

Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial

Del 12 al 19 de septiembre de 2008

Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Análisis I:</u> ¿Hay vida después de la caída de los precios del petróleo? De la abulia de los precios bajos a la superabundancia de los tres dígitos, y viceversa	3
✓ <i>En plena turbulencia global, Brasil sigue adelante con los proyectos del pre-sal</i>	5
✓ <i>¿Siguen siendo viable la explotación de las arenas bituminosas canadienses?</i>	8
✓ <i>Empresas como Tidewater se aprestan a encarar el nuevo boom de infraestructura petrolera</i>	10
✓ <i>Brasil: El viejo dilema de exportar gas o destinarlo para la industria petroquímica</i>	11
✓ <i>La demanda petrolera china caerá en 2018 tras la industrialización y urbanización</i>	12
<u>Análisis II:</u> ¿Es la biotecnología la solución china para evitar las importaciones de soja y asegurar la seguridad alimentaria?	14
<u>Análisis III:</u> Petroecuador y la diversificación del riesgo exploratorio	17
✓ <i>Alianza trinacional para producir gas natural en Bolivia</i>	19
<u>Análisis III:</u> Francia lanza el proyecto Futuro para optimizar la producción de biocombustibles de segunda generación	20
Commodities	22

Análisis I: ¿Hay vida después de la caída de los precios del petróleo? De la abulia de los precios bajos a la superabundancia de los tres dígitos, y viceversa



Es asombroso como rápidamente nos acostumbramos al petróleo caro. Pero ¿porqué tan caro? cuando el petróleo subió a los precios más alto de todos los tiempos en julio (147 dólares por barril), nuestro planeta adicto al petróleo pareció al borde de un suicidio económico. Entonces vinieron las ventas masivas de la especulación que encontró en el dólar un nuevo nicho. El precio actual de 100 dólares, y a la baja, cambió, al parecer, el negocio. Si no pertenece a la industria petrolera, relájese. Excluyendo una guerra en Medio Oriente, el nuevo petróleo "caro" podría ser de 90 dólares por barril y el nuevo "normal" entre 60 o 70 dólares.

A finales del año pasado, algunos analistas sostenían que los precios del petróleo podrían llegar a los 200 dólares el barril para finales de este año. En los últimos días, el presidente de la compañía petrolera italiana ENI, Paolo Scaroni, dijo que los precios podrían bajar rápidamente tan bajo como 70 dólares por barril¹. Scaroni asume que los precios del petróleo serán tan bajos como 65 dólares por barril en 2012, según el cálculo para seguir adelante con un proyecto de exploración y producción costosa. ENI considera que el precio se elevará aproximadamente 2% un año después. Para otras empresas e inversionistas, el "swift turnaround" en los precios fue un recordatorio de la imprevisibilidad de los precios de la energía. Para The Wall Street Journal, la caída del precio del barril parece estar preparando una sacudida del mapa geopolítico y aliviar el precio de la gasolina².

La caída del precio del barril viene en momentos que los inversores digieren el derrumbe de Lehman Brothers. La crisis financiera (con la estatización Fannie Mae y Freddie Mac, la bancarrota de Lehman Brothers, la compra de Merrill Lynch) finalmente tomó el relevo del rally del petróleo. La crisis que vive Wall Street afecta a las economías asiáticas, reduciendo la velocidad de la demanda global de petróleo. La crisis financiera en Estados Unidos está provocando, según la consultora JBC, que se esté primando la disposición de liquidez, lo que estaría causando que los inversores con intereses en los mercados de materias primas estén reaccionando para liberar activos líquidos.

Además de eso, un petróleo más barato también significa una caída de los ingresos con exportaciones que debe bajar de la cresta de los países productores como Irán, Venezuela y Rusia, que usaron sus crecientes ingresos para expandir la influencia política o fortalecer sus frágiles economías. Pero si la caída continua, puede crear desafíos de largo plazo para varios intentos de ampliar el suministro mundial. El impulso de impulsar combustibles alternativos o aumentar la eficiencia del uso puede disiparse rápidamente si el precio declina aún más.

¹ The New York Times, "Crude Oil Declines, Trading Below \$100", (15/9)

² The Wall Street Journal, "New Turnaround in Oil Prices Isn't All Good News", (18/9)

Fuera de la OPEP, la industria petrolera falla en producir más; un derrumbe de los precios del crudo terminaría con la búsqueda de petróleo en muchos lugares. Los galopantes costos y una escasez aguda de trabajadores cualificados ponen en riesgo el desarrollo petrolero futuro y podría mantener la presión ascendente en los precios del petróleo, dijo el presidente de la francesa Total al diario londinense The Times³. Christophe de Margerie dijo que los proyectos claves planificados por la multinacional francesa podrían caer de los *acceptable rates of return* si los precios del petróleo siguieran su disminución. De Margerie también explicó que baja precios del petróleo hacía relativamente costosa la extracción en Alaska o a la provincia canadiense de Alberta.



El ascenso de los costos de contrataciones offshore y materiales y una carencia desesperada de ingenieros hizo subir bruscamente el precio del barril, haciendo provechosa las inversiones en producción de gas y de petróleo en aguas profundas. En sólo cuatro años el costo por barril en las grandes instalaciones se triplicó, según cifras de la compañía francesa, generando muchas preguntas sobre la viabilidad de las importantes futuras inversiones en caso de una disminución continuada del precio del petróleo. "Necesitamos un precio de 70 dólares por barril para trabajar en Angola", dijo de Margerie. "Para el petróleo pesado, no más bajo que 90 dólares por barril".

Un argumento distinto da The Wall Street Journal (WSJ): las empresas de exploración de aguas profundas, que tienen que arrendar plataformas petroleras de perforación- no fueron disuadidos por los precios decrecientes. Cerraron contratos de largo plazo sumamente caros, y no puede alejarse de sus enormes inversiones en *deepwater energy*.⁴ Mientras, Morgan Stanley cortó los *price targets* de 22 compañías de equipos, perforación y servicios petroleros citando la contracción de los "*price-to-earnings*" (los precios por ingresos), los riesgos de reducción de la actividad de perforación de gas natural en Norteamérica en 2009 y los riesgos percibidos por la crisis económica mundial⁵.

³ The Times, "Skills shortages could force up oil prices", (12/9)

⁴ The Wall Street Journal, Ahead to the tape, "Consumers Likely To Lead a Cooldown", (12/9)

⁵ Trading Markets, "Morgan Stanley cuts price target on 22 oil service cos", (15/9)

La exploración petrolera de aguas profundas, como los proyectos de Total en Angola y los recientes descubrimientos de Petrobras en Brasil, fueron golpeados por el incremento de costos de contratación de acero y de las tarifas de arriendo de las naves de perforación de alta tecnología, que se elevaron a más de 500,000 dólares por día. Aunque en WSJ soslayan que se espera que las nuevas plataformas pronto lleguen a costar tanto como un millón de dólares por día.

En plena turbulencia global, Brasil sigue adelante con los proyectos del *pre-sal*

Los analistas estiman que el valor de Iara, un gigantesco descubrimiento anunciado recientemente por Petrobras, será de 5 dólares por barril por los costos pesados. El presidente de Petrobras José Sergio Gabrielli dijo que aún no se puede calcular el coste que tendrá la explotación de las nuevas reservas, pero a título comparativo dijo que cada módulo productivo para extraer 150.000 barriles diarios exigirá una inversión de hasta 7.000 millones de dólares. *"Este es uno de los motivos por los que los precios del petróleo probablemente no bajen"*, dijo un analista de un banco de inversión.

En los últimos días, Valor, diario del *establishment* financiero brasileño soslayó que la crisis financiera global no debe tener gran efecto en la oferta de crédito para que Brasil desarrolle las nuevas reservas petroleras⁶. El mayor riesgo es la escasez de recursos por la que el sector pasa por incertidumbres en relación a los cambios analizados por el gobierno en el marco regulatorio de la explotación de petróleo y de gas en el país.

"Puede haber turbulencias, pero el proyecto de Brasil es tan bueno, tan sólido, que no creo que faltarán recursos (para desarrollar la producción de petróleo)", dijo João Carlos de Luca, presidente del Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Armando Guedes, presidente del consejo de energía de la Federação das Indústrias do Rio de Janeiro (Firjan), también entiende que la crisis de los mercados no va a reducir la oferta de crédito para la explotación y producción de petróleo en Brasil. *"No veo un gran efecto de la crisis financiera sobre el sector. Si Brasil tiene juicio y hace reglas bastante claras, con percepción de que van a ser cumplidas, el recurso no va a faltar"*, dijo Guedes. El crédito sólo será escaso para la industria brasileña si los inversores extranjeros que perciban que las reglas *"no son muchas para valer"*.

