



## ENERGÍA E HIDROCARBUROS

### CONTENIDO

1. <i>Sempra Energy's New Baja California LNG Terminal Ready for Commercial Operations</i>	1
2. <i>El año de las petroleras nacionales en Latinoamérica</i>	2
3. <i>Fernández y CAF firman crédito de US\$110mn para plan de conectividad de Yacyretá - Argentina</i>	4
4. <i>Nacionalización relega la integración a segundo plano</i>	5
5. <i>Primera planta petroquímica de Bolivia varada por falta de gas</i>	8
6. <i>Una medida política y financiera. Gobierno modifica cronograma de pago a prefecturas para fortalecer YPF</i>	10
7. <i>Mina San Cristóbal a plena capacidad el tercer trimestre - Argentina, Bolivia</i>	14

### **1. Sempra Energy's New Baja California LNG Terminal Ready for Commercial Operations**

Sempra LNG, a subsidiary of Sempra Energy (NYSE: SRE), today announced that its Energía Costa Azul liquefied natural gas (LNG) receipt terminal in Baja California, Mexico, has successfully completed all performance testing and is ready for commercial operations.

Located 14 miles north of Ensenada, Energía Costa Azul is the first LNG receipt facility on the West Coast of North America.

Over the past month, a variety of start-up and commissioning activities have been under way at Energía Costa Azul, including receiving the facility's first two LNG cargoes.

"Energía Costa Azul is the largest capital project in our company's 10-year history thus far and part of our ongoing plan to develop critically needed natural gas infrastructure throughout North America," said Donald E. Felsing, chairman and chief executive officer of Sempra Energy.

"The start of operations at Energía Costa Azul represents the culmination of seven years of development activity involving the acquisition of permits and commercial contracts, construction, start-up and testing," said Darcel L. Hulse, president and chief executive officer

of Sempra LNG. "The journey from an idea to a whole new business has been both challenging and satisfying."

Energía Costa Azul's first cargo of imported natural gas arrived April 18 aboard the Al Safliya, a new, state-of-the-art LNG carrier from Qatar. A second LNG ship, the Bluesky, arrived at Energía Costa Azul May 6 with a cargo of LNG from Trinidad. The stringent performance testing is now complete and the terminal has successfully met all of its design criteria.

The terminal is fully contracted and capable of processing 1 billion cubic feet per day (Bcf/d) of natural gas, with room for expansion. While Sempra LNG owns 100 percent of the facility, the company is leasing half of Energía Costa Azul's processing capacity to Shell International Gas Limited under a 20-year agreement. Sempra LNG's half of the capacity at Energía Costa Azul will be supplied from a new liquefaction facility nearing completion at Tangguh, Indonesia. Shipments from the Indonesian facility should begin arriving in the second quarter of 2009.

The natural gas processed at Energía Costa Azul will be used in Baja California and the U.S. Southwest. Natural gas from the terminal will meet applicable Mexico and U.S. gas pipeline quality standards.

A second Sempra LNG receipt terminal, Cameron LNG, is under construction near Lake Charles, La. The project, capable of processing 1.5 Bcf/d, is slated for completion by the end of the year.

LNG is simply natural gas in liquid form. To reach a liquid state, natural gas must be cooled. The liquid gas is then transported aboard specially designed carriers for delivery to receipt terminals. These receipt terminals store LNG, return it to its gaseous state and dispatch it into pipelines for customer use. In LNG's 45-year shipping history, LNG carriers have traveled more than 100 million miles without a major incident.

Sempra LNG develops and operates LNG receipt terminals serving North American markets. Sempra Energy, based in San Diego, is a Fortune 500 energy services holding company with 2007 revenues of more than \$11 billion. The Sempra Energy companies' 13,500 employees serve more than 29 million consumers worldwide.

Sempra LNG is not the same company as the utilities, SDG&E or SoCalGas, and is not regulated by the California Public Utilities Commission.

*Fuente: Media Contact: Art Larson Sempra Energy - [www.sempra.com](http://www.sempra.com)*

## **2. El año de las petroleras nacionales en Latinoamérica**

El 2007 quedará en la memoria colectiva como el año en que las petroleras nacionales lograron una renovada prominencia en América Latina. Precios históricamente altos para el petróleo llevaron a las petroleras nacionales de la región a registrar nuevos récords financieros, motivando a los gobiernos a replantearse el papel de las empresas estatales al interior de las economías nacionales.

Liderados por el presidente venezolano Hugo Chávez, varios países de izquierda aumentaron el alcance de las petroleras nacionales en sus industrias de gas y petróleo. Diversos programas de nacionalización dieron a las petroleras nacionales de estos países mayor control sobre las

operaciones petroleras y gasíferas, abultando las arcas fiscales a la vez que disminuían la inversión privada. Pero al otro lado del espectro, algunos países siguieron el ejemplo de Brasil, reestructurando a sus petroleras nacionales para que funcionaran más como una corporación privada eficiente y se distanciaran de la imagen de burocracias estatales despilfarradoras.

