



## ENERGÍA E HIDROCARBUROS

### CONTENIDO

1.	<i>Hidrocarburos en América Latina</i>	1
2.	<i>¿Futuro del gas?</i>	3
3.	<i>Chile, Brasil y Argentina optan por gas natural licuado</i>	4
4.	<i>Cela: el nuevo polo energético de Panamá</i>	5
5.	<i>Por estrategia proponen trasladar Planta de Urea a Puerto Suárez</i>	9
6.	<i>YPFB debería delegar funciones a sus empresas ya establecidas</i>	11
7.	<i>Exportaciones de gas Bolivia caen 25.6 pct de enero a mayo 2009</i>	13

### **1. Hidrocarburos en América Latina**

En el mapa mundial, la participación de América Latina en el mercado es relativamente importante.

La región registra más del 10% de las reservas de petróleo, alrededor del 14% de la producción y solamente un 8.3% del consumo global.

México y Venezuela son los principales exportadores.

América Latina cuenta, además, con más del 4% de las reservas de gas natural, cerca del 6% de la producción y un 6% del consumo en el mundo.

En este caso, Argentina y Bolivia son los principales exportadores.

Así lo revelan datos combinados de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la Agencia Internacional de Energía (AIE) y la empresa British Petroleum (BP).

#### **Venezuela**

Petróleo. Venezuela es el quinto exportador de crudo del mundo y vende cerca del 60% de su producción a Estados Unidos. Es el único miembro latinoamericano en la OPEP, donde tiene un papel activo. Desde hace tiempo está en disputa la cantidad de petróleo que extrae el país. El gobierno afirma que se producen 3.1 millones de barriles por día, pero los analistas dicen que -debido a la tensión política- esa cifra ha disminuido. Según la AIE, Venezuela genera actualmente 2.1 millones de barriles diarios.

Gas natural. Con el descubrimiento de nuevos yacimientos, Venezuela ha pasado a tener la mayor reserva de gas natural de Sudamérica y la octava del mundo. Pero el país sólo ha percibido recientemente la importancia estratégica de este recurso natural. Según la OPEP, la producción comercial de gas natural de Venezuela asciende a 26 000 millones de metros cúbicos. Según el Ente Nacional de Gas, casi la totalidad de este hidrocarburo se destina al consumo interno, aunque hay proyectos para exportar en gran cantidad a Estados Unidos.

### **México**

Petróleo. Según datos de la AIE, México es actualmente el país latinoamericano que más crudo produce: 3.8 millones de barriles por día. Cerca de un tercio de los ingresos del Estado provienen de esta actividad. Petróleos Mexicanos (Pemex) es una de las grandes productoras del mercado internacional y una de las mayores proveedoras de Estados Unidos. México exporta más de la mitad del crudo que extrae.

Gas natural. El país posee, según BP, la cuarta reserva de gas natural de América Latina pero ocupa el tercer puesto en cuanto a producción, con un volumen de más de 36 000 millones de metros cúbicos. La demanda de este hidrocarburo para el consumo interno ha crecido notoriamente en los últimos años y el flujo de exportación es modesto.

### **Brasil**

Petróleo. Con 1.9 millón de barriles diarios, Brasil es el tercer productor de crudo de América Latina según la AIE. La empresa estatal Petrobras es después de Pemex y PDVSA la firma del sector más importante en América Latina. Opera en varios países de la región y tan sólo en Bolivia genera el 20% del Producto Interno Bruto (PIB).

Gas natural. Brasil posee la quinta reserva gasífera de América Latina, aunque ocupa el cuarto puesto en cuanto a producción: tiene un volumen de 10 100 millones de metros cúbicos, según datos combinados de la AIE y BP. Al mismo tiempo, importa gas natural desde Bolivia y Argentina.

### **Argentina**

Petróleo. Según la OPEP, este país produce cerca de 800 000 barriles diarios, lo que lo coloca en cuarto lugar en América Latina. La mayor parte del crudo se destina al consumo interno. La ley argentina de hidrocarburos establece que primero debe abastecerse el mercado local y que sólo después se puede exportar la producción remanente.

Gas natural. Argentina posee la tercera reserva gasífera de la región, pero con un volumen de casi 46 000 millones de metros cúbicos es el primer productor seguido por Venezuela, según datos de la AIE. Tras el colapso económico de 2001 y la consiguiente disminución de las inversiones en el sector energético, el 50% de la generación de electricidad ha pasado a depender de centrales que se alimentan con gas natural. Para hacer frente a esta demanda, Argentina ha recortado las exportaciones a Chile, su principal mercado en la región. Asimismo ha comenzado a importar gas de Bolivia.