El gobierno estudia la definición de las nuevas reglas para la explotación del pre-sal que pueden, inclusive alterar la ley del petróleo (9.478/97). Una comisión interministerial analiza el tema y deberá concluir los trabajos el próximo 30. *"Lo complicado es que la crisis coincide con la discusión sobre el cambio en el marco regulatorio. Hay que tener juicio para hacer los cambios de manera bastante clara para que no haya duda. Es preciso tener cuidado en la definición del marco regulatorio"*, dijo Guedes, que ya ocupó la presidencia de Petrobras.

Gabrielli dice que el mercado continúa ajustado entre oferta y demanda. *"Hay una demanda creciente en los países fuera de la OCDE (industrializados)"*, afirmó. Añadió

⁶ Valor, *"Exploração do pré-sal está imune à crise"*, (16/9)

que la oferta internacional no tiene como crecer a corto plazo y, por lo tanto, no hay que esperar una caída o aumentos significativos en los precios del petróleo. Las fluctuaciones resultan de movimientos financieros de corto plazo. *“Por eso entiendo que las variaciones de corto plazo no afectan decisiones de inversión y no deben ser retransmitidas para el mercado brasileño”*, dijo Gabrielli. Aunque no quiso hacer proyecciones sobre las necesidades de financiación para el pre-sal, lo que va a depender, en su visión, del volumen de inversiones a realizarse.

Para el presidente de la multinacional petrolera Devon en Brasil, Murilo Marroquim, la convergencia de la apertura del evento Río Oil & Gas con el virtual derretimiento de los mercados financieros fue sólo *“una infeliz coincidencia”* que, a largo plazo, no va a interferir en las expectativas de inversiones en el pre-sal. *“Todo eso aquí es a largo plazo. Nepomuceno (Francisco Nepomuceno Filho, de Petrobras) habló en sistema piloto para 2014 (del pre-sal). Hasta allá, espero que la economía ya viva otro momento.”*

Para Paulo Cesar de Araújo Lima, director de Eletro Primus, distribuidora multinacional alemana Sick, fabricante de sensores industriales, el tiempo también está a favor de las buenas expectativas. *“Creo que en dos años las cosas (en la economía) deben reequilibrarse. Como estamos hablando de inversiones para 18 años, es muy poco (el tiempo de la crisis del mercado)”*. En su opinión, lo que preocupa es la caída continua del precio del petróleo. *“El pre-sal no es factible con el petróleo abajo de US\$ 98.”*

La demanda de profesionales calificados y por acero, importante materia prima para la construcción de navíos, refinerías y sondas de explotación petrolera, más que se duplicará con el pre-sal, en relación con el actual plan de negocios de Petrobras, afirmó un especialista de la estatal.⁷ José Renato de Almeida, coordinador-ejecutivo del Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp), llegó a esa conclusión haciendo una simulación del impacto que los proyectos ya anunciados por Petrobras tendrán para la demanda, en vista de los descubrimientos bajo la capa de sal. *“La necesidad pasa de un millón de toneladas de acero al año para 2,6 millones de toneladas. La demanda de personas, como usted tiene proyectos en diferentes lugares, es cada vez mayor. Entonces, la necesidad de cualificación, que era de 112 mil personas, tiene un nuevo pico en cerca de 260 mil personas”*, dijo Almeida.

De acuerdo con Almeida, esa demanda no incluye la necesidad que será generada con la producción de petróleo en la capa pre-sal y considera sólo actividades de explotación y refinación ya previstas. Petrobras anunció ya la construcción de 40 sondas de perforación, de 146 barcos de apoyo, además de cinco refinerías- las dos premium (una en Ceará y otra en Maranhão); a de la Comperj, en el Río; a de Abreu y Lima, de Recife; y la ampliación de la refinería en Rio Grande do Norte.

De acuerdo con el coordinador de Prominp, la definición exacta de la demanda de equipos y profesionales podrá realizarse después del anuncio de la revisión del plan estratégico de Petrobras, esperado para octubre de este año. *“Cuando la gente habla del pre-sal, involucra todo un plan de desarrollo de la producción, lo que estamos hablando no tiene plataforma”*, destacó, refiriéndose a los cálculos hechos por Prominp.

Los costos para descubrir y desarrollar nuevos yacimientos han subido con fuerza en toda la cadena de la industria desde financiamiento hasta taladros y sondas, barcos, tuberías y equipos de apoyo. Estas inversiones no se limitan al recién descubierto *“pre sal”*, sino también a campos tradicionales y sistemas superficiales y submarinos de transporte, logística, barcos, refino, comercialización y uso de gas natural. La intención de la empresa es atraer a Brasil a *“lo mejor”* de maquinaria y equipamientos *“que hay en el mundo”* para que esa expansión del sector conexo ocurra dentro

⁷ Reuters Brasil, *“Pré-sal mais que dobrará demanda por aço e pessoal—Petrobras”*, (17/9)

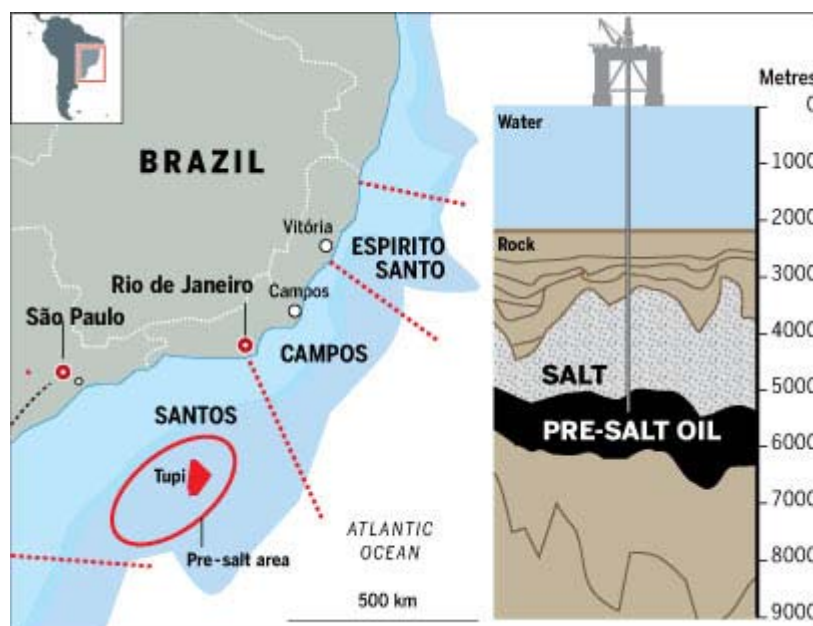
de Brasil y ayude a elevar la producción y las reservas y a expandir la capacidad industrial del país.

Según Almeida, como Petrobras necesita perforar pozos para delimitar los campos, ya tomó la decisión de contratar la construcción de 40 sondas. La demanda por personal podrá variar dependiendo de la elección de los lugares para la construcción de astilleros, por ejemplo. *“Los barcos de apoyo, si fueran realizados en Río, ya tiene un margen de personas, si fuera hecho en el Nordeste, tiene que preparar gente nueva”,* afirmó, recordando que el tiempo de construcción también influirá en los números. *“Tenemos una infraestructura de formación profesional robusta. En verdad, nuestro problema hoy es escala. Los trabajadores que vamos a necesitar son los mismos que la gente ya tiene, los equipos que vamos a usar en las instalaciones, salvo algunas excepciones, también.... Pero el pre-sal significa aumento de escala”*.

La industria de máquinas de Brasil dice ser capaz de atender buena parte de las demandas para el pre-sal, pero evalúa que existe una necesidad de planificación y de un estrechamiento de la relación entre la operadora petrolera y las empresas productoras de equipos. *“Lo que necesitamos cuando hablamos del desafío de trabajar en conjunto, y eso ya está ocurriendo, es tener la información antes de la hora (sobre la necesidad de equipos)”*, afirmó José Velloso Cardoso, vicepresidente de Abimaq.

Cardoso dijo aunque la industria de máquinas no tendría problemas para ampliar su capacidad de producción, sería importante contar con mecanismos que permitan un mayor capital de giro para las empresas. Concordó con la fuerte capacidad de generación de empleos trazada por Almeida, pero destacó que eso podría ser aún mayor si el mercado de trabajo creciera en actividades calificadas como la de ingeniería, y no sólo en la industria de cascos de navíos.