Si bien ambos modelos seguirán siendo exitosos en el corto plazo, dado que se espera que los precios del petróleo sigan altos, en el largo plazo el futuro se ve más auspicioso para la brasileña Petrobras. Cuando los precios bajen, solo las empresas con operaciones más

eficientes lograrán mantener un desempeño saludable desde el punto de vista financiero. La producción de Venezuela está menguando a raíz de inversiones mal administradas y a la escasez de personal clave, mientras que Brasil está disfrutando del éxito de su megadescubrimiento Tupi, el fruto de una sólida administración y de las habilidades tecnológicas demostradas en las operaciones offshore. Las petroleras nacionales que sigan los pasos de Petrobras estarán mejor preparadas para el futuro, mientras que las que sigan el ejemplo de PDVSA podrían verse afectadas por problemas de producción y rentabilidad en años posteriores.

Chávez demostró que no tiene nada de tímido al perfilarse como líder del movimiento regional para aumentar el papel del Estado en la industria del gas y el petróleo. Su programa de “nacionalización” petrolera acaparó los titulares de la prensa en el 2007, al conceder a PDVSA control mayoritario sobre los prolíficos proyectos de la Faja del Orinoco, argumentando que esta medida había sido diseñada para dar a la población más desfavorecida, tanto en el país como en el exterior, mayor acceso a las rentas del petróleo. El mandatario venezolano utilizó a PDVSA como el motor financiero de su “Revolución Bolivariana”, prometiendo miles de millones en ganancias petroleras para los más pobres y para los países que siguen su línea política y que buscan desarrollar sus industrias energéticas. El fin último es reducir la influencia de la ayuda de Estados Unidos en la región, crear fuertes aliados políticos y desarrollar mercados para el importante potencial del gas natural y del crudo pesado venezolano.

Las promesas de Chávez hicieron que fuese más fácil para su homólogo ecuatoriano Rafael Correa alienar a los inversionistas extranjeros con planes de implementar un impuesto de 99% sobre los beneficios extraordinarios del petróleo. Correa espera reemplazar a los descontentos inversionistas con petroleras nacionales, particularmente Petroecuador y PDVSA, la que se ha comprometido a ayudar al país a encaminar a su industria petrolera.

El presidente boliviano Evo Morales, por su parte, ha sido un poco más cauteloso con PDVSA, la cual ha demorado en cumplir las promesas hechas al mediterráneo país. El programa de nacionalización de Morales, que dio a la petrolera estatal YPFB mayor control sobre la industria de gas y petróleo del país, obligó a las empresas que estaban operando en Bolivia a replantearse la conveniencia de aumentar sus inversiones en el país.

Si bien Morales está abiertamente a favor de la “revolución” de Chávez, el líder boliviano sigue cortejando a nuevos inversionistas y trabaja de cerca con las empresas que ya operan en el país. Morales sabe que si las empresas no aumentan las inversiones su país no será capaz de cumplir los compromisos futuros con sus vecinos.

Mientras que Venezuela, Ecuador y Bolivia pasan apuros con las decrecientes inversiones y los problemas de producción, la brasileña Petrobras está dando un ejemplo en la región de lo

que es capaz de lograr una petrolera nacional eficiente. Tupi es el segundo mayor hallazgo de hidrocarburos hecho en el mundo en los últimos 20 años y podría lanzar a Brasil a la liga mayor de los productores de petróleo más importantes del mundo. Petrobras no hubiese podido hacer el descubrimiento en aguas profundas sin la influencia financiera, el know-how tecnológico y la relativa independencia política que la caracterizan.

Otros países de la región, como Colombia y México, están lentamente tratando de imitar la receta de éxito de Petrobras.

La petrolera estatal colombiana Ecopetrol comenzó a vender acciones en el 2007 y a cotizar en la bolsa de valores de Bogotá con el objeto de recaudar fondos para un agresivo programa de inversión a escala nacional e internacional y, quizás lo más importante, para mejorar su estructura corporativa. El cambio obligará al directorio de Ecopetrol a operar como una corporación, haciendo más estrictos los estándares contables y liberándose de las presiones políticas.

México, afectado por menguantes reservas petrolíferas y una producción en decadencia, dio un pequeño paso en la dirección de Petrobras al implementar reformas que disminuirán la carga tributaria de Pemex. Si bien la empresa petrolera sigue siendo altamente susceptible a la presión política y un importante benefactor del Estado, las reformas son percibidas como un buen punto de partida. Ya hay serias conversaciones respecto de permitir a la empresa que se asocie con otras empresas para llevar a cabo operaciones upstream y downstream, aunque el debate será reñido.

Es poco probable que las petroleras nacionales sufran cambios radicales durante el 2008, puesto que el espectro político latinoamericano probablemente seguirá el mismo curso que hasta ahora y los precios del petróleo seguirán altos.

Las distintas “Ecopetrol” y “Pemex” de la región seguirán envidiando a Petrobras mientras desarrolla el hallazgo Tupi. Los problemas operacionales no serán una preocupación importante para PDVSA, Petroecuador ni YPF, dado que los altos precios compensarán las ineficiencias administrativas.

