hedge funds* comenzó a correr en el mercado de uranio.

Algunos brokers y analistas temen que los inversores afronten grandes pérdidas por "*blindly jumping*" (saltar a ciegas) sobre el juego de las junior del uranio que no tienen resultados probados y disfrutan de una sobre valoración en el mercado (The West.com, 27/12). Warwick Grigor, analista de Far East Capital cree que los inversionistas reaccionan de forma exagerada a los resultados del muestreo del uranio, que no garantiza entusiasmo y en algunos casos engaña.

Mark Pervan analista de Daiwa Securities dijo que el 95% de la lista de juniors de uranio nunca saldrá a la luz porque desde el punto de vista de la producción eran demasiado pequeños, no tenían permisos de minería y el ambiente regulatorio era demasiado restrictivo.

La International Atomic Energy Agency cree con el precio altísimo del uranio muchos mineros se animará a comenzar la producción (The Times, 25/12). La vulnerabilidad de las nuevas provisiones de uranio fue destacada por la tardanza de la mina Cigar Lake con la producción que no estará para antes de 2010. Cigar Lake, que está en Saskatchewan, participado por la empresa Cameco, es el depósito conocido más grande de su clase y se considerado como el proveedor de casi el 40% de la nueva producción en los próximos tres años.

Una selección de 65 pequeñas firmas australianas vio un salto de sus participaciones en un 53% durante los últimos tres meses, obteniendo un crecimiento del 186% en los últimos 12 meses. Entre ellos se encuentran, Alliance Resources (un alza de 1046%) Nova Energy (alza de 333%), PepinNini (379%), Summit Resources (373%) and Compass (311%).

Resource Capital, un equity de investigación que se especializa en pequeñas firmas de recursos, en su mayoría del sector minero, de regiones como Australia, Canadá y partes de África, espera que nuevos proyectos de uranio se lleven adelante el año próximo. Según los analistas el número de mineros "junior" de uranio y exploradores aumentaron diez veces en los años recientes (The Times, 25/12). "*Una cambio de la política sobre el uranio beneficiará a empresas mineras como SXR Uranium One Inc. con proyectos avanzados en los estados del sur y Queensland*", declaró en un informe ABN Amro. "*Creemos que un cambio de la política conduciría a una nueva posición de los exploradores de uranio australianos y potencialmente promover la consolidación del sector*" dijo ABN Amro. "*A nuestro parecer, aquellos exploradores con proyectos avanzados estarán en mejor posición para beneficiarse de un cambio potencial de la política*".

La World Nuclear Association pronostica que la demanda de uranio podría elevarse aproximadamente 65.000 toneladas en 2006 a 78.000 toneladas en 2015 y a 111.000 toneladas en 2030 (The Age, 27/12). Australia está equilibrada para sacar provecho de ese crecimiento, con el proyecto de BHP Billiton Olympic Dame en el sur de Australia con la promesa de triplicar la producción anual a 15.000 toneladas.

En los últimos días, el primer ministro John Howard impulsó a los gobiernos regionales de Australia a terminar con las prohibiciones de las nuevas minas de uranio que impiden a la nación bajar la demanda de combustible para los reactores. Las prohibiciones fueron presentadas en 1983 por el partido Laborista, que en 1996 con el gobierno de coalición de Howard. Los laboristas controlan ocho estados y gobiernos territoriales y la política del partido será reconsiderada en una conferencia en Abril.

"*Apelo a los gobiernos estatales a terminar sus prohibiciones en la exploración y minería de uranio, que son el camino de inversión, empleos y exportaciones*" dijo Howard en una declaración por e-mail a Bloomberg News (28/12).

## India adquirirá depósitos en el extranjero y explotará minas en seis estados

India probablemente adquirirá depósitos de uranio económicamente viables en el extranjero para explotarlos en el empleo doméstico pacífico, aparte de los nuevos proyectos de exploración y extracción de uranio en seis estados indios.

Estas son las propuestas contenidas en la presentación del Department of Atomic Energy (DAE) al comité de secretarios a principios de diciembre. Mientras los sustanciales depósitos de uranio están en India, "*los esfuerzos se deberían direccionar en adquirir depósitos de uranio económicamente viables*" (The Hindustan Times, 31/12).

Una estrategia recomendada es colaborar con las principales y menores empresas de exploración de uranio en el mundo para explorar tanto en India como en el extranjero. India, dice DAE, tiene capacidad para generar 21,180 megavatios de electricidad para 2020, conforme su Nuclear Power Programme. El país tiene una reserva de óxido de uranio establecida de 1, 17,800 toneladas métricas en los seis estados. En la actualidad, la energía nuclear proporciona menos del 3% del mix energético con un total de capacidad instalada de generación de potencia nuclear de alrededor de 3,350 MW (The Economic Times, 31/12).

DAE identificó Andhra Pradesh, Karnataka, Jharkhand, Chattisgarh, Meghalaya y Rajasthan para nuevos proyectos de uranio domésticos. La propuesta es un modelo de sociedad privado-público para exploración y explotación con el holding Uranium Corporation of India Ltd (UCIL) manteniendo no menos del 26% de las participaciones, con el *management control* de la mayoría accionaria. Fuentes sostienen que Rohil en Rajasthan y Lambapur en Andhra Pradesh probablemente son los dos primeros proyectos a ser establecidos conforme ese arreglo.

AMD es responsable de la exploración y la investigación que se relaciona con minerales atómicos requeridos para el programa nuclear de India. Su responsabilidad es identificar materias primas nucleares ((uranium, thorium, tantalum, beryllium, zirconium, lithium, yttrium, y minerales raros de la tierra).

Aunque India puede ser también un país para explorar para las firmas internacionales, como Magnum Uranium Corporation of Canada, que expresó su interés de emprender actividades de exploración de Uranio allí. El *outsourcing* de exploración de uranio no es nuevo. El depósito de uranio en Jaduguda (Jharkhand) fue descubierto en 1951 con la ayuda de Associated Drilling Co of London (The Economic Times, ídem).

La política también observa que el combustible de uranio de los reactores nucleares del país cuesta tres veces que los precios predominantes internacionales debido a los depósitos pobre. Es, por tanto, importante que los players extranjeros traigan la tecnología para la minería científica del mineral de uranio de modo que la cantidad del mineral sea aumentado pero también mejore su calidad.