Ricardo Pessôa, consejero de la Abemi (entidad que reúne proveedores), resaltó que el sector nunca estuvo tan *“demandado”*, una situación que supera la vivida en la década de 70, en que el crecimiento estuvo acelerado. *“La industria siempre anticipó sus necesidades, pero jamás imaginó que iríamos a llegar en ese punto”*, declaró, reforzando que el gobierno tiene que dar atención especial para el desarrollo de tecnologías para el pre-sal. *“No tenemos ingeniería para competir, eso tiene que ser incentivado.”*



En los últimos días, Petrobras aceleró la adquisición de plataformas. Aprobó la contratación de 10 unidades de plataformas del tipo FPSO para el desarrollo y la explotación de áreas bajo manto de sal en la cuenca de Santos. "*Esas 10 FPSO irán a operar en aguas ultraprofundas (...) y serán destinadas al inicio de la implantación del sistema de producción definitivo en el área bajo manto de sal de la Cuenca de Santos,*" dijo la empresa.

Dos plataformas serán arrendadas a terceros y serán usadas en proyectos piloto de desarrollo. Cada una tendrá una capacidad de producción diaria de 100.000 barriles de crudo y 5 millones de metros cúbicos de gas natural y serán instaladas durante 2013 y 2014 en campos todavía a ser definidos. Las otras ocho unidades de producción serán de propiedad de Petrobras, con capacidad diaria de 120.000 barriles de crudo y 5 millones de metros cúbicos de gas natural, y serán instaladas durante los años 2015 y 2016. "*Serán fabricadas en serie, iniciando con la construcción de los cascos en el astillero Río Grande, en el estado de Rio Grande do Sul, ya arrendado por Petrobras por un período de 10 años,*" dijo la estatal⁸.

Por su parte, Chevron dijo que sigue adelante con sus nuevos proyectos de producción de petróleo y de gas en Nigeria, Angola, Brasil y Estados Unidos. "*Cuando consideramos nuestras inversiones en estos proyectos, miramos tanto los precios como el largo plazo, con los proyectos a desarrollarse hoy se seguirán produciendo 20 o 30 años, tal vez más,*" dijo Kurt Glaubitz, vocero de Chevron. "*Aunque no revelamos nuestro forecast de precios, puedo decir que estos proyectos son económicos bajo una variedad de escenario, incluyendo la escala de precios actual*"⁹.

Los costos están también en el corazón de una negociación entre Total y el gobierno británico para el desarrollo de un cluster de un campo de gas en West Shetlands. El grupo francés quiere una solución simple *low-cost* pero los representantes gubernamentales abogan por un *big offshore hub* (un gran centro costa afuera) que animaría futuros proyectos. Total espera una decisión para octubre.

¿Sigue siendo viable la explotación de las arenas bituminosas canadienses?

En el caso de los costos de explotación de las arenas bituminosas en Canadá, muchos economistas cuentan con esas arenas, que actualmente suministran 1,4 millones de barriles diarios, para atender la demanda creciente en los próximos años. Petro-Canadá anunció que la estimativa de los costos de la primera fase del proyecto Fort Hills subió desde mediados de 2007 a 28 mil millones de dólares, cerca de un 50%. "*Hemos visto una subida dramática de los costos de inversión el año pasado,*" dijo Ron Brenneman, presidente de Petro-Canadá¹⁰. "*Una vez realizado nuestro trabajo de FEED (front-end engineering and design) desarrollaremos nuestra estimación definitiva de costos. Esta será la base para nuestra decisión final de inversión.*" "*El aumento de los costos no es una*

⁸ Reuters UK, "*Petrobras board approves 10 subsalt oil platforms*", (15/9)

⁹ The Washington Post, "*Oil's Dramatic Price Retreat Ripples Around the World*", (17/9)

¹⁰ Calgary Herald, "*Fort Hills costs leap to \$24 billion*", (18/9)

buena señal para los desarrolladores de las arenas bituminosas con proyectos aún por completarse", escribió Chris Felton, analista de Tristone Capital en una research note¹¹.

El comunicado lanza serias dudas sobre la viabilidad de las arenas bituminosas con un precio del petróleo por debajo de los 90 dólares. Las arenas canadienses atrajeron considerables inversiones en los últimos años, como una fuente de petróleo en un país políticamente estable. Pero los costos crecientes hicieron la explotación de ese petróleo cada vez menos atractiva. La empresa afirma que seguirá adelante con la primera fase, que producirá cerca de 140.000 barriles diarios. Un analista considera: "Cuando usted mira un proyecto de oilsands, no mira el precio actual del petróleo, mira 40 a 50 años". Además, será más difícil para la empresa obtener dinero suplementario dado la confusión financiera que ha mecido a Wall Street en los últimos días. "La financiación era ya una de las preocupaciones en el mercado de crédito actual. Con la escalada de costos y una suma de 3 mil millones de dólares de financiación adicional, muchos vientos soplan en contra", dijo Andrew Potter, analista de UBS.

De Margerie dijo que la industria petrolera era, en parte, culpable de una escasez aguda de trabajadores cualificados. "Tenemos dos desafíos grandes: investigación y desarrollo y entrenamiento y habilidades". La compañía francesa invertirá 7.5 millones de dólares en los próximos cinco años. Total cuenta con esto para incrementar las tasas de recuperación de petróleo de 35 a 45%. La escasez de habilidades afectan a la capacidad de la industria para entregar grandes proyectos, sugirió el jefe de Total.

"Quizá nuestro mayor obstáculo es la contratación y entrenamiento de personal", dijo Mark Riding, director de operaciones en aguas profundas para la proveedora de servicios petroleros Schlumberger Ltd. "Años de subinversión en talento han llevado a un grupo limitado y envejecido de trabajadores especializados", agregó.

"Francamente hay enormes barreras tecnológicas para cualquiera que produzca en aguas profundas", dijo Simon Everett, director de gestión de la firma británica especializada en equipos Remote Marine Systems. "Perforar a esa profundidad sólo produce grandes desafíos técnicos, se compara con llevar a alguien a la luna", precisó.

Riding afirmó que los avances logrados en imágenes térmicas y electromagnéticas, en la perforación de gran precisión y en el análisis del fluido de los reservorios han hecho que se puedan alcanzar muchas áreas subsalinas. Probablemente estarán en marcha 433 yacimientos en aguas profundas en todo el mundo en el 2012, frente a los 44 del 2000, detalló. Extraer petróleo a esas profundidades requiere de equipos altamente especializados -desde enormes taladros hasta diminutas válvulas- para soportar la intensa presión del agua, temperaturas extremas y otros desafíos característicos de las aguas profundas.

Matt Simmons, que encabeza Simmons & Co. International, an energy-centric investment bank ve las cosas distintas: "Esto es sumamente optimista, a largo plazo para los perforadores (de aguas profundas). Son mucho más inmunes a las oscilaciones a corto plazo a los precios del petróleo, y su poder de ingreso es increíblemente enorme".