### **Bolivia**

Petróleo. La producción petrolera de Bolivia es mínima si se compara con su generación de gas: cerca de 40 000 barriles diarios, según el Ministerio de Hidrocarburos.

Gas natural. Bolivia posee la segunda reserva de gas más importante de América Latina después de Venezuela. Sin embargo, datos de la AIE indican que tiene un volumen de producción de apenas 7 200 millones de metros cúbicos. Esto es casi un tercio de lo que genera Argentina, país que cuenta con la tercera reserva gasífera en la región. Gran parte de la producción de gas se exporta principalmente a Brasil.

### **Ecuador**

Petróleo. Ecuador es el quinto productor de crudo de América Latina. Datos de la AIE señalan que extrae unos 550 000 barriles diarios. Según el Ministerio de Energía y Minas del país andino, la mayoría del petróleo extraído se destina a la exportación. Las ventas de crudo generan aproximadamente un cuarto del PIB del país. La empresa estatal Petroecuador comparte la explotación con numerosas firmas extranjeras, entre ellas la brasileña Petrobras. Nuevos proyectos de producción en la región amazónica han generado conflicto con los aborígenes que viven allí.

Gas natural. Con las menores reservas dentro del grupo de países mencionados y un volumen de apenas 1 200 millones de metros cúbicos, Ecuador es el séptimo productor de gas en América Latina, según la AIE. La mayor parte de esta producción se destina al mercado interno.

### **Colombia**

Petróleo. Colombia es el sexto productor de crudo de América Latina. Estadísticas de la AIE indican que extrae 530 000 barriles diarios. La empresa estatal Ecopetrol estima que el país dejará de exportar crudo -actualmente la mitad de su producción- en los próximos años y tendrá que importarlo, a no ser que se descubran nuevos yacimientos pronto.

Gas natural. Con un volumen de 14 200 millones de metros cúbicos, Colombia es el quinto productor de gas natural de América Latina detrás de Brasil, según la AIE. La mayor parte de la producción es consumida localmente y las autoridades estiman que sus reservas -algo mayores que las de Ecuador- durarán unas tres décadas.

*Fuente:BBCMundo.com <http://news.bbc.co.uk/go/pr/fr//hi/spanish/special>*

## **2. ¿Futuro del gas?**

Energía sin mercado, no vale nada. Es un viejo adagio en la industria petrolera. Hasta hace cinco años, Bolivia se constituía en el centro o corazón energético de todo el Cono Sur de América Latina, con la alternativa de ser el distribuidor de gas natural a las naciones vecinas, incluso el sur del Perú. Sin embargo, esa situación se ha trastocado, cambiando las condiciones hasta hoy y dejándonos en una situación de extrema preocupación.

Trinidad y Tobago, Venezuela y Perú se encargaron en este tiempo de copar los mercados potenciales que tenía Bolivia. La pérdida de confianza, el incumplimiento de nuestros contratos, la falta de seguridad jurídica y de inversiones oportunas fueron los factores de este cambio que ponen en riesgo incluso ahora el único mercado potencial como es el de Argentina. Los acuerdos alcanzados el 17 de octubre de 2007 entre Argentina y Bolivia para construir el gasoducto al noreste, con una inversión de 1.500 millones de dólares, para la

exportación de 27 millones de metros cúbicos diarios de gas, comprometidos por contrato, hoy se encuentran totalmente retrasados por no ofrecer garantías para su cumplimiento.

El proyecto de gas Mariscal Sucre, en Venezuela, con una reserva del 56 por ciento de América Latina, tiene el objetivo de vender gas a la Argentina. En mayo pasado, ambos países firmaron un memorando de entendimiento para la instalación de una planta de regasificación con petróleo venezolano transportado en barcos. “Revisaremos todo lo que ha pasado”, dijo Chávez. Más aún, insiste: “No tenemos nada que hacer en la actual CAN, nuestro norte es el sur”. Qué buenos amigos y socios tiene Bolivia.

En Bahía Blanca, Argentina, se instaló una planta de regasificación para abastecerse de GNL, importado en barcos desde Trinidad y Tobago, que aunque es más caro, es más confiable. Otro competidor de Bolivia es el Perú, autosuficiente en su producción y ahora construye una planta de licuefacción en el sur de Lima y pronto exportará GNL a México y California, mercado al cual Bolivia pretendía y que, tras la oposición de El Alto de La Paz para vender a Chile, también quedó en nada.