## Geopolítica: Las empresas chinas consolidan su presencia en Kazajstán

*\* Citic Group adquiere el 100% de los activos de la canadiense Nations Energy en Kazajstán, aumentando la presencia de las empresas chinas en el sector y garantizándose el control del 40% de la producción petrolera.*

Las empresas chinas del sector de la energía llevan ya más de un año intentando aumentar su presencia en Kazajstán, país vecino que es clave para garantizar a China el suministro petrolífero. En este apartado cobra relevancia el documento denominado "China-Kazakhstan Co-operation Strategy for the 21st Century" que acuerda apoyar la *cross-border construction* para el desarrollo de pipelines de gas y petróleo y trabajar estrechamente en el procesamiento de esos hidrocarburos, construir nuevas instalaciones eléctricas y provisión de suministro de electricidad a terceros países (China Daily, 20/12).

Este domingo, el grupo chino CITIC, que tiene inversiones de infraestructura significativas en Asia Central, anunció que adquirió satisfactoriamente los activos en petróleo en Kazajstán de la canadiense Nations Energy Company Ltd por 1.91 mil millones de dólares. Esta es la tercera adquisición petrolera en el exterior realizada por empresas chinas. El acuerdo consiste en la adquisición del 100% de Nations Energy, después que la empresa canadiense vendiera sus activos no-kazajos en un *agreement* firmado en octubre (China Daily, 31/12).

La compra permite a CITIC desarrollar el campo petrolero Karazhanbas en Mangistau Oblast hasta 2020. Este campo kazajo tiene reservas probadas superiores a los 340 millones de barriles y actualmente produce más de 50.000 barriles de crudo por día. El campo Karazhanbas estaba declinando cuando Nations Energy lo adquirió en 1997 y perforó nuevos pozos, mejorando los existentes y añadió nuevas instalaciones de producción. Su petróleo es transportado al oeste y embarcado a los puertos del Mar Negro y el Mediterráneo (Calgary Sun, 31/12).

La creciente participación de las empresas chinas en sectores estratégicos de Kazajstán levanta revuelos en algunos sectores. En agosto de 2005, la mayor petrolera china, CNPC, adquirió por 4.200 millones de dólares la firma PetroKazakhstan. Tanto PetroKazakhstan como la empresa adquirida hoy por CITIC eran firmas con inversión canadiense. Un dato que refleja la relación es que la circulación de commodities entre Kazajstán y China se duplicará en 2015: Mientras que para finales de 2006, la cifra rondó los 8 billones de dólares (Kazinform, 20/12).

*"Kazajstán está interesado en el refuerzo de la sociedad estratégica con China en diferentes esferas, y nosotros vemos un interés similar de China"* dijo el presidente kazajo Nazarbayev en un meeting con científicos y analistas chinos en Beijing (DailyIndia.com, 21/12). Además, Nazarbayev recordó que actualmente Kazajstán presta atención a sectores industriales de la economía sin relación con el petróleo y el gas. En particular, las altas tecnologías e innovaciones.

Hay mucha aprehensión sobre las necesidades de energía de China en Kazajstán, con parlamentarios que comienzan a manifestar su preocupación sobre el creciente papel de China en la industria de petróleo y gas local. El diputado Valery Kotovich dijo en el parlamento kazajo que si se dieran los acuerdos previstos, China controlaría más del 40% de la producción petrolera y gasera de Kazajstán (Mainichi Daily News, 4/12). Algunos analistas rechazan las reclamaciones que la presencia de China en el negocio petrolero kazajo es mala para el país centroasiático. Keun-Wook Paik del Royal Institute of International Affairs dijo a InterFax China (16/12) que en cualquier caso, no existe realmente ninguna opción de mercado para Kazajstán.

En noviembre, el ministro del petróleo kazajo se mostró contrario al deal con el grupo Citic. "*Debemos tomar medidas extremas para parar el acuerdo de Karazhanbas*" dijo Baktykozha Izmukhambetov (The Star, 31/12).

"*Kazajstán puede preocuparse de su seguridad energética considerando las intenciones de CITIC*" dijo He Jun, analista de la consultora Anbound de Beijing. "*El activo petrolero controlado por la empresa china quitará una proporción importante a Kazajstán del acuerdo*" (Mainichi Daily News, ídem). Jun poco informado no sabe que cumpliendo las normativas de Kazajstán, CITIC debe dar a la empresa petrolífera nacional de ese país, KazMunaiGas, la opción para adquirir el 50 por ciento de las acciones de Nations Energy, aunque podrá conservar el 100 por 100 si al cabo de un año la petrolera estatal no hace uso de su privilegio (Kazinform, 31/12).

Los activos de Nations Energy incluyen también el 100% en Argymak Trans Service LLP que proporciona servicios de transporte y Tulpar Munai Services LLP, encargada de perforación, trabajo y training services. "*Esto proveerá a CITIC de una base importante de la cual podrá ampliar su negocio energético en Kazajstán, el productor más importante de petróleo en Asia Central*" dijo Kong Dan, presidente de CITIC Group.

Esta es una oportunidad buena para CITIC que busca diversificar sus inversiones y negocio en Kazajstán. El grupo chino planea un estudio de viabilidad para el desarrollo de la refinación de petróleo local y buscar socios en otros sectores como la construcción y la financiación. Con respecto a la refinería, el director del grupo, Zhang Jijing dijo en octubre a Xinhua que sería de tamaño mediano y estaría en Karazhanbas. Por otro lado, la prensa económica (Kompromat.kz, 15/12) asegura que una empresa china no identificada está intentando pujar por la firma kazaja Mangistaumunaigaz.

En The Chicago Tribune "*The coming fight for oil*" (19/12), adelantándose a la adquisición de CITIC, Evans Osnos sostuvo que "*este acontecimiento daría a China una razón suplementaria para terminar la ampliación de su nueva tubería en el lejano oeste, dando relevancia al Mar Caspio*". Kazajstán posee los yacimientos petrolíferos más grandes de la región del mar Caspio, produciendo aproximadamente 1.3 millones de barriles al día.

El pacto firmado por china por el gas de Turkmenistán en abril de 2006; la puesta en funcionamiento del oleoducto de Kazajstán de 962 kilómetros, entre la terminal kazaja de Atasu y la estación ferroviaria china de Alashankou.; la propuesta china para un energy-pipeline-grid por Asia Central y su conexión con la provincia china de Xinjiang; la cooperación de China con Irán en la región del Mar Caspio; el acuerdo gasero con Uzbekistán; el interés de participar en el gasoducto Turkmenistán-Afganistán-Pakistán son demostraciones de acontecimientos dentro del calendario anual, llenos de significación estratégica.