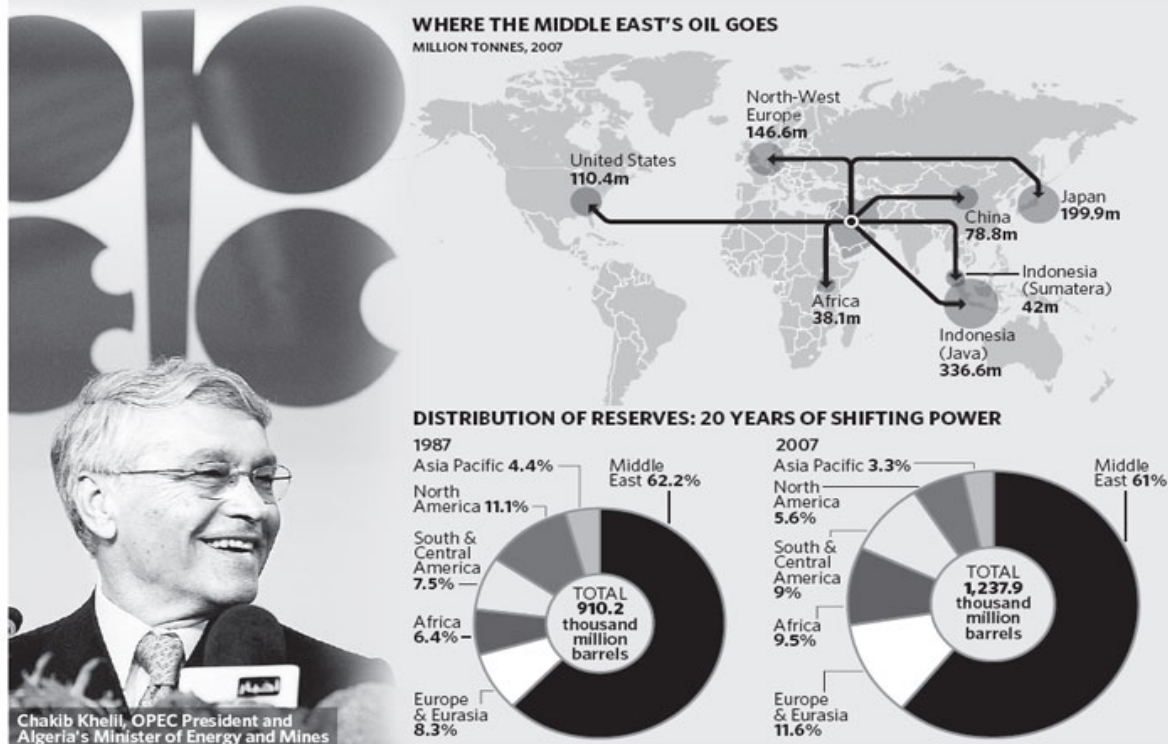
"La verdad horrible es que nuestro demonio del siglo XXI, el petróleo a 150 dólares, fue un fantasma de la navidad futura. Esta es una advertencia que debemos tomar con responsabilidad. Debemos planificar, construir centrales nucleares, make friends with difficult people, construir infraestructura e invertir en investigación de energía", dijo Carl Mortished, analista de The Times¹².

¹¹ The Globe and Mail, "UTS shares plunge on rising Fort Hills costs", (18/9)

¹² The Times, "Crash that no one wants", (10/9)

Over a barrel

How|OPEC holds all the cards in the global oil market



Fuente: The Independent

Empresas como Tidewater se aprestan a encarar el nuevo boom de infraestructura petrolera

La empresa Tidewater Inc., líder en el sector de embarcaciones para la industria energética, considera que los nuevos mercados a ser explorados incluyen no sólo Brasil, sino también Australia, Ártico y Estados Unidos¹³. Keith Lousteau, director financiero de la empresa, dijo que el descubrimiento de las enormes reservas pre-sal hacen de la costa brasileña, de lejos, el mercado más prometedor de la actualidad. "They've put their money where their mouth is," dijo el ejecutivo a Reuters en San Francisco, donde participa de una conferencia sobre inversiones del Bank of America. "Ellos reservaron muchas plataformas".

Pero según él, también existe interés en las posibles reservas de la costa oeste australina. "No creo que llegue ni cerca de la magnitud de Brasil, pero sólo la idea que sea mencionada significa que se trata de un área para la cual el sector está ansioso". Durante la conferencia, Lousteau dijo que su sector tiene prisa en producir navíos que satisfagan la demanda de las compañías de explotación de petróleo. No espera desaceleración mientras el petróleo esté por encima de los 80 dólares por barril. Pero fue menos optimista en relación al caso de Australia, debido a los costos laborales más elevados. La tripulación en un navío en

¹³ Reuters UK, "Tidewater eyes exploration markets beyond Brazil", (16/9)

Australia puede costar 10 mil dólares más por día que una embarcación que salga de Singapur. Por eso, para los Australianos, sólo vale la pena invertir pesadamente en inversiones si el petróleo estuviera bien por encima de los 80 dólares por barril.

El ejecutivo, que se jubila dentro de pocas semanas después de 31 años en la empresa de Nueva Orleans, dijo que el creciente apoyo político a la prospección de nuevos campos petróleo offshore en Estados Unidos coloca a Tidewater y sus concurrentes locales en una buena posición, debido a una ley que exige que las empresas que prestan servicios al sector tengan por lo menos 75% de participación norteamericana. *“Estados Unidos parece ser un mercado bien activo y bien positivo. Identificamos una oscilación política muy significativa en los últimos meses en Estados Unidos acerca de la eventual apertura de áreas adicionales para explotación”*.

Tidewater opera en más de 60 países, y sus principales competidores dentro de Estados Unidos son Hornbeck Offshore y Gulfmark Offshore. Existen cerca de 2.000 embarcaciones vinculadas al sector petrolero en el mundo, siendo 230 pertenecientes a Tidewater. La empresa tiene otros 58 barcos en preparación, de los cuáles dos tercios son construidos en Astilleros de Singapur, Malasia y China.

Brasil: El viejo dilema de exportar gas o destinarlo para la industria petroquímica

La industria petroquímica brasileña podrá ser beneficiada por los gigantescos volúmenes de gas natural que podrán ser retirados de las áreas en la capa pre-sal de la cuenca de Santos, afirmó el socio director de Gas Energy. Según Carlos Alberto Lopes, el aprovechamiento de la parte líquida del gas, donde se encuentran materias primas para la industria petroquímica como el etano, el propano y el butano, no compromete la venta del gas para usos energéticos y agregaría más valor al producto. *“El etano es la joya de la corona para la petroquímica”*, subrayó. *“Nada contra la exportación de GNL, pero la industria química ofrece oportunidades de agregación de valor.”*¹⁴

Actualmente, la principal materia prima petroquímica es la nafta, cuyo precio oscila con el del petróleo y cuya demanda es apretada en relación a la oferta. Armando Guedes, ex presidente de Petrobras y consejero del Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), polemizó con el director de Abastecimiento de Petrobras, Paulo Roberto Costa, al defender una utilización más noble para el gas de la cuenca de Santos, que según Gas Energy podrá significar una producción de 100 a 120 millones de metros cúbicos diarios, contra los 60 millones actuales.

Según Lopes, para separar la parte líquida del gas natural serían necesarias inversiones mayores que sólo serían para extraer el gas y llevarlo a la costa, o si el gas fuera transformado en gas natural licuado (GNL) en plena alta-mar. *“Técnicamente existen soluciones, si son soluciones rentables y soportan inversiones es necesario un estudio*

¹⁴ Reuters Brasil, *“Industria petroquímica está de olbo no gás natural do pré-sal”*, (16/9)

más profundo, pero que tiene que ser hecho”, evaluó Lopes. Además informó que actualmente sólo en Qatar se tienen noticias de una planta que separe los productos líquidos del gas natural en alta mar. “Pero es cerca de la costa”, afirmó. El campo Júpiter, por ejemplo, donde se estima que exista una gran cantidad de gas, está a 290 kilómetros del litoral fluminense. Mientras se desarrolló esta discusión, la compañía Shell, por intermedio de su director financiero, Peter Voser, ofreció colaboración con su tecnología para producir GNL en unidades flotantes que están desarrollando la empresa angloholandesa como una solución para el gas natural contenido en las reservas gigantes del pre-sal. “Estamos trabajando en una base global, sea onshore o flotante, y podemos traer a Brasil y tendrá un papel importante”, dijo¹⁵.

Según Lopes, en el proyecto de Camisea, en Perú, desarrollado por la argentina Pluspetrol, la parte térmica del gas está siendo vendida a una térmica en México y se realizará una subasta para saber quien se queda con la parte líquida que puede ser vendida a la industria petroquímica. “Es una inversión más, pero usted tiene que extraer del gas esos componentes, que son materias primas de la petroquímica”, explicó.

Entre las reservas con mayor cantidad de gas natural se encuentra Tupi, en la cuenca de Santos, entre 176 mil millones y 256 mil millones de metros cúbicos –el equivalente de más de la mitad de las reservas actuales de Petrobras en Brasil, que suman 330 mil millones de metros cúbicos¹⁶. Brasil importa actualmente cerca de 60 millones de metros cúbicos, siendo 30 millones de Bolivia. Los números fueron presentados por el gerente ejecutivo de Explotación y Producción del pre-sal de la compañía, José Formigli en Río Oil & Gas. Estas reservas, que ya harían el país autosuficiente en la producción de gas, sin considerar el potencial del mega campo de gas de Júpiter. Como Tupi tiene reservas estimadas entre 5 mil millones y 8 mil millones de barriles, las reservas de gas varían entre 1,1 mil millones y 1,6 millones de barriles de gas equivalente. Según Formigli, la cantidad de gas en Tupi equivale a un 20% del potencial de los yacimientos.

