

Gas natural, un desafío para Bolivia

Rafael Agustín Valdez Zegarra

Doctorante en Ciencias Económicas

Magíster en Educación Superior

Master en Administración de Empresas

Lic. en Administración de Empresas

Ingeniero en Petróleos

Docente de Universidad Católica Boliviana

Ex Coordinador Regional Vicepresidencia

de Negociaciones y Contratos YPFB

Ex Gerente Planificación SEMAPA

Ex Gerente Seguridad Industrial y

Control Ambiental YPFB

Ex Director de Recursos Humanos YPFB

Ex Director Carrera Administración

de Empresas UCB

e-mail: valdez@ucbcba.edu.bo

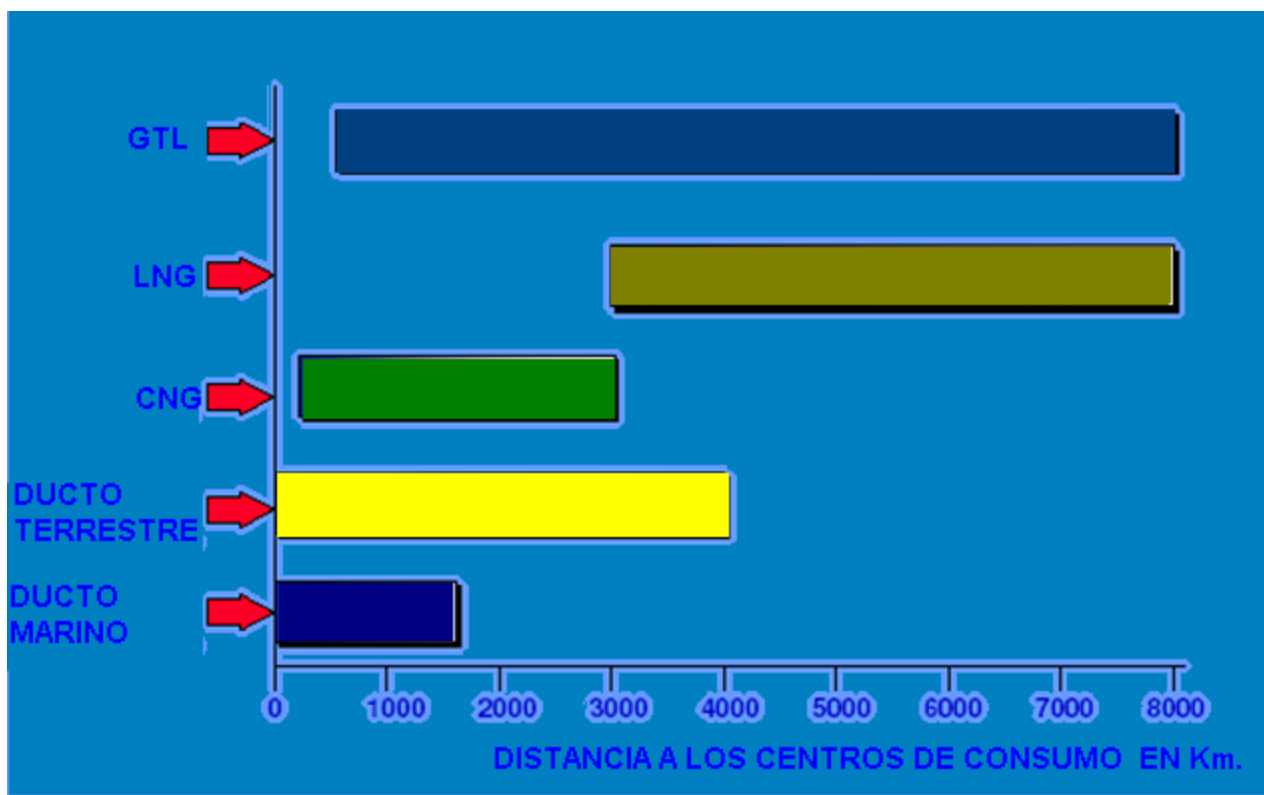
1. Análisis de la situación

Los principales países consumidores de gas de Sudamérica, que hasta hace pocos años consideraban a Bolivia como el natural abastecedor de gas natural, debido al descubrimiento de importantes reservas de este energético en su territorio, su posición geográfica, y la ventaja de contar con la infraestructura mas desarrollada para la distribución regional, apuestan ahora por un aprovisionamiento mas consistente y seguro en el largo plazo mediante el desarrollo de proyectos de LNG (Gas Natural Licuado), pese a su mayor costo.

Este es el caso de Chile potencial comprador, Brasil y Argentina, países con los que se mantienen contratos de compra y venta de este energético, pero que a la fecha ya no se cumplen en los términos de los volúmenes contratados.

En contrapartida al interés de Bolivia para mantener cautivos estos mercados, los países citados ya cuentan con proyectos de LNG en fase de implementación, asumiendo inclusive que este tipo de abastecimiento costará varios miles de millones de dólares más que la forma tradicional de transporte por ductos, debido a la fuerte incorporación tecnológica que permite la licuefacción del gas natural mediante un proceso criogénico hasta alcanzar -160° centígrados, temperatura a la cual el gas cambia al estado líquido reduciendo su volumen en 600 veces este resultado es el que permite que el gas natural ya licuado sea bombeado a barcos metaneros especialmente diseñados para transportar su carga a mercados alejados, en cuyos puertos existen plantas de gasificación para devolver a su estado original.