Actualmente, Kazajstán es el único país de Asia Central que suministra energía a China. El ducto que se está construyendo podría aumentar el suministro, y posiblemente repercutir en la dependencia que ambos países muestran con respecto a Rusia para cuestiones energéticas, pero resulta difícil prever como la energía del Mar Caspio podría hacer algo más por ayudar a mejorar el mix de energía de la zona noroeste de China. El transporte de gas desde el Mar Caspio hasta Shanghai no podría competir eficazmente con importaciones alternativas de GNL a la costa este de China. En la actualidad, la energía rusa y centroasiática constituye tan sólo aproximadamente el 6% del suministro energético total en China.

En los próximos 10 años, Kazajstán planea triplicar su producción petrolera provocando que esta nación *landlocked* a buscar nuevas rutas de exportación para evitar las tuberías rusas y la excesiva dependencia de Rusia (sino observar lo que ocurre actualmente con Bielorrusia). China está entre los mercados principales de los kazajos. Las mejores estimaciones públicas sostienen que Kazajstán tiene 35 mil millones de barriles de reservas descubiertas, dos veces la cantidad del Mar del Norte, y podría tener tres veces más, según un informe del gobierno kazajo.

## Innovación: Las petroquímicas brasileñas en búsqueda de “polímeros verdes”

*\*Las empresas evalúan el costo económico de utilizar la caña de azúcar, el maíz o los aceites vegetales como insumo para la producción de plásticos.*

*\* Dow Chemical decidió acelerar los estudios de un proyecto de expansión de su complejo petroquímico en la localidad argentina de Bahía Blanca*

Las modificaciones en la industria petroquímica repercuten de forma significativa en los considerandos estratégicos de los países. La búsqueda de recursos que reemplacen al petróleo en la ecuación energética beneficia a la industria, no sólo por los costos sino también por las cantidades abriendo panoramas distintos en el sector.

El grupo Suzano dio un paso importante que podrá revolucionar el mundo de los plásticos. Suzano Petroquímica y Suzano Papel y Celulosa firmaron un acuerdo mutuo de cooperación tecnológica. La idea es intercambiar conocimientos y experiencias en la tentativa de descubrir alternativas tecnológicas que puedan ser usadas por las dos empresas.

Una de las líneas a ser investigada es la lignina, una sustancia que confiere rigidez a la madera. El objetivo de los estudios es usarla como materia prima para la producción de resinas plásticas, que sirven para la fabricación de piezas como vasos, embalajes y juguetes.

Si la investigación tuviera suceso, los biopolímeros, también llamados “polímeros verdes”, a base de fuentes renovables, como la lignina, podrían dejar atrás la era de las resinas hechas con derivados del petróleo que amoldó la sociedad en los últimos 50 años.

Las petroquímicas brasileñas decidieron abrir un frente de investigaciones en este campo. Ellas siguen una onda emprendida por diversas compañías que ya poseen plantas-pilotos. La única unidad en escala industrial en operación es la de NatureWorks, iniciada en 2001, que inicialmente era un joint-venture entre las americanas Cargill y Dow Chemical, pero esta última dejó la asociación hace unos años.

La primera explicación para el boom actual de las investigaciones sobre “plástico verde” es un tanto obvia. Debido al alto precio que el petróleo acusó en los últimos tiempos, las empresas evalúan el costo económico de utilizar la caña de azúcar, el maíz o los aceites vegetales como insumo para la producción de plásticos.

Relegado al campo técnico, la iniciativa aún embrionaria del grupo Suzano podrá dar un gran impulso a la industria. El grupo tiene tradición en la investigación de celulosa de eucalipto, cuyos costos de producción son uno de los más bajos del mundo. Otra razón es que la lignina no compete con alimentos, como maíz o azúcar. Actualmente, la sustancia ha servido como combustible para mover la caldera de las plantas que producen celulosa.

El proyecto da un destino más noble a lignina. La industria de celulosa gasta mucho esfuerzo en procesos químicos y mecánicos para separar la lignina, que representa cerca de un

15% de la madera, de la celulosa. Por sus propiedades, la lignina funciona como un "pegamento" uniendo las fibras de la madera. Tal sustancia podría servir como insumo para la producción de plásticos.

Otras empresas petroquímicas ya están más adelantadas y planean novedades para los primeros meses de 2007. Braskem, la mayor petroquímica de América Latina, controlada por el grupo Odebrecht, debe anunciar su primer producto patentado obtenido con materia prima renovable, probablemente un embalaje hecho a partir del etanol obtenido de la caña de azúcar.

La tecnología no debe ser muy diferente de la producida por Salgema en los años 80, hoy unidad de Braskem. Algunos ejecutivos de la empresa ya dieron pistas diciendo que el producto llegará al mercado con un margen adicional sobre el costo de producción, señalando que aún no tiene condiciones de competir en igualdad con la resina hecha de nafta, subproducto del petróleo.

Braskem tendría planes para poner en breve a funcionar una planta-piloto. *"El mercado tomó una velocidad muy grande los últimos años y creo que en cuatro o cinco años ya tendremos biopolímeros en condiciones de precios bien competitivos"*, opina el ingeniero de desarrollo del proceso de Braskem, Antonio Luiz Morschbacker, uno de los responsables de la empresa en ese campo. De acuerdo con Morschbacker, los costos son aún caros en relación la proceso normal, pero el desarrollo tecnológico acortó esa diferencia. *"Hoy, los precios son de una 30% a 200% más altos que los plásticos normales. Sin embargo, esa diferencia fue mucho mayor hace diez años"*, dijo.

Braskem es una de las empresas que forma parte un consorcio que busca medios para reducir el "gap" tecnológico para la fabricación de resinas a la base fuentes renovables. Una de las grandes ventajas de Brasil es el bajo coste para producir etanol dada las ventajas comparativas para producción de caña de azúcar.

## Dow Chemical y el aumento de las brasileñas en Argentina

Ante la escasez de resinas termoplásticas prevista por los especialistas para el fin de esta década en Argentina y la amenaza de la entrada de productos brasileños, Dow Chemical decidió acelerar los estudios de un proyecto de expansión de su complejo petroquímico en Bahía Blanca, al sur de Buenos Aires.

Mayor petroquímica de Argentina, la empresa americana busca materia prima para duplicar la capacidad de su unidad industrial, de 650 mil toneladas para 1,2 millones de toneladas por año. La inversión es estimada en cerca de 400 millones de dólares.

Según especialistas, el proyecto es vital para que Dow preserve su hegemonía no sólo en el mercado argentino, especialmente en el segmento de polietileno. Pero también para garantizar espacio en el mercado brasileño.