Con relación a Uruguay y Paraguay, el consumo de gas no justifica la construcción de un gasoducto directo, por la distancia y dado que constituyen mercados complementarios a la Argentina. Chile, a través de su Presidenta, ha manifestado que tiene un compromiso del Gobierno argentino para el suministro de gas de acuerdo con contrato y que tiene confianza en su cumplimiento, a pesar que Argentina limita gas a industrias y corta envíos a Chile por bajas temperaturas. Chile busca alternativas energéticas, tendente a no depender del gas argentino.

Por nuestra parte, YPF se constituía en la bandera política del Gobierno. Hoy, por efecto de la más grande corrupción, de improvisación, la falta de profesionalismo y conocimiento, muestra la peor imagen de toda su historia, con una falta de credibilidad que llega al extremo.

Hasta 2003, Bolivia tenía la posibilidad de vender gas a Chile, México y EEUU; con la “guerra del gas” se cerraron estos mercados. Las exportaciones a Brasil disminuyeron de 30 millones de metros cúbicos diarios a 24 millones. Las ventas de gas a la Argentina, de los siete millones de metros cúbicos diarios de gas comprometidos, sólo llegan a un promedio de cuatro millones de metros cúbicos diarios.

Con relación a los proyectos, como la planta separadora de líquidos en Río Grande o en Yacuiba, en Santa Cruz, hasta ahora no prosperan. ¿De qué nos disfrazamos...?

***Fuente:*** <http://www.hidrocarburosbolivia.com/bolivia-mainmenu-117/analisis-y-opinion/19072-ifuturo-del-gas.html>

### ***3. Chile, Brasil y Argentina optan por gas natural licuado***

Chile, Brasil y Argentina optaron por el gas natural licuado (GNL) y descartaron impulsar un anillo de gasoductos regional por donde circularían las reservas existentes en Bolivia, Perú y Argentina.

El diario El Mercurio afirmó que estos tres países llegaron a esta conclusión debido al "factor seguridad" e indicó que "sólo los proyectos de terminales de GNL de Brasil y Chile han significado inversiones por casi 9 000 millones de dólares".

"Problemas comerciales y políticos terminaron haciendo que los países compradores del recurso, como Chile y Brasil, buscaran alternativas más confiables", aseveró.

"El factor de seguridad -dado que se puede traer desde cualquier país productor en el mundo- se volvió clave a la hora de hacer la elección", agregó la versión.

El gas natural licuado (GNL) se compra en estado líquido para luego ser regasificado.

Según el diario, Chile, Brasil y Argentina contarán con este abastecimiento en 2009.

El proyecto GNL Quintero, en la costa central chilena, está a punto de comenzar a producir y en diciembre se iniciarán las operaciones del terminal GNL Mejillones, en la zona norte.

Brasil, a través de Petrobras, cuenta con un terminal en el puerto de Pecém, otro en Río de Janeiro, que está en la etapa final de construcción y una tercera unidad, en la zona sur del país, permitirá suministrar gas a Uruguay y Argentina.

Finalmente, los problemas argentinos para comprar mayores volúmenes de gas boliviano llevaron al gobierno, por segundo invierno consecutivo, a contratar un buque regasificador de GNL, utilizado en Bahía Blanca, para satisfacer los altos requerimientos invernales.

"El cambio de estrategia en la región tiene a países como Perú, Venezuela y Bolivia realizando estudios para ver la factibilidad de instalar terminales de licuefacción de gas natural (LNG), con lo que podrían volverse proveedores de los países que han optado por el GNL", concluyó la versión.

**Fuente:**

<http://www.ansa.it/ansalatina/notizie/rubriche/mercosur/20090629222634906120.html>

#### **4. Cela: el nuevo polo energético de Panamá**

El consorcio conformado por empresas de España, Venezuela, Estados Unidos y Singapur va a invertir US\$ 40 000 millones en los próximos 20 años para construir el Cela (Centro Energético de las Américas), lo más grande en esta clase de infraestructura moderna de la industria petrolera.

El área elegida para empezar los trabajos de construcción del Centro Energético de las Américas es la ciudadela de María Chiquita, en la provincia Colón, unos 70 kilómetros al noreste de la capital panameña. Al lado del más famoso canal marítimo del mundo se realizarán un oleoducto y un gasoducto con el objetivo de conectar el océano Atlántico con el Pacífico, además de los países productores de América Latina con Estados Unidos y algunas naciones de Asia.

En la primera fase de construcción, el Cela tiene como objetivo primario optimizar los esfuerzos de los países que invierten y participan en el consorcio, como también las empresas que van a operar en el ámbito de este polo energético.

Desde hace varios años, en la isla de Jurong (Singapur) funciona de forma permanente un sistema parecido a este, el cual, gracias a la implementación de nuevas tecnologías, permite ahorrar alrededor de 20% de los costos de gestión.