Pero cuando los precios caigan, como siempre sucede, las economías nacionales se verán afectadas y los líderes políticos no tendrán más alternativa que repensar cómo deben operar las petroleras nacionales.

Fuente: <http://www.bnamericas.com>

### **3. Fernández y CAF firman crédito de US\$110mn para plan de conectividad de Yacyretá - Argentina**

La presidenta argentina, Cristina Fernández, y la Corporación Andina de Fomento (CAF) suscribieron un crédito de US\$110mn para el programa de integración vial Argentina-Paraguay, informó el gobierno del primer país en un comunicado.

La iniciativa forma parte del Plan de Terminación de Yacyretá, que comprende la construcción del puente internacional Encarnación-Posadas y sus respectivas vías de acceso.

"El préstamo de US\$110mn es para un proyecto que tiene un costo estimado de US\$185mn. Es a 15 años de plazo, con 5 años de gracia", indicó el presidente ejecutivo de la CAF, Enrique García.

El proyecto permitirá que la presa Yacyretá eleve su producción hidroeléctrica al permitir un aumento en su nivel de agua, con lo que se generará más energía para el país.

El incremento en el nivel de agua llevará a una producción extra de 6.000GWh/a, señaló el director ejecutivo de Yacyretá, Oscar Thomas.

"[Tenemos] el firme compromiso (...) de continuar apoyando a Argentina, (...) en las áreas de infraestructura, desarrollo social y desde luego apoyando a las pequeñas y medianas empresas, en el marco del sector privado", expresó el titular de la CAF.

Argentina se convirtió recientemente en miembro pleno de la corporación.

*Fuente: Business News Americas*

#### **4. Nacionalización relega la integración a segundo plano**

Pese a que en el 2007 se hizo mucha propaganda a la integración energética, el concepto no cobró fuerza durante el año ya que los países latinoamericanos mantuvieron sus agendas nacionales individuales.

Por ejemplo, el plan venezolano del Gran Gasoducto del Sur -que costaría US\$20.000mn, tendría una extensión de más de 15.000km y habría conectado a Venezuela y Brasil y posteriormente a Argentina y Bolivia- se congeló debido a que Brasil supuestamente se había retirado.

En tanto, Chile debió conformarse con que no se reanudaran los despachos de gas desde Argentina luego de que se redujeran drásticamente durante el crudo invierno en el hemisferio sur.

Si bien Chile construye actualmente dos plantas de regasificación de gas natural licuado (GNL), el 2008 será un año difícil para el país mientras no se ponga en marcha la primera terminal de regasificación que desarrolla el consorcio GNL Quintero, cuya entrada en operación está programada para el 2009.

En el segundo semestre se inauguró el esperado gasoducto que conecta a Venezuela y Colombia, aunque recién entrará en operación durante enero.

El gasoducto se construyó con el fin de revertir en algún momento el flujo para exportar gas de Venezuela a Colombia, sin embargo, Venezuela tiene un enorme déficit de gas natural y muchos analistas han cuestionado la posibilidad de que exporte gas en el mediano plazo.

Un proyecto que sí mostró señales de avance fue el gasoducto GNEA que conectará a Argentina y Bolivia. La petrolera estatal argentina Enarsa llevó a cabo varias licitaciones para suministrar tuberías para el gasoducto de US\$1.640mn, que tendrá capacidad para Argentina.

No obstante, hacia fin de año Bolivia tuvo problemas para cumplir los contratos de exportación con Argentina y el gobierno de Evo Morales reiteró que tenía como prioridad exportar a Brasil.

Debido a que Argentina eligió a Cristina Fernández para la presidencia del país, mando que recibe de manos de su marido Néstor Kirchner, parece ser que continuará la política de privilegiar la demanda interna a precios inferiores a los de mercado.

El país aumentó los impuestos a la exportación de petróleo crudo y fijó un tope de alrededor de US\$42/b para el crudo ligero, en tanto que los precios se acercaron a los US\$100/b en el mercado internacional.

Los bajos precios del gas natural siguieron frenando la inversión en Argentina, mientras que la nacionalización en Bolivia hizo que las empresas lo pensaran dos veces antes de ampliar sus inversiones allí.

La nacionalización también fue un factor en Venezuela, donde la petrolera estatal PDVSA concluyó el proceso de conversión que comenzara a principios de año a fin de acceder a participaciones mayoritarias en todas las empresas mixtas que operan en el país. La mayoría de los operadores presentes en Venezuela que tenían participaciones de 60% como mínimo en las empresas mixtas llegaron a acuerdo con PDVSA e hicieron el traspaso. Por su parte, las petroleras mayor estadounidenses ConocoPhillips y Exxon Mobil prefirieron retirarse del país.

El presidente de Ecuador, Rafael Correa, tomó el ejemplo de su homólogo venezolano Chávez y aumentó la participación del Estado en las ganancias petroleras extraordinarias de un 50% a un 99%.

Por otro lado, en las noticias de Venezuela imperó PDVSA y sus diversos planes de trabajar con las petroleras estatales de otros países en la certificación de reservas de la faja de crudo extrapesado del Orinoco.