La dificultad de Dow es encontrar fuentes seguras de gas natural, una vez que Argentina vive amenazada por un "apagón" energético por falta de inversiones en la explotación de reservas de gas natural, también usado en residencias. Después de la crisis económica, la demanda de Argentina de resinas termoplásticas volvió a crecer, y las importaciones brasileñas amenazan dominar una parte mayor del mercado argentino.

*"La expectativa es que las petroquímicas brasileñas aumenten su participación del 30% a un 38% del consumo aparente en Argentina en 2007"*, proyecta el analista Otávio Carvalho, de la consultora MaxiQuim. Eso significa que las exportaciones deben aumentar de 180 mil

toneladas a cerca de 250 mil toneladas en 2007, lo que dará una facturación superior a los 350 millones de dólares a las petroquímicas brasileñas.

Argentina es considerada uno de los mejores mercados, después de Brasil. Los márgenes son muy similares y los costos de logística más bajos comparados a las operaciones "overseas". Desde el fin de año pasado, el gobierno argentino impuso una especie de control de precios para que las empresas petroquímicas locales ayudaran a contener la inflación. Los productores dan un descuento a los clientes sobre el valor de mercado de la resina: los precios por tonelada llegan a ser entre 200 y 300 dólares, menos que los 1,4 mil dólares del mercado internacional.

## Enfoque: Rusia y Bielorrusia pactan nuevos precios del gas

Rusia y Bielorrusia llegaron finalmente a un acuerdo sobre los precios del gas, minutos antes de que Moscú fuera a cortar el suministro. Según el pacto, alcanzado tras largos meses de forcejeo y agrias disputas, Bielorrusia pagará a Gazprom 100 dólares por 1.000 metros cúbicos de gas natural, por encima de los 46 dólares que estaba pagando hasta ahora. Bajo los términos del contrato, esa cota aumentará de manera gradual en los próximos años hasta alcanzar en 2011 niveles de pago similares a los establecidos para la Unión Europea, afirmó el director ejecutivo de Gazprom, Alexander Miller, citado por Interfax (1/1).

Aunque la profundización de las hostilidades empezaron cuando Gazprom oficialmente advirtió a Bielorrusia de que el plazo de vigencia del contrato de suministros de gas a esta república expira el 31 de diciembre (Kommersant, 27/12). El consorcio ruso calificó de irresponsable el comportamiento de las autoridades de Minsk. Preparándose para cerrar el grifo en la tubería por la que el gas ruso se conduce a Bielorrusia, Gazprom de antemano acumuló los volúmenes necesarios de gas en los depósitos ubicados en las repúblicas bálticas de la antigua URSS y en Alemania.

Hasta ese momento Moscú y Minsk emitían declaraciones oficiales y no oficiales en las que las partes reiteraban la voluntad de llegar a una fórmula de compromiso. En la cumbre de la CEI, celebrada en Minsk el pasado 29 de noviembre, el presidente ruso, Vladimir Putin, sugirió un nuevo esquema de suministros de gas a Bielorrusia a los precios de mercado. Se suponía que al contratar los suministros a un precio de 200 dólares por 1.000 metros cúbicos, la parte bielorrusa pagaría 80 dólares, compensando el resto con la cesión a Rusia de la participación del 50% en el capital social de la compañía Beltransgas. El precio de la transacción ascendía a 2,5 mil millones de dólares.

*"Bielorrusia no puede pagar lo mismo que los europeos, el precio para nosotros debe responder enteramente al espíritu de la unión de los dos estados para una real integración económica",* expresó el ministro de Energía, Alexander Agueev.

Resulta evidente que hay connotaciones políticas en las exigencias de Gazprom. *"El arancel a la exportación de gas para Bielorrusia quedó abolido por Moscú con el fin de facilitar la creación del espacio económico común en el territorio de los dos países -dice el analista de MDM Bank, Andrei Gromadin-. Pero el proyecto no cuajó en realidad y Gazprom quiere recuperar lo perdido"* (The Moscow Times, 29/12). *"Gazprom promueve la política de presiones*

sobre Bielorrusia, dando a entender que todo podría acabar mal para esta república", afirma el analista de Rye, Man & Gor Securities, Konstantin Cherepanov.

La vulnerabilidad de la postura mantenida por Rusia consiste en el intento de hablar con Bielorrusia, su aliada más próxima, desde una posición de fuerza y a través de presiones obvias. "Gazprom debería haber iniciado una subida paulatina de las tarifas para Minsk hace cinco años, en lugar de cuadruplicar el precio de una vez. En todo lo demás, Moscú tiene razón: Bielorrusia es un Estado independiente y ha de pagar un precio de mercado por los hidrocarburos", sostuvo un analista a Ria Novosti (30/12).

"Durante el período de la Guerra Fría, Moscú amenazaba con las armas; hoy en día, ante la creciente competencia en la industria global del gas y el petróleo, hace una exhibición de su poderío energético, lo cual asusta a Europa" sostuvo en un editorial La Tribune, (29/12). Por lo tanto, Occidente prefiere erigirse en defensa de la parte débil aunque en el caso de Bielorrusia el asunto es más ambiguo: es un país aislado del mundo occidental y la única "dictadura" en el continente europeo.

Para ABC (31/12) "el Kremlin creía, además, que la maniobra iba a ser sencilla al ver a Lukashenko completamente aislado. Rusia se ofrecía como la única tabla de salvación del tirano. Pero los estrategas moscovitas se equivocaron en sus cálculos. El régimen bielorruso no tiene intención de diluirse dentro del imperio de Putin como un azucarillo. Lukashenko ha estado posponiendo la convocatoria de un referéndum para la re-nificación con Rusia".

Leonid Zaiko, director de un centro bielorruso de análisis estratégico, compara la situación del Gobierno de Bielorrusia con la de un boxeador arrinconado, a la espera de que termine la ronda de turno. Según él, Minsk hará un intento por diluir el tiempo hasta que en Rusia empiece la campaña electoral y hasta aceptará hacerle a Moscú algunas concesiones mínimas. La experiencia demuestra que todas las fuerzas políticas en Rusia se pondrán a defender al país vecino, como aliado último de Moscú, por lo cual será posible evitar la introducción de sanciones drásticas.

## Ecuador: El futuro de la producción petrolera del Amazonas y la moratoria

El presidente electo Rafael Correa no es un ultradefensor de declarar una moratoria petrolera en la Amazonia ecuatoriana, la principal fuente de extracción de petróleo del país. El Comercio (27/12) sostiene que la decisión del gobierno es más dura que la caducidad del contrato de Occidental o el no haber firmado el TLC con EE.UU. Es repensar la política petrolera para sostener la moratoria extractiva en la zona centro sur de la Amazonia ecuatoriana.