La demanda petrolera china caerá en 2018 tras la industrialización y urbanización

El rápido crecimiento de la demanda de energía en China puede aliviarse para 2018 cuando esperan que la nación tenga básicamente realizada su industrialización y urbanización.¹⁷ En dialogo con China Daily, Chen Jiagui, vicepresidente del Chinese Academy of Social Sciences, también advierte sobre "una escasez severa de suministro de energía" que puede encontrar a China si no acelera la exploración de reservas de carbón y otras fuentes de energía. "Encontraremos otra década de un balance de oferta-demanda de energía ajustado", dijo Chen. "El consumo de energía total seguirá elevándose a

¹⁵Abril.com, “Shell quer vender tecnologia de GNL flutuante para Petrobras”, (15/9)

¹⁶ Valor, “Tupi tem grande potencial de gás”, (18/9)

¹⁷ China Daily, “Analyst says decade of energy challenges ahead”, (16/9)

pasos más rápidos en China porque más provincias acelerarán su industrialización", dijo. Comparada con las normas internacionales, de las 31 provincias, municipios y regiones autónomas de China, 24 aún tienen que industrializarse totalmente.

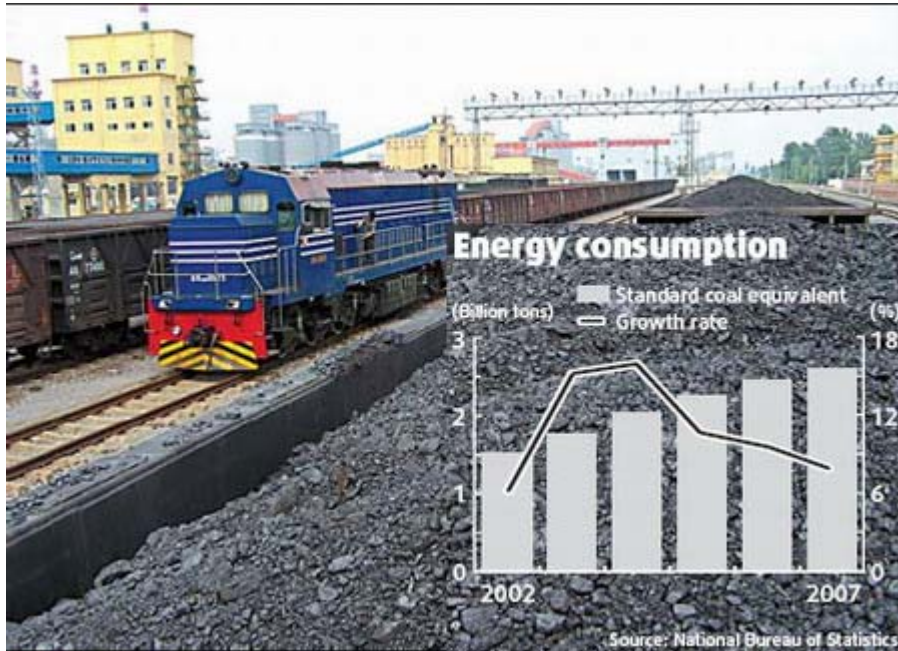
En el mix de consumo de energía de China, el desarrollo industrial representa cerca del 70%. *"En la temprana etapa de industrialización, las provincias inevitablemente consumirán más energía de la que tienen para desarrollar la industria pesada",* dijo Chen. Además, la demanda de energía se intensificará, añade Chen, con más residentes rurales transformándose en urbanos. El país apunta a aumentar su tasa de urbanización al 60% para 2020 del actual 45%.

Chen pidió más medidas para animar el negocio de conservación de energía y acentuó que se debe priorizar el ahorro y la confianza en los recursos domésticos. La estadística muestra que las fuentes domésticas proporcionan más del 90% de las necesidades de energía del país, y su tasa de autosuficiencia es más alta que la OPEP y los países de desarrollo y Estados Unidos por 20 y 30% respectivamente.

Advirtió que si China sigue con el modelo de desarrollo realizado antes de 2007, se duplicaría su consumo de energía a 5 mil millones de toneladas equivalente de carbón standard en relación a los 2.65 mil millones del año anterior. Sin embargo, si las medidas para ahorrar energía se ponen en práctica, el consumo de energía en China podría alcanzar a 2.9 mil millones de toneladas equivalente de carbón standard en 2010 y 3.8 mil millones en 2020. *"No podemos sostener el suministro de energía si el antiguo escenario sigue",* dijo Chen. *"Y también podemos pagar los costos ambientales de quemar cada vez más cantidades importantes de carbón".* El carbón representa aproximadamente el 70% del consumo total en el mix de energía chino.

Como segundo productor mundial de energía, China tiene relativamente fuertes fuentes de generación y de suministro de energía, ayudando a mantener su crecimiento económico en una tasa media anual de 9.8% desde 1980 a 2006. Para complementar estas medidas, el gobierno está determinado a aumentar la producción de hidroelectricidad, energía nuclear y renovable en un gran margen. El gobierno espera que la energía renovable represente el 10% del consumo nacional total en 2010, con un aumento al 15% para 2020.

Las autoridades ya tomaron medidas para cortar el consumo de energía por unidad de PBI en 20% de 2006-10, con reducciones esperadas para después de 2010.



Análisis II: ¿Es la biotecnología la solución china para evitar las importaciones de soja y asegurar la seguridad alimentaria?



El gobierno de China estimulará la producción de soja y el desarrollo de la industria de procesamiento de soja a fin de reducir la dependencia de las importaciones del producto, informó el National Development and Reform Commission (NDRC) a China Daily¹⁸.

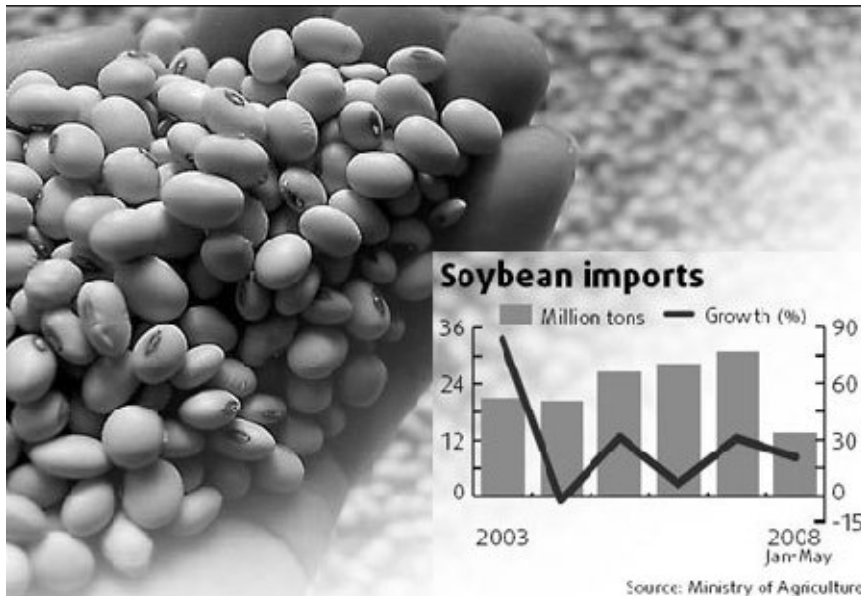
El año pasado, China importó 30, 82 millones de toneladas de soja, lo que correspondió a cerca de un 41% del total del comercio mundial de soja, elevando la dependencia del país de las importaciones de soja a un 78,7%, según la comisión. Los analistas sostienen que con ese grado de dependencia, China queda muy vulnerable a las fluctuaciones de los precios del producto en el mercado mundial, profundizando las presiones inflacionarias. La decisión china de importar y exportar una variedad de cosechas de alimentos afecta directamente el presupuesto, más aún

¹⁸ China Daily, "Soybean output set to increase", (4/9)

con los precios del mercado mundial. La NDRC informó también que la industria de procesamiento de soja debe ser actualizada a través de reformas y fusiones. Parte de ese sector también debería ser establecida en la región costera del país.

En julio, los precios al consumidor en el país subieron un 5,6%, después de una disparada de los precios de los alimentos. El viceministro de Agricultura de China, Wei Chaoan, ya había dicho que el gobierno pretende elaborar políticas preferentes para estimular a los productores agrícolas a cultivar soja. Este año, el área plantada de soja en China creció 1,06 millones de hectáreas en comparación con el año anterior y debe llegar a 9,65 millones. La producción debe llegar hasta 17,5 millones de toneladas, un crecimiento del 36,7% en relación a la producción de 2007, según un informe del China National Grain and Oils Information Center, divulgado en agosto. El consumo de soja como alimento en China subió un 43%.