PDVSA firmó acuerdos con empresas de Portugal y Bielorrusia, entre otros, para certificar reservas, pero muchos analistas comentaron que el único país que realmente podría asistir a PDVSA era China, que la ayudó a adquirir y fabricar equipos de perforación.

Venezuela, de hecho, tuvo sus propios problemas de producción, tales como algunos derrames de petróleo, así como cierres e incendios en refineras. Los funcionarios insistieron en que la producción del país se mantuvo por sobre los 3 millones de barriles diarios (Mb/d), pero organizaciones internacionales, tales como la OPEP, la determinaron en menos de 2,5Mb/d.

Pero no todo anduvo mal en Venezuela, ya que varias empresas privadas extranjeras la adquisición de activos que dejaron las empresas que se retiraron del país. PDVSA, por su lado, informó que el próximo año desembolsaría US\$10.000mn en el plan Siembra

Petrolera con miras a aumentar la producción a 5,8Mb/d de aquí al 2012 y también indicó la exploración costa afuera en diversas zonas.

### **El 2007 tuvo, eso sí, buenas noticias en otros lugares.**

Los legisladores mexicanos reaccionaron al hecho de que la producción y las reservas están mermando, lo que los obligó a replantearse la función que cumple la petrolera estatal Pemex en el país. La consecuencia de ello fue que se aprobaron varias reformas diseñadas para reducir gradualmente en los años venideros los impuestos que paga la empresa.

Pero para acceder a las reducciones de impuestos, Pemex y sus filiales deben implementar un programa de mejora de la eficiencia operacional hasta que llegue al nivel que exigen los estándares internacionales.

La energética federal brasileña -Petrobras- dio a conocer estimaciones de que el área Tupi, en la cuenca costa afuera Santos, contiene 5.000-8.000 millones de barriles de petróleo equivalente (Mboe) de crudo ligero y gas natural recuperables.

Comprensiblemente, el Gobierno brasileño se mostró eufórico con la noticia. “Brasil figurará en la primera división de los países productores de petróleo,” expresó la jefa de Gabinete, Dilma Rousseff, que dio a conocer la noticia y fi gura entre los posibles sucesores del presidente Luiz Inácio Lula da Silva.

La novena ronda de licencias de hidrocarburos en Brasil tuvo varias sorpresas, pues las mejores internacionales no se aparecieron y Petrobras no dominó el proceso, como suele hacerlo. La decisión del gobierno de retirar los 41 bloques cercanos al megadescubrimiento de Tupi fue supuestamente la causa de la ausencia de las mejores.

Como resultado, la poco conocida petrogasífera brasileña OGX fue el postor protagonista del proceso, ya que invirtió, individualmente o en sociedades, 1.570mn de reales (US\$883mn) en los bloques.

Colombia también tuvo su cuota de buena suerte, pues la petrolera estatal Ecopetrol comenzó a vender acciones a fi n de recaudar dinero para sus inversiones y cambiar su estructura. Ecopetrol pretende invertir US\$3.700mn en 2008 y US\$12.500mn de aquí al 2012 y recaudó cerca de US\$3.000mn con su OPI, en la que vendió una participación inicial de 10%.

Entretanto, el país se convirtió en la atracción de las empresas junior de exploración, debido a sus favorables condiciones de exploración y producción así como su atractiva geografía.

El año acaba con la estrecha derrota del presidente de Venezuela, Hugo Chávez, en la consulta pública acerca de un controversial conjunto de reformas que habrían incrementado ostensiblemente su poder en el país.

Mientras la mayoría de los analistas indicó que Chávez todavía puede hacer efectivas de alguna manera, hay otros que sugieren que su influencia internacional se dañó gravemente, lo que podría tener implicaciones en muchos aspectos de la política energética de los gobiernos proclives a Chávez tales como Argentina, Ecuador y Bolivia.

### **Proyecciones 2008**

Los países que en el 2007 implementaron programas de nacionalización sentirán la presión de tener que demostrar resultados positivos en 2008. Claro que puede no resultarles complicado considerando los precios del petróleo y el gas que, de mantenerse altos, contrarrestarán los efectos de una producción decreciente o mediocre.

Venezuela deberá subir su producción mucho más allá de los 3Mb/d si desea cumplir sus metas y Ecuador podría tener dificultades para cumplir las cuotas de la OPEP si sus políticas ahuyentan del país a las multinacionales. Bolivia, por su parte, debe incentivar a las empresas a que aumenten sus inversiones rápidamente si es que desea cumplir sus metas de suministro.

Sin embargo, los países más receptivos a la inversión seguirán atrayendo inversiones. El Gobierno colombiano lanzará en febrero la ronda licitatoria de crudo pesado, que con seguridad atraerá la atención de las empresas mayores. La argentina Enarsa pretende convocar una licitación internacional de licencias de exploración y producción de hidrocarburos para cuatro bloques costa afuera.

A comienzos del 2008, Brasil ofrecerá los bloques que retiró del proceso licitatorio de la octava ronda y hacia fin de año efectuará la décima ronda, que seguramente será atractiva. La atención estará concentrada en el desarrollo que logre Petrobras en el hallazgo de Tupi.