Correa, quien se mostró partidario de defender los derechos ancestrales de los pueblos indígenas, consideró que se debe hacer un balance entre lo positivo y lo negativo de la actividad petrolera. "Cuidado que por no extraer petróleo no vayamos a tener recursos para financiar la educación o la salud", dijo a La Hora, 28/12. Es que la alternativa de declarar una moratoria puede resultar más costosa que los efectos derivados de la producción petrolera. Esta moratoria estará atada a una suspensión del servicio de la deuda externa, según el plan de gobierno del Presidente electo, pues los recursos que deja la venta del petróleo se direccionan al servicio de estas obligaciones con poca eficiencia en el gasto a sectores sociales.

La posición de la moratoria se sustenta en que las reservas potenciales de petróleo en el país son un recurso no renovable que, dependiendo de la tasa de extracción de crudo y las tecnologías que se utilicen, puede durar unos 25 años. Correa consideró que la ciudadanía debe exigir que la explotación de crudo se la haga con tecnología de punta "*que sí la hay*" para extraer petróleo con el mínimo impacto al ambiente, y que no ocurra grandes efectos como en el pasado.

La moratoria petrolera, de mínimo tres años, es impulsada por la Coordinadora Ecuatoriana de organizaciones para la Defensa de la Naturaleza y el Medio Ambiente, propuesta que en determinados momentos ha sido defendida por cercanos colaboradores a Correa. El pedido se basa en la defensa y conservación del medio ambiente.

Luego de 30 años de exploración petrolera en el nororiente de la Amazonia (área de Petroproducción y de las privadas con contratos de participación) ni los asentamientos ni el uso de los recursos naturales están debidamente controlados por el Estado, por las petroleras y por la sociedad civil, explica Amanda Barrera de Jorgenson, en su artículo "El petróleo: ¿amenaza u oportunidad para la conservación?".

Si se llega a aplicar la moratoria petrolera, implicaría que Petroecuador dejaría de lado la licitación para explorar y explotar crudo en los campos del suroriente de la Amazonia, y proyectos como el eje Ishpingo-Tambococha-Tiputini, (con reservas probadas de 960 millones de barriles de crudo pesado), Pañacocha y otros.

Wilson Pástor, analista petrolero, cree que el ITT no entrará. Para este bloque, ubicado junto al Parque Nacional Yasuní y el bloque 31, en operación de Petrobras, "*se sugiere una estrategia de negocios que minimice el impacto ambiental trabajando en conjunto Petrobras y Petroecuador*". Añade que los presidentes de Brasil, Lula da Silva, y de Ecuador (electo), Rafael Correa, se comprometieron en desarrollar este bloque petrolero (El Comercio, ídem).

René Ortiz, presidente de la Asociación de la Industria Hidrocarburífera, cree que una moratoria es simplemente imposible en términos prácticos. El Estado necesita reponer las reservas que consume anualmente para satisfacer la demanda de combustibles interna y otros gastos presupuestados por el Gobierno.

## Actividad productiva y medio ambiente

¿Cómo se puede conciliar la actividad productiva y la defensa del medio ambiente? No se encuentra un razonamiento objetivo que lleve a una conclusión extrema de incompatibilidad entre la explotación petrolera y el control ambiental. Las compañías petroleras están sometidas en todo el mundo a regímenes muy severos de protección del medio ambiente. Hay normas internacionales y veedurías de organismos como las NN.UU. que ponen en jaque a aquellas que por cualquier motivo demuestran desidia o irresponsabilidad en el cuidado del medio en el que están trabajando.

Ahora, en los directorios de esas empresas y en las juntas de accionistas se conocen de manera particular los informes relativos al cuidado ambiental de expertos independientes, pues la legislación mundial actual impone sanciones fuertes y severas que pueden implicar cambios significativos en el valor de las empresas y con ello daño en los patrimonios privados.

En el Ecuador, casi todos los últimos casos de agresión a la riqueza ecológica tienen su origen en campos bajo la explotación de Petroecuador. Sin embargo, los organismos encargados

del cuidado ambiental no han tomado las acciones legales o impuesto las sanciones que merecen los responsables de estos daños. El mensaje ha sido de impunidad.

Una segunda reflexión involucra la coherencia entre este planteamiento, las necesidades fiscales, las ventajas del mercado internacional y el apareamiento de fuentes alternativas de energía, y ahí asoman inconsistencias o peligros innecesarios de asumir como es el caso de perder ingresos fiscales de un nivel singular dadas las condiciones del mercado petrolero mundial, o guardar una riqueza que en el futuro puede perder su valor estratégico.

## Chile: ENAP presenta el plan para el periodo 2007-2011

*\* ENAP aspira a incrementar en 50% el valor de la compañía hacia el 2011, lo que implica pasar de US\$ 3.442 millones a US\$ 5.481 millones en el quinquenio*

*\* En 2007 Enap decidirá si incorpora a privados en la exploración de gas natural que realiza en el Lago Mercedes*

Un ambicioso plan de negocios anunció la Empresa Nacional de Petróleo (Enap) para el periodo 2007-2011. El plan estratégico de la petrolera estatal chilena considera inversiones por 4.500 millones de dólares que piensa concretar en conjunto con socios privados (La Tercera, 29/12). De ese monto, US\$ 2.319 millones serán financiados con recursos propios que serán destinados a la exploración y producción de hidrocarburos (petróleo y gas) en Chile y en mercados externos, a la ampliación de la capacidad de las refinerías y a mejoras de logística y comercialización. Los restantes 2.181 millones de dólares corresponden a proyectos que se realizarán en asociación con privados que se realizarán en asociación con privados y que se materializarán en el ámbito del gas natural licuado y generación eléctrica.

La cifra de inversión representa un aumento considerable respecto de la ejecución del plan de inversiones 2002-2006, cuando la compañía desembolsó alrededor de 2.000 millones de dólares.

Uno de los objetivos emblemáticos propuestos por Enap es incrementar en 50% el valor de la compañía hacia el 2011, lo que implica pasar de US\$ 3.442 millones a US\$ 5.481 millones en el quinquenio. Además, el plan estratégico considera un traspaso de excedentes al Fisco de US\$ 1.074 millones entre 2007 y 2011.

*"Queremos mantener el liderazgo en el mercado chileno, alcanzar un crecimiento sostenido en reservas y producción de petróleo y gas, fortalecer el acceso a la distribución y ganar sinergias a través del desarrollo de alianzas",* detalló el presidente Enrique Dávila a La Segunda (29/12).