Wen Jiabao, primer ministro chino, sostuvo en los últimos días que China planifica usar el poder de la biotecnología para cuestiones claves como la seguridad alimentaria¹⁹. China dispondrá de 2.9 mil millones de dólares adicionales en apoyo estatal para el desarrollo de biotecnología agrícola para los próximos 15 años.



En los primeros días de septiembre, Monsanto Co. dijo que recibió la aprobación regulatoria para importar producción de Roundup Ready 2 de soja a China, el mayor comprador de soja estadounidense. Aunque polémico en Europa y entre algunos grupos ambientales en Estados Unidos, Roundup Ready se hizo frecuente en granjas estadounidenses durante los últimos 12 años²⁰. La nueva generación de soja de Monsanto tiene el potencial para cambiar el paisaje competitivo "entre la empresa y su rival DuPont", dijo el analista de Citigroup P.J. Juvekar, en un reciente research note.

La nueva variedad de semilla de soja podría costar a los agricultores 20 dólares más por bolsa en relación con las variedades anteriores, de acuerdo con Monsanto. Pero podría proveer a los agricultores de 34 a 54 dólares de ingresos adicionales por

¹⁹ Commodity On Line, "China's push to become global biotechnology leader", (9/9)

²⁰ STLTtoday, "China import approval bolsters new Monsanto soybean seed", (5/9)

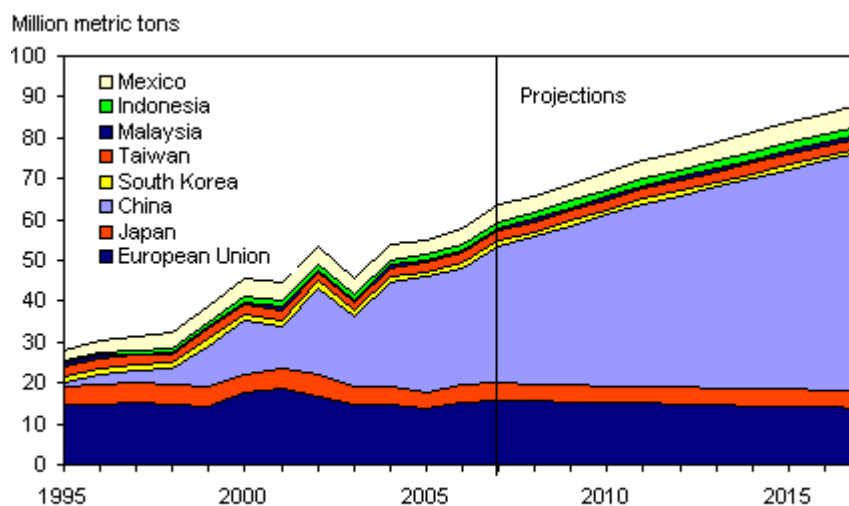
acre, asumiendo que los precios de la soja están a 12 dólares por bushel, según Juvekar de Citigroup. Incluso si los precios de la soja caen a un dígito, los agricultores tienen todavía un incentivo financiero para mejorar la siguiente generación de la soja de Monsanto, escribió el mes pasado Juvekar. En 2004, después de una serie de test ambientales y de seguridad alimentaria en siete cosechas genéticamente modificadas - todos de Monsanto-, el ministerio de agricultura chino concedió sus primeros certificados de seguridad para cosechas extranjeras modificadas genéticamente con el propósito de procesar en China²¹.

La aprobación regulatoria fue bienvenida por los productores de soja estadounidenses. "El año pasado, China compró por más de 4 mil millones de dólares a soja a Estados Unidos, y como el nivel de vida sigue creciendo en China, también crecerá la demanda de nuestra soja", dijo Johnny Dodson, productor de soja de Halls, Tennessee, y el primer vicepresidente del American Soybean Association. "La producción de soja Roundup Ready 2 es una de las tecnologías claves que van a ayudar a los agricultores estadounidenses a satisfacer el crecimiento de la demanda global de alimentos, comida y combustible hecho por la soja estadounidense", dijo.

Los cambios permitirán una plantación de cosechas alimentarias biotech (arroz, maíz y soja) que cambiará la producción china y la economía rural de los próximos años. Sin embargo, las preocupaciones todavía permanecen sobre la transparencia en la regulación de biotecnología china y el sistema de aprobación. China es actualmente el sexto mayor productor de biotecnología de plantas mejoradas con un total de área cultivada (3.8 millones de hectáreas en 2007).

Varios factores internos y externos influyen en la política de biotech china. Estos intereses políticos contradictorios y competencia política impidieron hasta ahora a China comercializar cualquier cosecha de alimentos y de forraje, incluyendo arroz y maíz. El Chinese State Council aprobó recientemente un fondo de tecnología y ciencia para investigar las nuevas variedades de cosechas biotech para el periodo 2006-2020. "Hay presiones para desarrollar la biotecnología para incrementar la producción de granos por el aumento de su uso para alimentación, comida y energía alternativa", dijo Ma Wenfeng, de Beijing Orient Agribusiness Consultant Ltd.

Major soybean importers



Source: USDA Agricultural Projections to 2017, February 2008. USDA, Economic Research Service.

²¹ Food Navigator, "China opens GM market on approval for soy from Monsanto", (25/02/2004)

Los esfuerzos del país por desarrollar las nuevas semillas de soja de alta productividad²² y la introducción de tecnologías avanzadas de plantación podrán aumentar la producción, dijo Han Tianfu, investigador con el instituto de *crop science* para el Chinese Academy of Agricultural Sciences. Informes anteriores dijeron que la producción media por unidad de tierra en la provincia de Heilongjiang, uno de los principales productores de soja, espera un aumento de 25,4% en relación con el año anterior con el buen clima y las mejoras tecnológicas.

El país ahora tiene la tecnología y está listo para usarla para crear un "crecimiento sostenible" en los ingresos agrícolas y en el impulso de la producción de granos, dijo Hanver Li, director de Shanghai JC Intelligence Co²³. China planifica cultivar granos y soja genéticamente modificados por primera vez a principios del próximo año.²⁴ China tiene una legión de institutos del sector público y miles de investigadores dedicados a la agro biotecnología, y más de una docena de cultivos GM que están siendo ensayados a campo, incluyendo tres alimentos importantes: arroz, maíz y trigo, así como algodón, papa, tomate, soja, repollo, maní, melón, papaya, pimiento dulce, ají, canola y tabaco.

El diario india The Economic Times²⁵ postula que este momento de crecimiento frenético en el suministro chino de alimentos puede ser bastante ventajoso para los clientes en India.

Análisis III: Petroecuador y la diversificación del riesgo exploratorio

Petroecuador entregará de manera directa y sin concurso la exploración de los bloques 4, 39 y 40 en el Golfo de Guayaquil a empresas estatales. Y lo hará amparada en la denominada figura de alianza estratégica entre Estados, que permite entregar bloques de manera directa a empresas estatales para la explotación y exploración en materia energética. Bajo esta figura, se firmará, en Guayaquil, la constitución de una empresa mixta con la venezolana Pdvs, en el bloque 4; y otra con la chilena Enap, en el bloque 40.

Según Santiago Gonzáles, ministro de Minería de Chile, la idea es explotar el Golfo y ayudar al cambio de la matriz energética. "El gas es un recurso no contaminante, barato y sustentable". La inversión chilena para la primera fase será de 75 millones de dólares y, si hay resultados positivos, subirá a 200 millones de dólares²⁶. Esta forma de

²² GM crops contain a gene from another organism, giving the plants characteristics such as resistance to herbicides and the ability to produce their own toxins to kill pests. Critics say there may be health and environmental consequences over time.

²³ Checkbiotech, "China to grow modified corn, soybeans, analyst says", (5/9)

²⁴ Bloomberg, "China to Grow Modified Corn, Soybeans, Analyst Says", (5/9)

²⁵ The Economic Times, "Comfortably-placed China good for grain, oil markets", (11/9)

²⁶ El Comercio, "Alianza tripartita para explorar el gas", (16/9)

exploración a riesgo hará que el Estado ecuatoriano no pierda recursos si no se encuentran reservas.