Al Congreso mexicano le queda mucho por hacer dado que las reformas de Pemex podrían ser polémicas. Pese a que muchos desean que Pemex tenga la libertad de buscar socios de exploración y producción, sobre todo en cuanto a exploración costa afuera, es probable que la izquierda se oponga a cualquier cosa que huela a privatización.

**Otras proyecciones destacadas para el 2008:**

- El bloque de crudo extrapesado Ayacucho 6 que PDVSA y Enarsa comenzaron a explorar en virtud de una nueva alianza podría producir 200.000b/d a partir del segundo semestre del 2008.
- Chevron podría avanzar hacia declarar la comerciabilidad de su proyecto gasífero venezolano Plataforma Deltana.
- Petro Perú llevará adelante su proyecto de modernización, avaluado en US\$1.000mn, que apunta a aumentar la capacidad de la refinería de 62.000b/d a 90.000b/d, optimizar la calidad del combustible en las unidades actuales y construir otras nuevas, todo lo cual podría empezar el próximo año.
- Petrobras dará inicio en abril del 2008 a las operaciones de su primera planta de regasificación de GNL en Río de Janeiro, adelantándose así a lo programado originalmente.

Fuente: [www.BNAmericas.com](http://www.BNAmericas.com)

### **5. Primera planta petroquímica de Bolivia varada por falta de gas**

Es el primer proyecto de industrialización del gas que cuenta con financiamiento internacional aprobado, tiene tramitada su licencia ambiental y tiene en territorio boliviano el 100% de los equipos con los que se montará la planta para producir nitrato de amonio y fertilizantes NPK. Petroquímica Boliviana necesita 5,8 MMpcd de gas para producir 110 mil toneladas al año.

Petroquímica Boliviana (PQB), subsidiaria de la norteamericana Austin Powder International, tiene ya instalado en la provincia cruceña de Warnes, el 20% del complejo petroquímico que fabricará nitrato de amonio grado fertilizante y grado explosivo, además de fórmulas de fertilizantes NPK.

El proyecto que ya tiene el 100% del financiamiento y créditos aprobados por el Banco Mundial (IFC) y el Fondo para el Desarrollo de la OPEP (OFID), demás de la contraparte de Austin Internacional Inc., se encuentra en stand by hasta que el gobierno a través de YPFB, le confiera un contrato de gas natural, por 5,8 MMpcd en la etapa inicial.

No obstante, Petroquímica Boliviana ya ha trasladado al país el 100% de los equipos y se espera que en los próximos 20 días llegue el último compresor de gas desde Patacamaya. Con esto la planta estaría lista para reiniciar su construcción que demoraría cerca de 18 meses para luego empezar a producir amoniaco, ácido nítrico, nitrato de amonio y fertilizantes NPK.

El costo total del proyecto es de 35 millones de dólares y el monto invertido hasta el momento es de \$US 15 millones. La producción agregada del complejo en la primera etapa podrá

alcanzar 110 mil toneladas /año de fertilizantes y explosivos tanto para el mercado interno como el de exportación.

### **Provisión de Gas**

En 2005, Petroquímica Boliviana tenía pactados contratos de provisión de gas con las empresas privadas, pero después de la nacionalización de los hidrocarburos, estos contratos perdieron validez, lo que obligó a paralizar la construcción de la planta.

Desde entonces los ejecutivos del proyecto tuvieron una serie de encuentros con los principales ejecutivos de YPFB a fin de conseguir un contrato de gas. También se presentó el proyecto al Directorio de YPFB lo cual produjo una certificación otorgada por Transredes que avaló la capacidad de transporte para alimentar el proyecto. No obstante, aun no se consiguió el contrato de provisión de gas.

Frente a esto, Raúl Vargas Delos, presidente ejecutivo de Petroquímica Boliviana, es optimista y confía en que el Directorio de YPFB a la cabeza de Santos Ramírez, en un corto plazo concrete las gestiones realizadas ante el directorio y el ejecutivo de YPFB, para arribar a un acuerdo de provisión de gas natural que permita reiniciar la construcción.

Asimismo sostuvo que la compañía esta dispuesta a aceptar un precio mayor al del mercado interno (1.70 \$US/MMBtu), calculado conforme a lo que dice la ley en referencia al precio para los proyectos de industrialización.

### **Beneficios de la fertilización**

Conciente de que es un momento difícil para negociar un contrato de gas, el ejecutivo de Petroquímica Boliviana propone mirar la otra cara de la moneda y tomar en cuenta los beneficios de la fertilización.

“Si bien vendernos gas a un precio de \$US 2,50 por MMBtu significa restarle a la Argentina y perder cerca de 5,5 millones de dólares al año, las 80 mil Tm de fertilizantes que producirá la planta, aplicadas a los suelos, redundarán en una producción adicional agropecuaria de 100 millones de dólares. Si a esta cifra se le resta el costo del fertilizante (38 millones de dólares), y los 5,5 millones que perdió el Estado por dejar de exportar, queda un saldo neto de \$US 60 millones adicionales en la producción agrícola. Es un tema de priorizar, y a nivel técnico, YPFB entiende perfectamente este beneficio”, sostuvo Vargas.