Entre los principales proyectos de Enap para el próximo quinquenio figura la Terminal de regasificación de GNL que la petrolera impulsa junto con Endesa y Metrogas en Quintero (V Región). En enero comenzará la construcción de la planta y que a finales de 2008 estará disponible el GNL, antes de lo previsto inicialmente. *"Adelantar la puesta en marcha aumentará en 10% el costo original del proyecto".* Esta iniciativa requerirá 400.000 millones de dólares.

Enap contempla también invertir US\$ 400 millones en una nueva planta de coker en Aconcagua, la que tendría una capacidad para procesar unos 30 mil barriles de crudo al día y estaría operativa en 2011 (El Mercurio, 29/12). Además prevé invertir unos US\$ 250 millones para duplicar la capacidad de procesamiento de la planta refinadora de coker Petropower y llevarla hasta los 20 mil barriles diarios. Esta planta también genera energía y pasará de producir 75 MW a 125 MW. La estatal también tiene en carpeta la construcción de dos plantas de azufre, las que requerirán una inversión de US\$ 80 millones, y una nueva planta de hidrógeno, que demandará otros US\$ 100 millones.

Otro de los proyectos que tiene en carpeta Enap es la planta de ciclo combinado que construirá en la V región, en asociación con Copec y British Gas. Dávila precisó que la iniciativa se encuentra en la etapa de factibilidad –fase en la cual se definirá la inversión- y con ella la estatal prevé participar en la licitación de suministro que en junio realizarán las distribuidoras eléctricas. Asimismo, la empresa reforzará la exploración y explotación de hidrocarburos en Egipto y Ecuador (ver más abajo), y evalúa instalar en Venezuela una refinería de crudo pesado. El gerente general de ENAP Sipetrol, Nelson Muñoz sostuvo en una entrevista con El Diario Financiero (20/12) que la petrolera estatal de ese país, PDVSA, está interesada en asociarse con ENAP para explotar yacimientos de petróleo ultra pesado que se encuentran en ese país, se pretraten, y luego sean refinados en Chile. *“A Venezuela le interesa que sea ENAP la que saque ese crudo pesado y las lleve a sus refinerías y nosotros estamos interesados en profundizar esa conversación, pero la decisión se tomará en el transcurso de 2007”*, sostuvo.

Aunque no forma parte de los objetivos centrales para 2011, Enap también evalúa ingresar al negocio de la distribución. *“El mercado chileno es muy consolidado y competitivo, si alguna empresa estuviera dispuesta a vender, analizaríamos la posibilidad”*, dijo Dávila. *“Invertir (en distribución en Chile) partiendo de cero tiene un alto costo de entrada y no nos interesa, pero si alguna compañía quisiera vender, siempre vamos a estar atentos a eso”*, afirmó Enrique Dávila (El Diario Financiero, 29/12). En los últimos años la petrolera estatal ha adquirido el know how para la administración de este tipo de negocio junto al Grupo Romero, primero en Perú, y luego en Ecuador. Asimismo, cuando Shell estuvo negociando la venta de sus estaciones en Chile y Argentina, Enap junto a Copec analizaron la posibilidad de adquirirla y dar un golpe de timón a su intención de ingresar a este mercado en el país.

Además, Enap estudiará la opción de entrar en el negocio de los biocombustibles. El eventual ingreso dependerá del marco legal que se apruebe.

En 2007 Enap decidirá si incorpora a privados en la exploración de gas natural que realiza en el Lago Mercedes (XII Región). También durante el próximo año Enap informará sobre el nivel de reservas probadas y probables del hidrocarburo en la Región de Magallanes. *“Hemos desarrollado un modelo para Magallanes que dice que tiene un potencial enorme de gas para producir. En lago Mercedes encontramos petróleo y gas. Si soy capaz de producir un volumen de petróleo, diseño una infraestructura para sacar el crudo, transportarlo por camiones y luego se construye la tubería para el gas, eso estamos tratando de hacer, pero necesitamos, perforar un pozo más”*, explicó Nelson Muñoz a Economía y Negocios (16/12).

## **Sipetrol, estandarte de la expansión internacional de ENAP**

Importantes desafíos vienen para Sipetrol, la filial de explotación y producción internacional de ENAP. Esta área de negocio es una de los responsables de la creación de valor

de la compañía estatal con positivos resultados. Este año esperan alcanzar utilidades de entre 60 y 70 millones de dólares, mientras la línea de exploración y producción está avaluada en US\$ 1.000 millones, representando el 30% del valor de Enap. De ahí que los planes futuros futuros sean tan relevantes para la compañía.

Uno de los mayores desafíos de Sipetrol están en extranjero, en donde ya participan en Argentina, Ecuador, Egipto e Irán, países que este año esperan aportar del orden de 9 millones de barriles de crudo. Dentro de las nuevas oportunidades de negocio está la posibilidad de volver a incursionar en el mercado venezolano, del que salieron a comienzos de 2000.

Dentro de las operaciones una de las más prometedoras es Ecuador, donde en alianza con PetroEcuador operan dos yacimientos de crudo. La apuesta es incrementar la producción que actualmente alcanza los 3 millones de barriles al año. *"Ecuador representa casi el 10% del Ebitda de ENAP, está representando el 25% de Sipetrol, y rápidamente reemplazando a Argentina. Hemos propuesto al Estado ecuatoriano inversiones y ellos las están evaluando"*, dijo Muñoz. Egipto El medio Oriente y Norte de África concentran el 70% de las reservas de crudo del mundo, razón por la cual Sipetrol decidió aterrizar en estas tierras en 1996. El país elegido fue Egipto, por cuanto ofrecía oportunidades a empresas más pequeñas. Y no se equivocaron: *"hemos tenido la mayor tasa de descubrimiento, alrededor de un 60%, esto significa que de cada dos pozos que perforamos en 1,5 descubrimos petróleo"*. Esto se ha traducido en que a la fecha la compañía se ha adjudicado 3 bloques de explotación. El North Bahariya donde han descubierto 3 yacimientos, con 9 pozos en producción, de los cuales obtienen 5.000 barriles diarios; El Diyur donde tienen dos yacimientos con 8 pozos de producción y 2.000 barriles diarios de producción; y el más reciente bloque adjudicado, East Rast.

El primer país en el que ENAP Sipetrol focalizó sus actividades de exploración y producción a nivel internacional fue Argentina. En este país a mediados de los 90' explotaba yacimientos de petróleo e incluso tenía participación en gas natural a través del consorcio de Sierra Chata, participación de la que tuvo que desprenderse. Hoy sus actividades en Argentina se concentran en actividades *off shore* con Repsol YPF y además explota en tierra 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. De ahí que la perspectiva de Sipetrol es que sea Ecuador el país que ocupe el sitio de supremacía que aún tiene el país trasandino.