El parque industrial que se construye en las costas del Atlántico tendrá la función de almacenar y distribuir petróleo y varios productos de refinación procedentes de los países productores de América Latina y de Oriente Medio.

Con una inversión inicial de US\$ 1 100 millones, de forma gradual, Panamá se convertirá en uno de los polos más importantes de Estados Unidos, de Centro América y el principal de América Latina.

Durante la presentación de este ambicioso proyecto al presidente de Panamá, Martín Torrijos, el director general del Cela, José Barderas, afirmó que por más de dos años un grupo de consultores internacionales ha trabajado en la parte técnica y financiera. “Panamá será un país estratégico para el desarrollo de las actividades petroleras en los próximos años y este tipo de infraestructura contribuirá a aumentar el flujo de hidrocarburos en las Américas y el comercio mundial del sector de los hidrocarburos”, afirmó el empresario español durante una conferencia de prensa.

En la primera fase de construcción, que se desarrollará sobre un área de 850 hectáreas surgirá el terminal marítimo del Atlántico, necesario para recibir las materias primas y la instalación de los tanques para almacenar 26 millones de barriles de petróleo.

Una vez terminado el Cela, Panamá tendrá también varias refinerías con una capacidad total de dos millones de MMbpd, una serie de plantas petroquímicas con una capacidad productiva de 3 MTPA, un complejo de tanques de 1 000 MMSCFD de gas natural licuado (LNG) y muelles marítimos para recibir barcos tanques de gran tonelaje.

Después de una leve postergación de los trabajos de construcción, debido al retraso en el otorgamiento de los permisos de edificabilidad por parte de las autoridades gubernamentales, según el vicedirector del Cela, Henry Jiménez, entre abril y mayo del presente año empezaron los trabajos de movimiento de tierra en la costa atlántica y, de manera simultánea, también los de la costa del Pacífico.

Esto significa que en un lapso de 24 meses, en ambos lados del país, serán operativas las obras de construcción del Cela. Al final de 2011 los terminales marítimos entrarán en plena actividad, mientras que a mediados de 2009 empezará la construcción de la primera planta de refinación, con una capacidad de 200.000 barriles por día y, según el cronograma establecido, será operativa a finales de 2012.

Desde el comienzo de la elaboración de este proyecto, Estados Unidos ha mostrado un fuerte interés en la realización del Cela, considerando que en los últimos años las muy estrictas normas para la protección del medio ambiente frenaron de una forma bastante drástica la construcción de nuevas refinerías en su propio territorio, no obstante que la demanda de los hidrocarburos se encuentra en constante aumento.

Sin embargo, el factor que en este momento brinda una mayor importancia al Cela, y a corto plazo, se debe a la disponibilidad, oficialmente comprobada, del gobierno de China para contribuir a la financiación y fortalecimiento de este complejo industrial, con la adición de otras refinerías para enfrentar el constante incremento de la demanda de hidrocarburos en su propio país.

Una perspectiva que es acompañada por un hecho de gran importancia, el comienzo de las relaciones diplomáticas entre Panamá y China, hasta el día de hoy casi inexistentes a causa del reconocimiento oficial de Taiwán por parte de Panamá.

No obstante haber sido respetadas las numerosas leyes sobre los vínculos de las concesiones ediles en las áreas industriales, el consorcio panameño tenía que enfrentar también un problema de origen técnico del proyecto en sí, por causa del impacto ambiental en la isla de Taboga.

De hecho, en la primera versión del proyecto aprobado en 2007, la población expresó su profundo disentimiento por la construcción de dicha planta industrial, donde estaba prevista la instalación de tanques de almacenaje de petróleo, que afectaban también algunas áreas urbanas cercanas.

Un particular que, sin embargo, por pleno respeto a los habitantes de la isla, fue aceptado de manera favorable por parte del equipo técnico de la empresa Energías S.A., que a la brevedad aportó las modificaciones técnicas y dispuso que los enormes tanques sean instalados en la antigua base militar de Howard.

### **El consorcio**

Las empresas Técnicas Reunidas de España, Jurong Consultans Pte. Ltd. de Singapur, Cryogas y CBI Lummus de Estados Unidos, ICA Fluor (consorcio mexicano-estadounidense) y CSA Group de Panamá, realizaron la parte del estudio técnico y financiero del Cela, mientras la empresa Energías S.A. administra la infraestructura industrial.

### **La infraestructura**

El terminal, ubicado en la costa atlántica, se extenderá en una superficie de 1 500 hectáreas y el gas natural licuado (LNG) será transportado mediante el gasoducto de 20 pulgadas de diámetro, para ser utilizado como materia prima en la generación de energía eléctrica destinada al mercado interno, mientras que el agua del mar será utilizada para el sistema de enfriamiento del proceso petroquímico de la planta.