### **OPINIÓN: Raúl Vargas, presidente ejecutivo de PQB:**

“Con este proyecto el Gobierno tiene la posibilidad de incrementar la producción agrícola del país, para lograr la seguridad alimentaria. Hay cultivos que, dependiendo de la cantidad de fertilizantes que se les aplique, pueden tener más del 100% del incremento en su producción. Un ejemplo, son los cultivos de papa, maíz y caña de azúcar. En este sentido y existiendo el marco legal, la firma del contrato de gas para este proyecto debería ser simplemente un proceso administrativo, además hay que tener en cuenta que necesitaremos gas después de 18 meses de aprobado el contrato”.

### **Lo que dice la Ley sobre el precio del gas**

- La Ley 3058, en el Art. 87 dice que: “en ningún caso el precio para el mercado interno podrá sobrepasar el 50% del valor de exportación del menor contrato de exportación”.

- El Decreto de Nacionalización 28701, dice claramente que YPFB tendrá la potestad para fijar volúmenes, condiciones y precios para el mercado interno, exportación e industrialización del gas.

### **Petroquímica Boliviana, un proyecto de alcance nacional**

- ¿Qué comprende el proyecto?: En Warnes, Santa Cruz se instalará el complejo petroquímico, compuesto por una planta de ácido nítrico, una planta de nitrato de amonio con capacidad para producir nitrato de amonio grado fertilizante y nitrato de amonio grado ANFO (para la fabricación de explosivos), además de una planta para la mezcla física de fertilizantes NPK. En Punata, Cochabamba, se construirá otra planta para mezcla física de fertilizantes NPK y un centro de asistencia agronómica. En el Alto, La Paz, se instalará un centro de asistencia agronómica y de distribución de fertilizantes regional.
- Consumo de Gas: Bolivia consume 42 MMmcd. El mercado interno consume 6 MMmcd, Petroquímica Boliviana consumirá en su primera etapa 0,16 MMmcd de gas natural, lo cual representa menos del 2,7% del consumo nacional y menos del 0,04% de la producción nacional.
- Infraestructura en Warnes: El complejo de Warnes estará asentado en una superficie de 162 hectáreas, y el área industrial tendrá una extensión de 10 hectáreas. Su ubicación está muy cerca del campo Colpa y se conectada al ramal de transporte de gas Colpa – Minero.

*Fuente: Energy Press Edición 397*

## **6. Una medida política y financiera. Gobierno modifica cronograma de pago a prefecturas para fortalecer YPFB**

Al recorte del IDH, ahora también se suma el plazo de 30 a 90 días en el pago de las regalías a las Prefecturas de los cuatro departamentos productores de hidrocarburos. Esta modificación perjudica el desembolso de los presupuestos de los gobiernos departamentales y paraliza las diferentes obras.

Las Prefecturas de los departamentos de Santa Cruz, Tarija, Cochabamba y Chuquisaca comienzan a sentir en su flujo de caja el efecto del Decreto Supremo 29528 (de abril de 2008) que modifica el pago de las regalías producidas en el mes, de un plazo de 30 días a 90 días. Resulta que no podrán cumplir con su cronograma de actividad y pagos comprometidos en las diferentes obras.

Anteriormente, el pago se hacía cada mes los días 1, 7, 15 y 25, ahora el nuevo Decreto sólo registra el pago del monto de producción de petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo) a 90 días.

También de acuerdo a la anterior resolución, las empresas petroleras que no entregaban la declaración jurada de la certificación de producción en el tiempo previsto, debían pagar mil dólares por cada día de atraso mientras que el nuevo Decreto establece una pausa de seis meses.

Como ahora el titular y el que paga es YPFB, ha hecho una pausa conveniente, señala José Padilla Rojas, Asesor de Minería e Hidrocarburos de la Prefectura de Santa Cruz al explicar que las nuevas modificaciones conllevan el retraso las obras ya que las regalías y el IDH

(Impuesto Directo de los Hidrocarburos), representan el 40 por ciento de un total de 311.601.811 de bolivianos del presupuesto de la Prefectura.

“Tenemos un cronograma de inversiones exigido por el Gobierno Central que debe ser ejecutado en la gestión en un 100 por ciento pero si los recursos se atrasan en los desembolsos, también se retrasan las obras porque no se pueden cumplir los contratos de caminos, pagos en salud, educación y otros”, expresa Padilla Rojas.

De esta manera se ve afectado el andamiaje económico de las Prefecturas de los cuatro departamentos productores de hidrocarburos. Con tal motivo, las Prefecturas de Santa Cruz, Tarija, Cochabamba y Chuquisaca se reunieron para determinar algunas acciones a seguir con la finalidad de que el nuevo Decreto sea derogado.

Para Padilla Rojas, el Decreto 29528 obedece a dos razones principales: una política y otra financiera. La primera tiene el tras fondo político de coartar a las Prefecturas y hacer que estas queden paralizadas en su gestión y no cumplan su programa de inversión.

La segunda, sería ser una especie de colchón financiero para Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) que no tiene el dinero suficiente para el desenvolvimiento de su actividad petrolera. Los 90 días serían un flujo de caja para YPFB y no así para las Prefecturas.