## **Brasil: Shell declara la viabilidad del crudo pesado de la Cuenca de Santos**

Antes de finalizar el año, se confirmó la viabilidad de la explotación comercial del bloque BS-4, donde descubrió petróleo pesado y viscoso en aguas ultra profundas. Shell, que controla el bloque y tiene como socias a Petrobras y Chevron, aún no tiene la previsión de las inversiones para iniciar la producción en el área, en la Cuenca de Santos. El BS-4 se encuentra a 200 kilómetros de Río de Janeiro y próximo a Araruama (Valor, 29/12).

En 180 días, Shell presentará a la Agência Nacional do Petróleo (ANP) el *"concepto de desarrollo"* del área. La inversión va a depender de los precios practicados en el mercado cuando comenzarán las contrataciones de los equipos y servicios. El BS-4 es uno de los bloques negociados en la Ronda Cero, antes de la creación de la ANP.

Shell sólo será capaz de agregar a su *book* las reservas del BS-4 una vez que el programa de desarrollo sea presentado, dijo a Dow Jones Newswires (29/12) Mónica Araujo, analista petrolera de Ativa brokerage en Rio. *"Pero la declaración de viabilidad comercial es positiva para todas las empresas implicadas"* dijo Araujo. *"Esto demuestra en algún punto que pronto, ellas añadirán nuevas reservas"*.

*"El existo del proceso aumenta. Esto es dar más incentivos para más estudios sísmicos"* dijo Araujo. *"Las inversiones de las empresas extranjeras en Brasil comienzan a dar resultados"*.

El petróleo del BS-4 tiene 14 grados, de acuerdo con a escala del American Petroleum Institute (API). Por los criterios API, mientras más próximo a 50 grados que esté el indicador, mejor la calidad del óleo y mayor su valor comercial.

Las reservas en el bloque fueron estimadas en 1,6 billones de barriles de petróleo pesado, siendo de ese total, sólo entre 300 y 500 millones recuperables de acuerdo a los cálculos preliminares de la consultora Word Mackenzie. El descubrimiento en el área fue anunciado hace cinco años por la propia Shell.

En comunicado oficial, el vicepresidente de explotación y producción de la Shell, John Haney, afirma que los socios aún tendrán que evaluar mejor los yacimientos y desarrollar sistemas de producción factibles. *"Estamos satisfechos en dar más este importante paso en el Proyecto BS-4. La declaración de comercial es el resultado de todo el trabajo hecho por la Shell y compañeros en el bloque"*, dice el ejecutivo (Estado do Sao Paulo, 29/12). Después de declarado económicamente viable, un campo de petróleo y gas puede llevar de tres a diez años para comenzar a producir, dependiendo del ritmo de las inversiones y de la complejidad del área.

Petrobras, dueña original del área, ya había anunciado un descubrimiento en 1993. Las características del local y del petróleo pueden explicar en parte la tardanza en la producción, que además de demandar tecnología para retirar el insumo, sólo es rentable con los altos precios del barril en el mercado internacional.

Shell ya produce 35 mil barriles de petróleo por día en Brasil, en los campos Bijupirá-Salema. En diciembre del año pasado la angloholandesa declaró la viabilidad comercial de explotación del bloque BC-10, en la cuenca de Campos, que debe comenzar a producir una vez finalizada la década. ANP aprobó en octubre el plan de desarrollo del BC-10 y sólo ahora los contratos de producción comienzan a ser suscritos. Ese bloque está localizado en las profundidades del agua en los límites de 1.500 a 2.000 metros, a 120 kilómetros de la ciudad de Vitoria en el estado Espirito Santo, al norte de Río de Janeiro.

Con ese nuevo anuncio, Shell consolida, siempre en asociación con Petrobrás, su liderazgo entre las compañías que llegaron a Brasil con la apertura del sector de petróleo.

## **Petrobrás termina el año con la viabilidad de 2,1 mil millones de barriles de crudo**

Petrobras confirmó antes de terminar el 2006 la viabilidad comercial en Brasil de 2,1 mil millones de barriles de óleo equivalente (sumado al gas) en 2006. El Volumen, que representa un 16% de las reservas brasileñas actuales, está dividido en 19 nuevas áreas en la Cuenca de Santos, Campos y Espirito Santo.

Los yacimientos son suficientes para reponer los 750 millones de barriles de crudo equivalente a los producidos durante el año y añadir nuevas reservas al stock brasileño de petróleo y gas, hoy calculado en 13,2 mil millones de barriles.

*"Para mantener la autosuficiencia sin perder reservas, Brasil necesita descubrir entre 800 millones y 1.000 millones de barriles por año"* calcula el geólogo Giuseppe Bacocoli, de la Universidad Federal de Río de Janeiro (UFRJ), contando ya con el aumento del consumo nacional de derivados, actualmente de 1,85 millones de barriles por día.

Prácticamente todas las reservas están en bloques exploratorios concedidos a Petrobras antes del fin del monopolio estatal, conocidos como bloques azules, que andan con el plazo de evaluación vencido. La estatal y sus socios, por lo tanto, deberían declarar la comercialidad de los yacimientos en la región bajo riesgo de tener que devolver las concesiones.

Petrobrás y Shell sólo declararon la comercialidad de las nuevas áreas a la ANP, lo que significa que se comprometen a invertir en la extracción de las reservas, pero aún no definieron cuanto van a costar, ni los proyectos de ingeniería de los nuevos campos. En la evaluación de especialistas, estos yacimientos sólo entrarán en operación en la próxima década (Estado de Sao Paulo, 30/12).

Petrobras, sin embargo, puede anticipar algunos de los descubrimientos principalmente los de gas natural. En Espírito Santo, hay dos campos bautizados Carapó y Camarupim. Otras dos acumulaciones descubiertas este año serán anexadas a los campos Golfinho y Canapé, descubiertos en los últimos años y ya en proceso de desarrollo. En total, fueron encontrados 560 millones de barriles de crudo equivalente en la región, que tuvo también tres campos descubiertos en tierra.

La mayor parte de las reservas están en la cuenca de Campos, que tendrá ocho nuevas áreas, con volúmenes recuperables estimados en 1,37 mil millones de barriles de crudo. Cuatro campos (Catuá, Caxaréu, Mangangá e Pirambú) están situados en el antiguo bloque azul BC-60, donde ya existe una provincia petrolera bautizada Parque das Baleias. El campo de Maromba fue encontrado en el BC-20, donde la estatal tiene asociación con la americana Chevron; Carataí y Carapicu, en el BC-30. Los dos bloques también fueron concedidos en los tiempos de monopolio. Otra área será anexada al campo de Ballena Azul, en el Parque das Baleias (Folha do Sao Paulo, 29/12).