Los muelles de amarre en la costa del Pacífico y la estación de bombeo a mar abierto serán construidos a 1,5 kilómetros de la isla de Taboguilla, una infraestructura indispensable para la importación de la materia prima y de productos refinados.

Todos los elementos que conforman el nuevo parque industrial, cuya función es la refinación de petróleo y de productos petroquímicos, han sido implementados de manera que otorguen una serie de servicios básicos monitoreados por un moderno sistema de manejo integrado.

Otro aspecto muy importante del Cela es la construcción de una red de corredores comunes para facilitar las instalaciones de empalmes al ducto principal, indispensables para permitir el transporte de la materia prima desde el puerto hacia las instalaciones.

Principalmente, el complejo industrial tiene los siguientes elementos:

- Refinerías con una capacidad hasta de dos millones de barriles por día.
- Producción petroquímica de etileno y propileno, con una capacidad hasta de tres millones de toneladas por año.
- Planta para la producción de etanol.

- Planta de GLP con dos tanques, para una capacidad de 320 000 metros cúbicos.
- Planta de regasificación con una capacidad de extracción de un millón de metros cúbicos por día.
- Dos terminales marítimos para el amarre de los barcos tanques.
- Tanques con capacidad de 60 MMBbs.

Adicionalmente, se construirá una serie de instalaciones que servirán de soporte para las operaciones de los patios de tanques:

- Edificio administrativo/cafetería
- Sala de control/laboratorio
- Sala de observación del muelle
  - Taller de mantenimiento
  - Estación de bomberos/servicios médicos
  - Sistema contra incendio, incluidos dos grupos de bombas (uno eléctrico y uno con motor de combustión interna) y un conjunto de bombas de presurización (eléctricas).

### **El oleoducto**

El trazado del oleoducto que conectará los dos océanos ha sido elegido de una forma muy cuidadosa, con el fin de disminuir al máximo el impacto del medio ambiente y con pleno respeto de las normas vigentes.

El tubo de titanio de 36 pulgadas será puesto a una profundidad de dos metros en los 96,5 kilómetros de largo del ducto. El tramo de 80.5 kilómetros une el parque industrial del Atlántico con la zona al sudeste de la antigua base militar Howard, para luego seguir otros 15 kilómetros hasta lograr el patio de tanques en el mar, ubicado al este de la isla Taboguilla, en el Pacífico.

En el cruce con el canal de Panamá se ejecutará una perforación direccional a una profundidad de varios metros, para garantizar el nivel más alto de seguridad sin perjudicar la estabilidad del terreno que sostiene la arquitectura del canal y, al mismo tiempo, permitir las futuras extensiones y ramos del ducto principal hacia los poblados cercanos.

El trazado alcanzará los siguientes siete puntos:

- Tramo Atlántico: localidad de Nueva Italia (18.3 km)
- Nueva Italia/Autopista Norte (30.8 km)
- Autopista Norte/Subestación Summit (8.8 km)
- Subestación Summit/Puente Centenario (3.1 km)
- Puente Centenario/Cruce (916 m)
- Parte oeste del Puente Centenario/Base Howard (12.9 km)
- Base Howard/Planta a mar abierto (15.5 km)

Las características técnicas del oleoducto son estas:

- Instalación de mínimo ocho válvulas automáticas de seccionamiento.
- Protección de la parte externa del oleoducto con recubrimiento de resina apoxídica contra la oxidación generada por el terreno, el alto índice de humedad (96%), además del nivel de salinidad del aire, muy alto en la región
- Sistema de protección catódica
- Software con desarrollo de un modelo matemático para la detección en tiempo real de fugas de gas
- Sistema digital de supervisión y monitoreo del sistema

### **Refinerías**

El sistema de refinación está constituido por la instalación de seis plantas con una capacidad de 100, 150 y 250 Mbpd, y los seis lotes de terreno reservados para estos equipos son respectivamente de 32, 46 y 80 hectáreas.

El estudio de simulación elaborado por la empresa Cryogas prevé la producción de los siguientes productos, además del asfalto y el pet-coke:

<b>Productos</b>	<b>Barriles por día</b>
GLP	52 000
Gasolina	370 000
Jet fuel	135 000
Diesel	406 000
Nafta	237 000
Total	1 200 000

**Fuente: *Petróleo.com***

### **5. Por estrategia proponen trasladar Planta de Urea a Puerto Suárez**

La Planta de Urea y Amoniaco, propuesta por el gobierno debería trasladarse a Puerto Suárez para apuntalar un polo de desarrollo energético en la región y facilitar la exportación de los productos derivados de la industria petroquímica, dado que el proyecto está concebido para cubrir apenas un 20% de la demanda nacional y un 80% para la exportación.