Las empresas integradas tienen como objetivo desarrollar las fases de la industria petrolera y pondrán bajo su riesgo la adquisición e interpretación de sísmica y si encuentran prospectos hidrocarbúricos explotarán a su cuenta y riesgo, bajo un contrato de prestación de servicios.

En cambio, si en la exploración detecta gas natural, el Ministerio de Minas y Petróleos firmará un contrato de explotación con la empresa de economía mixta “Golfo de Guayaquil” y Enap será la operadora del yacimiento. La participación en esta compañía es de 60% para Petroecuador, y 40% para Enap²⁷.

La empresa de economía mixta (Petroecuador-Enap) será la que fije un precio fijo por cada barril de petróleo y por cada unidad de gas que se establezca, para que la operadora recupere los costos de la inversión, revisto en alrededor de 310 millones de dólares. Enap hará labores de exploración sísmica y dimensional en aproximadamente 1.000 kilómetros cuadrados, en las cuales se perforará tres pozos exploratorios.²⁸

Aunque se ignora cuándo y cuánto gas se pueda encontrar en el lugar, el Ministro se muestra positivo de lograrlo, “yo diría que tenemos una posibilidad bastante optimista de que encontremos gas, cuánto gas no lo sabemos, pero esperemos que sea en tiempo relativamente corto”, refirió. Pdvsa no va a entrar a hacer exploración sísmica porque es la información que tienen es más fina, por lo que van a entrar a perforar directamente.

La firma Río Napo, también a cargo del campo Sacha, en la Amazonía ecuatoriana, prevé invertir 40 millones de dólares en la investigación del bloque 4. Nelson Martínez, director de Pdvsa en América, dijo que la recuperación de la inversión dependerá de los resultados de la exploración. “Si encontramos gas, los beneficios se distribuirán conforme a la participación accionaria”.

Pdvsa se asociará con Petroecuador para operar en el Bloque 4, de 300.000 hectáreas y donde fueron perforados tres pozos entre 1942 y 1970 en los cuales se evidenció presencia de petróleo y gas natural.²⁹ Los registros iniciales de exploración indican la existencia de reservas de 1,3 trillones de pies cúbicos (TCF) de gas natural, informó Pdvsa. Además, PDVSA y Petroecuador acordaron la conformación de una Empresa Mixta para la construcción del Complejo Refinador del Pacífico “Eloy Alfaro Delgado”, proyecto que culminará próximamente la fase de visualización e iniciará en octubre la etapa de reingeniería conceptual.³⁰

Con ello, Petroecuador deja de lado a las licitaciones y apunta a la figura de “alianzas” como una pieza clave en sus procesos de contratación. 12 alianzas firmadas hasta la fecha con petroleras estatales han viabilizado la firma de ocho contratos en materia energética. El funcionario explicó además que estos bloques no fueron “entregados a dedo” –como denunciaron organizaciones- a las estatales extranjeras sino que se firmaron convenios de exploración, de acuerdo con las políticas definidas por el actual Gobierno. Chiriboga recordó que desde la década del 70 la Compañía Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) y luego Petroecuador intentaron concesionar los bloques para la fase de exploración y no lo lograron. “Se perdieron años para aprovechar este recurso”, dijo. Aclaró que las empresas mixtas solo prestarán el servicio de explotación, con lo cual el mineral será del Estado. Con el gas natural el Gobierno prevé reducir la importación de diésel y de gas licuado de petróleo, que permitirá ahorrar recursos estatales.

²⁷ El Telégrafo, “US\$ 120 millones para buscar gas en el golfo”, (17/9)

²⁸ El Universo, “Petroecuador, Enap y Pdvsa formalizaron exploración de gas”, (16/9)

²⁹ El Universal, “Pdvsa y chilena Enap buscarán gas natural en Ecuador”, (13/9)

³⁰ Minci.gob.ve, “Venezuela y Ecuador acuerdan exploración conjunta en el Golfo de Guayaquil”, (18/9)

De igual forma, el Directorio de Petroecuador aprobó la semana pasada la constitución de otra compañía mixta para explotar gas en el bloque 39 con la estatal Pertamina, de Indonesia. Estos bloques son atractivos por su cercanía con el campo peruano Albacora, que probó la existencia de petróleo, lo cual aumenta las expectativas de encontrar hidrocarburos en el lado ecuatoriano.

Sin embargo, para el analista petrolero Luis Calero, Petroecuador está obligado a hacer concursos. *“La Ley dice que, en caso de igualdad de condiciones, preferirá a nacionales, no que dará preferencia a una estatal. Sin un concurso no se puede saber “cuán beneficioso puede resultar un contrato”*”, acota Calero. Sin embargo, Ecuador ha firmado más de una decena de alianzas con empresas estatales.

Durante su viaje a Teherán (Irán) el ministro de Petróleos, Galo Chiriboga, firmó una alianza estratégica en materia petrolera con ese país, lo que abre la pauta para que se puedan adjudicar contratos petroleros de manera directa. La recuperación del crudo del campo Sacha, uno de los más productivos de Ecuador, también estará a cargo de una empresa mixta donde participa Pdvsa, pese a que a inicios del Gobierno se habló de realizar una licitación. Este Gobierno también constituyó una empresa mixta con Pdvsa, bajo la figura de alianza, para la construcción de la refinería en Manabí.

Mientras tanto, Petroecuador y Petrochina suscribieron un contrato para los próximos diez meses, en la provisión de 72 mil barriles diarios de crudo Oriente a Petrochina. Este contrato es fruto de la renegociación de los diferenciales fijados en el concurso de junio pasado, y que en los dos primeros meses de ejecución generó beneficios al país por 14.414.400 dólares.

Los detalles técnicos

El área de exploración de gas en el Bloque 4 es de 300 000 hectáreas. Incluye una parte de la Isla Puná, en el extremo sureste que colinda con una zona de aguas costa afuera, con profundidad de entre 0 y 10 metros.

En estudios realizados en 1942 y 1970 se evidenció presencia de petróleo y gas natural.

La exploración en el Bloque 40 abarca 400 000 hectáreas, estará a cargo de una empresa constituida por Petroecuador y Enap de Chile.

El margen sur del bloque 40 limita con la línea de frontera marítima con Perú donde está el campo Albacora que probó la existencia de petróleo.

Alianza trinacional para producir gas natural en Bolivia

La alianza trinacional boliviano-franco-rusa buscará reservas de hidrocarburos, fundamentalmente, gas natural en el país, en el bloque Azero, con una inversión tentadora de 4.500 millones de dólares para producir 13 millones de metros cúbicos por día (MCD) hasta duplicar ese volumen (llegando a 26 millones de metros cúbicos diarios). La petrolera rusa Gazprom y la petrolera mayor francesa Total firmaron un memorando de entendimiento con la compañía boliviana de hidrocarburos YPFB para invertir en un nuevo proyecto de gas natural en Bolivia.³¹

La sociedad trinacional tiene como punto de partida, los estudios realizados por la francesa Total desde 2006, señaló el Presidente de YPFB. En ese año se firmó el convenio de estudio en una de las áreas que estaba reservada para YPFB, estudio que fue concluido por la empresa Total. Este *“nos muestra ya un escenario definitivamente importante y de mucho interés para esta nueva alianza”*, remarcó uno de los directivos de YPFB al explicar que se programa el levantamiento de datos sísmicos en 400 kilómetros cuadrados y la perforación de dos pozos exploratorios, en tanto que en la segunda etapa se horadarían tres pozos más, y en la tercera se taladrarían dos más.

La inversión estimada en perforación más la construcción de las plantas llega, aproximadamente, a 4.500 millones de dólares y una producción inicial de 13 millones MCD hasta aproximarnos a 26 millones. La participación de Gazprom en el bloque Azero ya fue anunciada en marzo pasado, cuando esa compañía firmó un convenio con YPFB para el bloque Sunchal. Y ahora se confirma con la suscripción del acuerdo trinacional.

Alexander Medvedev, en nombre de Gazprom, se mostró convencido de que *“las tres compañías van a poder cubrir las necesidades del mercado interno de gas de Bolivia y satisfacer los contratos que tiene firmados para vender gas al extranjero”*.

El presidente Evo Morales dijo que existe un acta de entendimiento para promover las inversiones, no sólo en el campo carburífero, pues se está en una etapa de abrir una línea de crédito para Bolivia y agilizar temas de comercio y defensa. Este compromiso va mucho más allá de una simple exploración y explotación, agregó, señalando que se llegará a la industrialización³². Manifestó que es obligación del gobierno nacional buscar socios para garantizar la producción y abastecer la demanda de gas, el pueblo boliviano necesita mayor inversión, dijo, aclarando que las empresas tienen derecho no sólo a recuperar su inversión sino a obtener utilidades.