En Santos, la empresa confirmó la existencia de tres reservas en el bloque BS-500, una de sus principales apuestas recientes, bautizados Tambuatá, Pitapitanga, e Carapiá. La región, frente al litoral del Río, fue escenario de una extensa campaña exploratoria los últimos años, que encontró acumulaciones de gas y petróleo de buena calidad. Además de eso, un nuevo yacimiento de gas fue encontrado más al Sur, frente a São Sebastião, y será anexionada al campo de Mexilhão. Según estimativas del área de explotación y producción, Petrobras tiene aún cerca de 10 mil millones de barriles a descubrir en su portafolio exploratorio.

## **Cifras y Notas del Sector:**

India y EE.UU. se informarán mutuamente sobre el estado de sus hidrocarburos (Hindustan Times, 26/12)

Los gobiernos de India y Estados Unidos suscribieron un acuerdo para informarse mutuamente sobre el estado de sus reservas y su producción de petróleo y gas natural. En una línea similar al reciente acuerdo de cooperación nuclear, ambos países se informarán mutuamente sobre su capacidad de refino, sus importaciones y exportaciones, e intercambiarán estadísticas sobre sus reservas y producción de hidrocarburos.

. De acuerdo con funcionarios, el intercambio de información será "*razonablemente equilibrado*". Además, Nueva Delhi firmó un acuerdo similar con China, bajo los principios, según el documento del pacto, de "beneficio mutuo" y de "*relación institucional cooperativa*". El pacto indo-chino supera al acordado por la India con los Estados Unidos, en el sentido de que incluye actividades de investigación y desarrollo aplicables al petróleo y al gas natural. La noticia se produce después de la firma por Bush, el pasado día 18, del pacto que permitirá enviar a la India combustible nuclear y tecnología atómica para uso civil.

**Ecopetrol invertirá 5 millones de dólares en la búsqueda de crudo en Perú (El Tiempo, 27/12).**

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. "*Las negociaciones (de Ecopetrol) con esta empresa, que ya está explorando en este lote, podrían concluir en el primer trimestre del próximo año, pues están avanzando favorablemente*".

Desde hace ocho meses Ecopetrol está evaluando las posibilidades de un lote, ubicado en la cuenca del Maraón muy cercano a la frontera con Colombia y, de concretarse, la petrolera colombiana invertiría cinco millones de dólares en el primer año. Ecopetrol y su similar peruana Petroperú están a punto de suscribir un acuerdo para impulsar una sinergia en fases de exploración, de explotación de gas y petróleo, gestión comercial y biocombustibles entre las dos compañías.

Petroperú busca solucionar los problemas de abastecimiento energéticos de Iquitos, principal ciudad de la amazonía peruana, que se halla a más 3.000 kilómetros de la más cercana refinería peruana (Talara, costa norte) mientras que la de Barrancabermeja y la de Manaos están más cerca.

Actualmente Colombia produce 530.000 barriles diarios de petróleo, de los cuales 320.000 los extrae directamente Ecopetrol, en tanto que los restantes 210.000 corresponden a las extracciones de las multinacionales asociadas.

**Bolivia: Record en exportación de hidrocarburos (La Razón, 31/12)**

El 2006 cerrará con un récord en la exportación de hidrocarburos. Un informe de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos (CBH) señala que, a diciembre de este año, las exportaciones de gas natural, líquidos y condensado alcanzarán los \$us 2.030,5 millones.

Según esta proyección, esta suma representa el 50% del total de las exportaciones bolivianas. "Se proyecta que a diciembre de la presente gestión las exportaciones totales pasarán los \$us 4.000 millones, donde los hidrocarburos alcanzarán los \$us 2.030,5 millones", indica la CBH.

Entre enero y octubre de este año, las exportaciones sumaron \$us 3.393 millones, de los que un 49,9 por ciento (\$us 1.692,05 millones) correspondieron a las ventas de hidrocarburos, principalmente de gas natural.

El informe de la CBH precisa que, de ese monto, \$us 1.372,98 millones correspondieron a exportaciones de gas natural y \$us 293,28 millones a la exportación de líquidos y condensado. Precisa que el aumento de las ventas vinculadas a este sector se debe no sólo al gradual incremento de los volúmenes de gas exportados, sino también a la "excepcional" subida del precio internacional del petróleo en los últimos siete años.

*"La expansión del valor de las exportaciones deriva tanto del gradual incremento de volúmenes de gas natural exportados (de 15,4 MMm3d de promedio en 2003, a 31 MMm3d en promedio el 2006), principalmente a Brasil, como del incremento de precios de exportación de gas",* agrega.

La entidad recuerda que se ha pasado de un coste promedio por barril de 19,25 dólares en 1999 a los 66,15 dólares el 2006. Lo mismo ha sucedido con el precio del gas natural que Bolivia exporta a Brasil, que era de 1 dólar por millón de unidad térmica británica (BTU) en 1999 y el 2006 se situó en un promedio de 4,03 dólares por millón de BTU.

Bolivia consiguió también en octubre un acuerdo con Argentina para subir el precio del gas que le vende hasta los 5 dólares por millón de BTU.

En su evaluación de fin de año, la Cámara de Hidrocarburos señala que las exportaciones de gas natural se han incrementado en más de \$us 1.500 millones en los últimos siete años, desde una base de \$us 119,95 millones en 1999, hasta los \$us 1.678 millones estimados para fines de la presente gestión.

*"De este incremento en el valor total de las exportaciones de gas natural —de 1.300 por ciento entre 2000 y 2006—, un 33,5 por ciento deriva del aumento de volúmenes exportados y un 66,5 por ciento del incremento de precios de exportación",* añade. A parte de los hidrocarburos, la exportación de manufacturas (\$us 1.109,40 millones) y los minerales (\$us 771,31 millones) se constituyen en los pilares de la economía boliviana.

## **Statoil encuentra gas costafuera de Venezuela (El Universal, 29/12)**

La petrolera estatal noruega Statoil dijo que encontró gas seco en un pozo de exploración costafuera en Venezuela, aunque agregó que todavía es demasiado pronto para estimar su potencial. "Statoil ha completado la perforación de Cocina-2X, como parte de una campaña de exploración de tres pozos en el Bloque 4 de la Plataforma Deltana, costafuera en el este de Venezuela", dijo el grupo energético en un comunicado.

Statoil posee una participación del 51 por ciento en el Bloque 4, mientras que el restante 49 por ciento es de la petrolera francesa Total.