El criterio corresponde al Presidente de la Sociedad de Ingenieros de Santa Cruz, Carlos Eduardo Sanchez Chavarría, después de que la pasada semana el Gobierno reafirmara su intención de apoyar la puesta en marcha de una Planta de Urea y Amoniaco en el Trópico de Cochabamba, en base a una inversión de US\$ 1 000, como punto de partida para la generación de valor agregado a los hidrocarburos.

Indicó que si el gobierno mantiene la prioridad de exportar los recursos derivados de la petroquímica, frente a la alternativa de fortalecer el desarrollo agrícola en base a productos de la petroquímica, como la síntesis del amoniaco que mejora su rendimiento y por ende la alimentación, es aconsejable que el polo petroquímico que se piensa implementar si sitúe en lugares de mayor producción hidrocarbúfera y cerca de algún punto fronterizo para facilitar la exportación.

Sin embargo, no dejó de relieves la importancia de este proyecto en lo que sería la incidencia sobre la producción agrícola de Bolivia que actualmente se nutre en un 100% de importaciones de fertilizantes en base a úrea y amoníaco, provenientes del exterior.

“La conversión de hidrocarburos en productos químicos, conocida como petroquímica, es una de las piedras angulares de la industria y la tecnología actual y en Bolivia debería apresurarse su implementación sobre todo en función a la inestabilidad de los mercados de gas en la región”, puntualizó Carlos Eduardo Sánchez Chavarría.

### **RECERTIFICACIÓN Y RIESGO**

Por otra parte, Sanchez Chavarría considera que pese a no contar actualmente con una recertificación de reservas, el potencial de gas del Chapare no tendrían el caudal necesario para solventar, en el mediano y largo plazo, un polo petroquímico de urea y amoníaco en la región por lo que considera que lo ideal es que la planta esté cerca de fuentes de gas con mayores reservas. Para este fin identificó Puerto Suárez, como la zona ideal.

Consultado sobre si Bolivia va a tener gas suficiente para surtir la demanda de este emprendimiento de urea y amoníaco, Sánchez Chavarría señaló que el país tiene importantes reservas de gas pero que sigue siendo prioridad nacional recertificarlas para cualquier plan a futuro.

“Hay suficiente gas, nuestros balances refieren que estamos tas con tas, sin embargo las reservas hay que recertificarlas como prioridad nacional y hay que reformular un plan de explotación para incrementar la capacidad de procesamiento del gas así como para incrementar la capacidad de transporte de gas a través de loops”, dijo Sanchez Chavarría.

En otro orden, señaló que el Trópico de Cochabamba es una “zona de peligro social potencial”, debido a la presencia de los coccaleros que en cualquier momento podrían interferir el desarrollo de la planta en base a móviles políticos poniendo en riesgo infraestructura y vidas humanas.

### **DESCRIPCIÓN**

La Planta Amoníaco propuesta por el gobierno tendría (600 000 TMA) y la de Urea (726 000 TMA), con un consumo de gas de 2 MMm<sup>3</sup>/d. La inversión estaría programada en 1.000 MM\$us con una generación de 1.500 empleos directos y 3 000 empleos indirectos, de acuerdo al sub gerente de PEQUIVEN, Oscar Siles.

Indicó que la conformación accionaria responde a una Sociedad Anónima Mixta (SAM), entre YPFB (60%) y PEQUIVEN (40%). Señaló que basados en el MDE, PEQUIVEN tiene programada una inversión aproximada de 1 000 MM de USD para esta planta de 20 años de duración.

Al momento, se han realizado estudios de Macro Localización; Micro Localización; Pre acuerdo de compra-venta de terreno; Topografía; Suelos, Hidrología; Mercado; Logística de Transporte para la Constructibilidad; Socio – Ambiental; Económico-Financiero (Clase V)

### **MERCADOS DE UREA**

Los estudios para implementar una Planta de Urea y Amoníaco en el Trópico de Cochabamba habrían identificado un déficit en la Región de 2.9 MMTMA al 2008 en países como Brasil, Argentina y Chile y un mercado potencial de Urea en Bolivia de 0.14 – 0.16 MMTMA, al

2008. El tiempo de ejecución de la planta duraría aproximadamente cuatro años y el inicio de operaciones estaría programado para el primer trimestre de 2013

En este marco, los aspectos a tomar en cuenta para desestimar el establecimiento de una planta de estas características en el Trópico de Cochabamba, sería la lejanía de zonas de mayor producción hidrocarburífera y de puntos fronterizos, el precio de gas natural, costos de transporte de los equipos y las inversiones adicionales de transporte gas natural del Sur, estimado en US\$ 103 MM.