³¹ La Razón, *“Alianza trinacional buscará gas en el Sur del país”*, (17/9)

³² La Jornada, *“Gazprom y Total invertirán 4 mil 500 mdd en Bolivia para exploración gasífera”*, (19/9)

Análisis IV: Francia lanza el proyecto Futuro para optimizar la producción de biocombustibles de segunda generación

El interés de los biocarburantes de segunda generación es utilizar la planta entera valorizando los diferentes constituyentes del vegetal. Dos vías se libran actualmente en términos de biocarburantes de 2da generación: la vía biológica o fermentada (producción de bioetanol) y la vía termoquímica (producción de bio-gasoil). Los biocarburantes de 2da generación, en la continuidad de la producción actual, se posiciona para responder a la demanda de productos como el tipo de gasolina o gasoleo. Algunas mezclas de biocarburantes ya están en estudio (por ejemplo, un mix de biodiesel, de etanol y de bio-gasoil producido por la termoquímica) y podrían relativizar la actual dicotomía gasolina-gasoil.

La integración de los procedimientos de los biocombustibles de 2da generación en los sitios industriales de la primera generación contribuirá a su optimización, en términos de instalación, de diversidad de los recursos tratados o en términos de flujo en materia y de energía.

La Unión Europea plantea un nivel de reducción mínima del 35% de las emisiones de gases de efecto invernadero. Este umbral podría incrementarse con el pasar de los años para motivar a los actores del sector que constantemente mejora la calidad del producto y los procedimientos de fabricación. Esos niveles de exigencia podrán ser atendidos sólo desarrollando los biocarburantes de 2da generación que permitirán valorizar la planta entero o los residuos verdes, todo reagrupado bajo el nombre de biomasa lignocelulosica. La 2da generación vendrá a completar la oferta de biocarburantes de 1ra generación ya existente, en plena evolución.

El Estado francés, a través de OSEO, apoya al proyecto Futurol. Este proyecto es llevado a cabo en una asociación de 11 actores científicos, industriales y financieros. El proyecto lo lleva una sociedad denominada PROCETHOL 2G, que tiene por vocación asegurar la "*mise au point*" (puesta a punto) y la comercialización de un procedimiento completo en lo referente a la producción de etanol celulósico. Los socios industriales comprometidos en el proyecto están plenamente presentes en la 1ra generación de biocarburantes. En este proceso, los industriales desean explorar y explotar todas las sinergias entre ambas generaciones.

El proyecto se desplegará en 8 años que incluyen las diferentes etapas de desarrollo y contempla una comercialización del proceso desarrollado para el horizonte de 2015. El costo global del proyecto asciende a los 74 millones de euros. Para la ejecución del proyecto Futurol, los socios recibieron la ayuda de OSEO por 29,9 millones de euros.

El objetivo del proyecto Futurol es desarrollar y luego validar un procedimiento "*ecoeficiente*" que permite producir bioetanol a partir de biomasa lignocelulósica. En este marco, los socios refieren a los siguientes resultados:

-Producir etanol a un precio competitivo gracias a una materia prima diversificada (residuos y co-productos agrícolas, biomasa forestal, cultivos dedicados...);

- desarrollar tecnologías de extracción de la celulosa, seleccionar enzimas y levaduras y poner a punto procedimientos de hidrólisis y de fermentación mejor adaptados a cada configuración de materias primas

- obtener los mejores balances energéticos y de gases de efecto invernadero posibles en el conjunto del sector de producción;

- inscribirse en una lógica de desarrollo sostenible a largo plazo y a los largo del sector.

A escala planetaria, la molécula más abundantemente producida y uniformemente repartida es la celulosa, el principal constituyente estructural de las paredes vegetales. Para la producción de los biocarburantes de 2da generación, el reto tecnológico consiste en devolver a la celulosa accesible a la acción de las enzimas para transformarla en azúcar simple. En el plano económico, la reducción de los costos de las enzimas constituye un segundo desafío. El desarrollo de los biocarburantes puede concebirse sólo en el marco de una gestión razonada de la producción vegetal.

Los socios perseguirán sus esfuerzos con el doble interés de mejorar a la vez los balances energéticos y medioambientales. Los avances científicos y tecnológicos por una parte, y la competencia internacional por otra parte, hacen indispensable el pasaje a un estadio más avanzado de desarrollo. En efecto, los resultados obtenidos en el laboratorio permiten contemplar actualmente un cambio de escala a estadio piloto. En este contexto se instituyó el proyecto Futurol.

La biomasa lignocelulósica se caracteriza por su diversidad, a la medida de la diversidad de los recursos vegetales. El proyecto estudia una variedad de recursos nacidos tanto del mundo agrícola (residuos y coproducidos por cultivos o cultivos dedicados), de la explotación en los medios urbanos (residuos verdes) así como la industria de la madera, incluso del agroforestal.

El proyecto Futurol contendrá tres fases: la construcción del piloto, la puesta a punto del prototipo y la fase de industrialización.

- El piloto. Será construido a partir de otoño de 2008 en el sitio de Pomacle, en la Marne, cerca del corazón del complejo agroindustrial de Bazancourt donde ya existe un importante sitio de producción de bioetanol. El piloto permitirá producir como máximo 500 litros de etanol al día o cerca de 180 000 litros al año.

- El prototipo. La validación a mayor escala será realizada en un segundo tiempo sobre un prototipo. Este será instalado en un sitio industrial del grupo Tereos. Permitirá producir cerca de 3,5 millones de litros al año.

- La industrialización. Una vez que el procedimiento sea validado gracias al prototipo, éste será llevado al mercado bajo la forma de licencia internacional. Desarrollado con la finalidad de ofrecer una gran capacidad de adaptación, este procedimiento podrá ser puesto en ejecución en la mayoría de los países del mundo. El desarrollo comercial e industrial del procedimiento de producción de bioetanol celulósico es esperado para 2015-2020.

Commodities

Energy

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
BRENT CRUDE FUTR (USD/bbl.)	99.330	4.140	4.35
GAS OIL FUT (ICE) (USD/MT)	926.750	26.750	2.97
GASOLINE RBOB FUT (USd/gal.)	254.240	6.000	2.42
HEATING OIL FUTR (USd/gal.)	283.240	5.000	1.80
NATURAL GAS FUTR (USD/MMBtu)	7.636	0.015	0.20
WTI CRUDE FUTURE (USD/bbl.)	100.910	3.030	3.10

Agriculture

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COCOA FUTURE (USD/MT)	2671.000	15.000	0.56
COCOA FUTURE - LI (GBP/MT)	1518.000	6.000	0.40
COFFEE 'C' FUTURE (USd/lb.)	132.950	2.500	1.92
CORN FUTURE (USd/bu.)	535.000	7.750	1.47
COTTON NO.2 FUTR (USd/lb.)	62.180	1.420	2.34
FCOJ-A FUTURE (USd/lb.)	88.850	-1.450	-1.61
SOYBEAN FUTURE (USd/bu.)	1128.500	12.500	1.12
SOYBEAN MEAL FUTR (USD/T.)	316.700	2.900	0.92
SOYBEAN OIL FUTR (USd/lb.)	45.450	0.550	1.22
SUGAR #11 (WORLD) (USd/lb.)	13.740	0.280	2.08
WHEAT FUTURE(CBT) (USd/bu.)	703.500	10.750	1.55
WHEAT FUTURE(KCB) (USd/bu.)	743.000	8.750	1.19

Industrial Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
COPPER FUTURE (USd/lb.)	313.300	6.700	2.19
LME COPPER FUTURE (USD/MT)	6784.000	-26.000	-0.38
LME LEAD FUTURE (USD/MT)	1798.000	24.500	1.38
LME NICKEL FUTURE (USD/MT)	16635.000	-300.000	-1.77
LME PRI ALUM FUTR (USD/MT)	2458.500	-7.250	-0.29



LME ZINC FUTURE (USD/MT)	1700.500	-6.500	-0.38
--------------------------	----------	--------	-------

Precious Metals

	PRICE	CHANGE	%CHANGE
GOLD 100 OZ FUTR (USD/t oz.)	865.600	-31.400	-3.50
SILVER FUTURE (USD/t oz.)	12.460	-0.240	-1.89

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com