Padilla Rojas apunta que al adquirir Yacimientos el 51 por ciento de las acciones de algunas empresas petroleras, prácticamente se convierte en titular y al mismo tiempo productor de hidrocarburos. El Decreto 29528 no menciona a la Superintendencia de Hidrocarburos con ente regulador.

De acuerdo a la Ley no se puede ser juez y parte; es decir, YPFB no puede pagar las regalías de los hidrocarburos que el mismo produce, argumenta el consultor al mencionar que tiene que haber un ente regulador para que se pague correctamente y Yacimiento debe decidir si es empresa o fiscalizador.

Por otra parte, en enero del presente año, el Gobierno promulgó el Decreto 29444 para realizar la separación teórica (no hay planta de separación) de los hidrocarburos en Río Grande de todo lo que se exporta por el gasoducto al Brasil a favor de YPFB. Entonces las Prefecturas no recibirían nada por regalía, lo cual significa 28 millones de dólares que se sacarían al presupuesto de las Prefecturas de los departamentos afectados.

“Estamos entrando en una guerra de quitarle a las Prefecturas para engordar Yacimientos. Las Prefecturas afectada son las de la Media Luna y eso implica un gran perjuicio a los gobiernos departamentales para que no tengan una buena gestión de trabajo e inversiones en el desarrollo de cada uno de los departamentos”. Apunta Padilla Rojas al resaltar que por todo esto el Decreto 29528 debe ser derogado.

Anunció que en caso de la Prefectura de Santa Cruz, se realizarán gestiones ante el Parlamento para pedir la derogación del nuevo Decreto al Ejecutivo porque es totalmente dañino al desenvolvimiento económico de las Prefecturas de los departamentos productores de hidrocarburos.

De no hacerlo, los gobiernos departamentales no podrán cumplir con la inversión prevista ya que los compromisos de las obras se pagan de manera mensual mientras que el próximo pago, con la aplicación del Decreto 29528 se realizaría recién en agosto y el subsiguiente en

noviembre. “No tenemos cómo rellenar ese vacío del flujo de caja, prácticamente las obras que tenemos programas no van a ser cumplidas”, expreso Padilla Rojas.

El cronograma de las diferentes obras de las Prefecturas fue realizado en Enero, mientras que las modificaciones a la forma de pago se hicieron en abril cuando ya estaban en marcha las diferentes obras con su respectiva planificación de recursos provenientes de las regalías y del IDH.

Una de las primeras acciones de las Prefecturas es llevar adelante el planteamiento de la derogación de dicha norma, inicialmente ante la Brigada Parlamentaria, luego a la Cámara de Sanadores y posteriormente a la Cámara de Diputados para su reversión por estar al margen de la Ley 3058 de Hidrocarburos, expresa el Asesor de Minería e Hidrocarburos.

Dicha Ley en sus Artículos 53, 54 y 56 señalan el pago de las regalías y los Reglamentos a través de los Decretos 2822 y 2823 especifican cómo se debe hacer, este último Decreto vulnera lo especificado anteriormente.

Otra de las disconformidades de las Prefecturas es la falta de transparencia en cuanto a la información de los volúmenes de producción de hidrocarburos por los cuales se paga las regalías. Y pese a que la Ley 3058 contempla la creación de un Centro de Información que entregue los datos competentes esta no se ha creado.

Una de las propuestas ante esta situación es realizar una auditoria entre los cuatro departamentos productores para verificar los volúmenes de producción y que la información sea totalmente transparente. También están disconformes con el precio del petróleo que permanece congelado en 66 dólares el barril para el pago de las regalías cuando en el mercado internacional este supera ampliamente los 100 dólares.

### **Análisis del Decreto Supremo 29528**

El marco jurídico del Decreto Supremo de referencia, transgredió la normativa estipulada en la Ley 3058, en los artículos 53, 54 y 56 referente al pago de regalías, participación e IDH.

#### **Artículo 1 (Objeto)**

Modifica el Artículo 5to del DS 28222 de 06/05 que en su parte específica del análisis cromatografico del gas natural, la fiscalización propuesta lo hace a la salida y no como se controla actualmente a la entrada. Este proceso no garantiza los volúmenes de producción real.

#### **Artículo 2 (Modificaciones)**

Modifica el Artículo 17mo del DS 28222 que el pago de las regalías, participación, IDH se lo efectuará en los próximos 90 días finalizando el mes de producción sobre la base de los montos determinados en el último informe de liquidación de regalías, participación e IDH al TGN emitido de manera oficial por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Esta modificación cambia totalmente el flujo de caja de las Prefecturas productoras de Hidrocarburos que en el artículo de referencia modificado, indica que el pago adelantado puede ser cancelado en una sola cuota el primer día hábil del mes o dividido en 4 cuatas.

Es necesario indicar que en el mes de septiembre de 2006, el Gobierno emitió una Resolución Suprema para aplicar esta forma de pago. El consejo Departamental de Santa Cruz emitió una Resolución Prefectural solicitando la derogación de esta Resolución Ministerial en virtud del

perjuicio que ocasionaría esta forma de pago al flujo de las inversiones y compromisos que tiene la prefectura de Santa Cruz.