### **INICIATIVAS EN LA REGIÓN**

La iniciativa de desarrollar proyectos petroquímicos que permitan la generación de valor agregado a los hidrocarburos, mediante su industrialización, se viene desarrollando en países de la región como Venezuela que cuenta con el complejo petroquímico de Morón, ubicado en Carabobo, el cual produce urea y amoniaco y pretende convertir a aquel país en una gran potencia petroquímica.

El proyecto venezolano, con una inversión de alrededor de mil 400 millones de dólares, no tiene como objetivo principal la exportación de este recurso, sino, el desarrollo agrícola. La exportación para los países de Centroamérica, el Caribe y Europa, está pensada como un plan a futuro.

Por su parte Pemex Petroquímica, de México, también tiene planificado aumentar su producción toda vez que volverá a operar plantas que tenía paradas y esto permitirá que los productores de urea, insumo que sirve para producir fertilizantes, puedan volver a operar.

Pemex Petroquímica produce actualmente 712 000 toneladas de amoniaco y la idea es incrementarla paulatinamente ya que en los últimos cinco años, la elaboración de este proyecto petroquímico no habría tenido grandes avances.

***Fuente: Energy Press / Redacción central***

## **6. YPFB debería delegar funciones a sus empresas ya establecidas**

Miguel Ferrufino es ingeniero civil con 25 años de experiencia en el rubro petrolero. Inició su formación en la gerencia de producción de YPFB, luego pasó a la empresa Bolinter donde fue gerente de operaciones.

En 1997 fundó su propia empresa de ingeniería para el rubro petrolero que es IPE Bolivia, la misma que dirige desde hace 12 años. Ha trabajado en importantes obras petroleras en Bolivia, Perú y Ecuador.

Conoce el sector y los diferentes proyectos existentes en planes y bosquejos de la industria petrolera en el país y algunos otros del Cono Sur.

EP.- Se habla mucho de la industrialización de los hidrocarburos pero no hay avances ¿Cuál es su opinión al respecto?

MF.-La industrialización para Bolivia es un tema muy importante y fue la bandera del actual partido de gobierno, el MAS. Precisamente con esa bandera ganaron las elecciones en el 2005, cambiaron la Ley de Hidrocarburos y nacionalizaron la industria. Considero que tomar

nuevamente el mando de la industria petrolera ha sido una decisión acertada; sin embargo, no estaban listos para ello.

El sistema de gestión todavía está en pañales y el gobierno debería comenzar a preocuparse un poco más para que el proyecto de nacionalización de los hidrocarburos sea un éxito dentro de algunos años. Al momento, la idea es buena, las cosas avanzan muy lentamente y no existe ningún proyecto de industrialización del gas natural que esté funcionando como fueron las promesas electorales de hace más o menos 10 años del MAS para convertir a Bolivia, de un país exportador de materia prima, a un país procesador de materia prima.

EP.-¿Cuánto se ha avanzado desde la nacionalización de los hidrocarburos?

MF.- Prácticamente desde el 2005, lo que se ha hecho es parar la expansión de las empresas petroleras transnacionales, se les ha puesto un freno con la idea de que el Estado empiece a manejar, a través del gobierno, todos los recursos hidrocarburíferos. Es un avance, pero falta el designar un equipo de gente idónea, capacitada y especializada para que le dé el impulso al nuevo régimen estatal de hidrocarburos existente en Bolivia.

En ese sentido, el gobierno debería pensar en formar un equipo de élite con profesionales bolivianos especialistas en todas las áreas para darle un impulso a la industria hidrocarburífera ya sea en perforación, producción, exploración y refinación con el propósito de llevar adelante una serie de proyectos pendientes.

EP.-¿Cuáles serían los proyectos de industrialización más importantes?

MF.- El GLP ha comenzado a escasear en Bolivia a partir del año 2003. Cuando el gobierno se hizo cargo de la industria hidrocarburífera lo primero que debió hacer era aumentar la producción de GLP, han pasado 3 años y en lugar de aumentar más bien ha disminuido.

Esto es una muestra que los proyectos de industrialización del gas no están funcionando y ni siquiera se mantienen los que existían. Si la población crece y la producción de GLP se queda estática entonces automáticamente la oferta decrece.

Dentro los proyectos de GLP, el gobierno empezó el 2006 con una alianza con PDVSA que prometió dos plantas de industrialización de gas, una en Río Grande y la otra en el Chaco. Las dos plantas fueron inauguradas por el Presidente y gente de PDVSA y hasta la fecha ninguna se hizo realidad.