Modifica el Artículo 18 que atrasa las fechas de pagos de las conciliaciones del mes y esto perjudica también al flujo de caja de las Prefecturas.

Luego modifica el Artículo 19 donde estable el atraso de fechas para la entrega de certificación jurada del balance volumétrico, energético y/o la certificación de producción del mes de 5 a 10 días. Modifica el Artículo 20 donde establece el cambio de titular por YPFB que será el encargado del pago de las regalías, participación e IDH.

Modifica el Artículo 23 donde YPFB reemplaza al titular (empresa productora de hidrocarburos) y en el último párrafo indica que la valoración para el petróleo WTI, se deducirá de la tarifa aprobada por la Superintendencia de Hidrocarburos para los sistemas de ductos y de exportación.

Modifica el Artículo 7mo. Del DS 28223 de 06/05 respecto a la liquidación y periodo de pago establecido que el IDH debe ser liquidado y pagado, mediante declaración jurada hasta el 25 del siguiente mes, consolidando al efecto total de operaciones realizadas durante el mes, sujeto de liquidaciones establecidas en el Artículo 53 de la Ley 3058; sin embargo, la modificación establece que se debe prorrogar por 90 días la declaración jurada del mes de producción.

Artículo 3 (Plazos): Modifica el Artículo del DS 28223 ampliando a 15 días para la presentación jurada de las cantidades comercializadas de petróleo, GLP y Gas Natural. Establece el nuevo plazo de presentación hasta el último día de cada mes.

Artículo 4 (Definiciones): Modifica el Artículo 42 del DS 28222 aumentando la tarifa de comprensión referida al pago por servicio de compresión aprobada por la autoridad competente (sin especificar).

Artículo 5 (Plazo transitorio): Modifica el Artículo 31 del DS 28222 disponiendo de una pausa de 6 meses para la no aplicación de penalidades.

### **Conclusiones**

Del análisis realizado del DS 29528 modificadorio de los DS 28222 y 28223, se concluye que: A través de este DS adecuado a los contratos de operaciones suscritos entre las empresas petroleras y YPFB, con el siguiente perjuicio a los departamentos productores de hidrocarburos, ya que afecta a la disponibilidad oportuna de los recursos provenientes de las regalías, que son ingresos económicos que alimenta al flujo de las Prefecturas, ampliando plazos en los decretos modificados.

Otro aspecto importante es el reemplazo de la Superintendencia de Hidrocarburos por los otros organismos competentes que se desconocen. Siendo que para las Prefecturas es conveniente la permanencia de la Súper como ente regulador del sector, ya que tienen todas las competencias bien establecidas pro su ley de creación.

### **Recomendaciones**

Al afectar estas modificaciones tal como se expresa en la parte conclusiva, se recomienda que se derogue el DS 28528 y se mantengan vigentes sin modificación alguna los DS 28222 y 28223.

*Fuente: The Wall Street Journal*

## **7. Mina San Cristóbal a plena capacidad el tercer trimestre - Argentina, Bolivia**

La mina San Cristóbal que tiene la estadounidense Apex Silver Mines (AMEX: SIL) en Bolivia debiera operar a plena capacidad comercial de 40.000t/d el tercer trimestre, dijo a BNAmericas el gerente general de la empresa, Jeffrey Clevenger.

San Cristóbal procesó 2,4Mt de mineral durante el primer trimestre. La tasa de procesamiento fue menor principalmente por falta de agua para el proceso.

"Durante el trimestre aumentamos la producción de agua cerca de un 50% respecto del trimestre anterior", señaló el ejecutivo.

Apex indicó anteriormente que se realizarían modificaciones adicionales al sistema de recolección y bombeo de agua, incluidas líneas adicionales y más capacidad de bombeo, para lograr niveles de agua adecuados a fin de alcanzar la tasa de procesamiento prevista.

San Cristóbal produjo cerca de 75.000t de concentrados de plata, plomo y zinc el primer trimestre. La puesta en marcha fue el tercer trimestre del 2007.

### **Exploración el El Quevar**

Según Clevenger, el objetivo de Apex es conseguir información suficiente sobre la propiedad El Quevar, en el norte de Argentina, hacia fines de año para poder evaluar el yacimiento.

"Queremos contar con información suficiente como para hacer el estudio de alcance y evaluar qué es lo que tenemos que hacer en el proyecto".

Apex posee un 65% de El Quevar y la peruana Hochschild (LSE: HOC) posee el resto.

San Cristóbal también pertenece en un 65% a Apex, mientras que la japonesa Sumitomo posee el resto.

*Fuente: Anthony Esposito - Business News Americas*



**Teléfono (5912) 2799673**

**Fax: (5912) 211 7326**

**Calle 31 N° 8227, Edificio Lydia, Piso 2, Oficina 201**

**Calacoto**

**La Paz – Bolivia**

**Página web: [www.institutoprisma.org](http://www.institutoprisma.org)**

**Edición a cargo de Karina Zelaya**