EP.-¿En su opinión, porqué no hay avances en estos proyectos?

MF.- El gobierno tiene todas las ganas de industrializar el gas pero su gestión ha sido muy débil, luego que se acabó el proyecto con PDVSA, se licitó la planta de Río Grande, llave en mano, el conocido contrato con Catler Uniservice, hace seis meses que ese contrato está totalmente parado.

También se licitó la ingeniería de la planta extractora de líquidos en el Chaco, ese contrato también está parado debido a los problemas sucedidos en Yacimientos en la gestión anterior, entonces, hay dos proyectos importantísimos para el país completamente parados y otros que están solamente en papeles como es la planta de Petroquímica del Chapare.

EP.-¿Estos proyectos son viables y en cuánto tiempo?

MF.- Estas dos plantas de GLP en Río Grande y en el Chaco son viables. En ambos casos existen las condiciones y el volumen de gas para hacerlas, son plantas que tienen buen retorno

de capital, son proyectos bien pensados pero les falta el impulso y la capacidad técnica - financiera para llevarlos adelante.

YPFB definitivamente no tiene la capacidad técnica para encarar un proyecto de esa magnitud. En Yacimientos hoy en día, existe personal capacitado e idóneo para llevar adelante estos proyectos pero no están siendo tomados en cuenta. A pesar de que somos un país exportador de profesionales petroleros a muchos países del mundo con excelentes salarios y excelentes niveles de conocimiento. Bolivia es un país privilegiado porque produce muchos profesionales para el sector petrolero hace muchos años.

EP.-¿Qué es lo que falta para hacer realidad estos proyectos de industrialización?

MF.- El Gobierno debe identificar lo que tiene en sus manos, es dueño de YPFB Andina, Chaco, YPFB Transporte, YPFB Logística y las Refinerías; entonces con un proyecto como la planta de Río Grande debería llamar a YPFB Andina y que sus profesionales se encarguen. YPFB Andina tiene toda la gestión, los profesionales y todo para llevar adelante un proyecto como este.

Si hay algún proyecto, por decir en Carrasco, que lo haga Chaco porque maneja ese campo, si hay un proyecto de expansión de ductos en algún lugar, que lo haga YPFB Transporte.

Que no se generen proyectos en la casa matriz de YPFB, sino más bien, esa casa matriz debería ser una coordinadora de todas las empresas con un director y una presidencia ejecutiva que maneje el accionar de las empresas pero que no se meta en la operación y la gestión de proyectos y actividades nuevas.

Creo que ahí está la falla, mientras que la solución para el gobierno está muy sencilla: empezar a delegar estas funciones a las empresas ya establecidas con capital humano, recursos y gestión para que lleven adelante esos proyectos

***Fuente: Energy Press/ entrevistas***

## **7. Exportaciones de gas Bolivia caen 25.6 pct de enero a mayo 2009**

Las exportaciones bolivianas de gas natural cayeron en los cinco primeros meses del año en un 25.57 por ciento hasta 861.89 millones de dólares, según cifras difundidas el martes por el Instituto Nacional de Estadística (INE).

La reducción se debería principalmente a un menor suministro del gas enviado a Brasil, principal consumidor del combustible, y a la caída del precio internacional del petróleo, base para calcular el valor de exportación del gas.

Bolivia también exporta gas a Argentina.

De enero a mayo del 2009 los envíos de gas natural al extranjero sumaron 861.89 millones de dólares frente a los 1 158.4 millones de dólares del mismo período del 2008.

Las exportaciones de Bolivia están conformadas en gran parte de los envíos de gas natural que, en los primeros cinco meses del año, representaron el 44.14 por ciento del total.

En los primeros cinco meses del 2009, el valor de los envíos a Brasil cayó un 36.46 por ciento a 669 millones de dólares.

A principios de este año, Brasil recortó a unos 19 millones de metros cúbicos diarios (mcd) desde 30 millones mcd, el volumen que importaba desde Bolivia debido a una menor demanda interna.

Sin embargo, a comienzos de mayo la estatal brasileña Petrobras <PETR4.SA> anunció que elevaría sus importaciones de gas de Bolivia ante una mayor demanda por parte de las plantas termoeléctricas.

Las plantas termoeléctricas de Brasil, que mayormente operan con gas natural, son puestas en marcha cuando las generadoras hidroeléctricas entran en la temporada seca (de mayo a noviembre).

Después de Venezuela, Bolivia posee la segunda reserva de gas más grande de la región, con una producción diaria que supera los 42 millones de mcd.

***Fuente: Reporte de Diego Oré, Editado por Magdalena Morales. REUTERS***



**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**