En realidad esta es la tecnología que mejor se adapta al desafío de transportar el gas natural de los yacimientos a los grandes y alejados centros de consumo, como puede observarse en el siguiente gráfico.



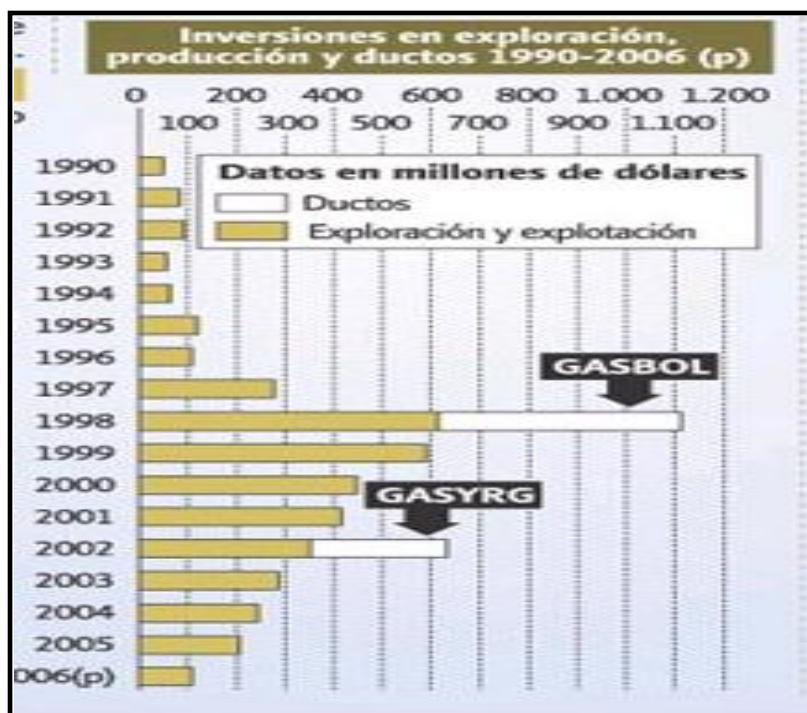
El sistema de Plantas de Licuefacción, Transporte Marítimo y Plantas de Gasificación recibe el nombre de Cadena de Valor del LNG, los CAPEX de cada uno de los componentes de esta cadena de valor son altos e incluso en el pasado solo eran considerados viables aquellos proyectos que se encontraban garantizados por contratos en firme y a largo plazo, sin embargo en la actualidad el constante incremento en el precio del petróleo y las exigencias en las normativas ambientales está posibilitando que esta modalidad de transporte se desarrolle de forma cada vez más frecuente y extensa modificando el mercado del LNG y contribuyendo en consecuencia a que el gas natural se convierta en un commodity, estos aspectos fueron discutidos en el Congreso de Naturgas realizado en abril 2008 en el que además se presentaron los proyectos de LNG en la región.

Latinoamérica ya cuenta con cinco plantas de regasificación y unos ocho proyectos adicionales están en evaluación o desarrollo



Esta situación sin lugar a dudas debe preocupar profundamente a los responsables de llevar adelante las políticas y el diseño estratégico del sector gasífero en nuestro país, tomando en cuenta la elevada participación que tiene el gas natural en el valor de nuestras exportaciones, la misma que de acuerdo a datos preliminares representa el 45,8 % de las exportaciones que alcanzaron a 6.836 millones de dólares en la pasada gestión, un rápido análisis sobre el comportamiento y las características de este sector en nuestro país en los últimos quince años nos muestran alguna de las razones por las cuales vamos perdiendo competitividad en este negocio.

Durante el período 1997 hasta 2002, se cumplieron las más importantes inversiones en el sector petrolero en el área de upstream (exploración y producción) con importantes resultados que permitieron el incremento de las reservas, la implementación de infraestructura y facilidades que garantizaban el llenado de nuestros gasoductos, tanto para el destino al mercado interno, como para la exportación, este aspecto se evidencia en el siguiente gráfico:



El comportamiento de las inversiones se desarrollo en este periodo aprovechando de las condiciones normativas del sector y la expectativa de mercados.

Así mismo se deberá considerar que en términos financieros en este tipo de proyectos de alto riesgo, existen siempre tres elementos presentes: el costo de participación, las probabilidades de éxito y de fracaso y los premios, el Valor Actual Esperado es un indicador que combina estos tres elementos, dando una medida de la ganancia o pérdida promedio, en el caso de las empresas capitalizadas, de acuerdo al informe de la “Oficina del Delegado Presidencial para la Revisión y Mejora de la Capitalización” para el periodo 1997- 2003 se tuvieron los siguientes indicadores:

Tasa de Éxito en la Exploración

Valor Promedio 20 % en la industria petrolera

Valor Andina 50 %

Valor Chaco 37.5 %

Costo de Búsqueda y Desarrollo

Valor promedio para la industria petrolera. \$us 6.94 / Barril Equivalente de Petróleo

Costo de Andina \$us. 0.4 / Barril Equivalente de Petróleo

Costo de Chaco \$us. 3.7 / Barril Equivalente de Petróleo

Costo Unitario de Producción

Valor promedio para la industria petrolera. \$us 3.63 / Barril Equivalente de Petróleo

Costo de Andina \$us. 1 / Barril Equivalente de Petróleo

Costo de Chaco \$us. 0.97 / Barril Equivalente de Petróleo

Retorno sobre Activos (ROA)

Promedio de la industria 3.77 %

Andina 3.4 %

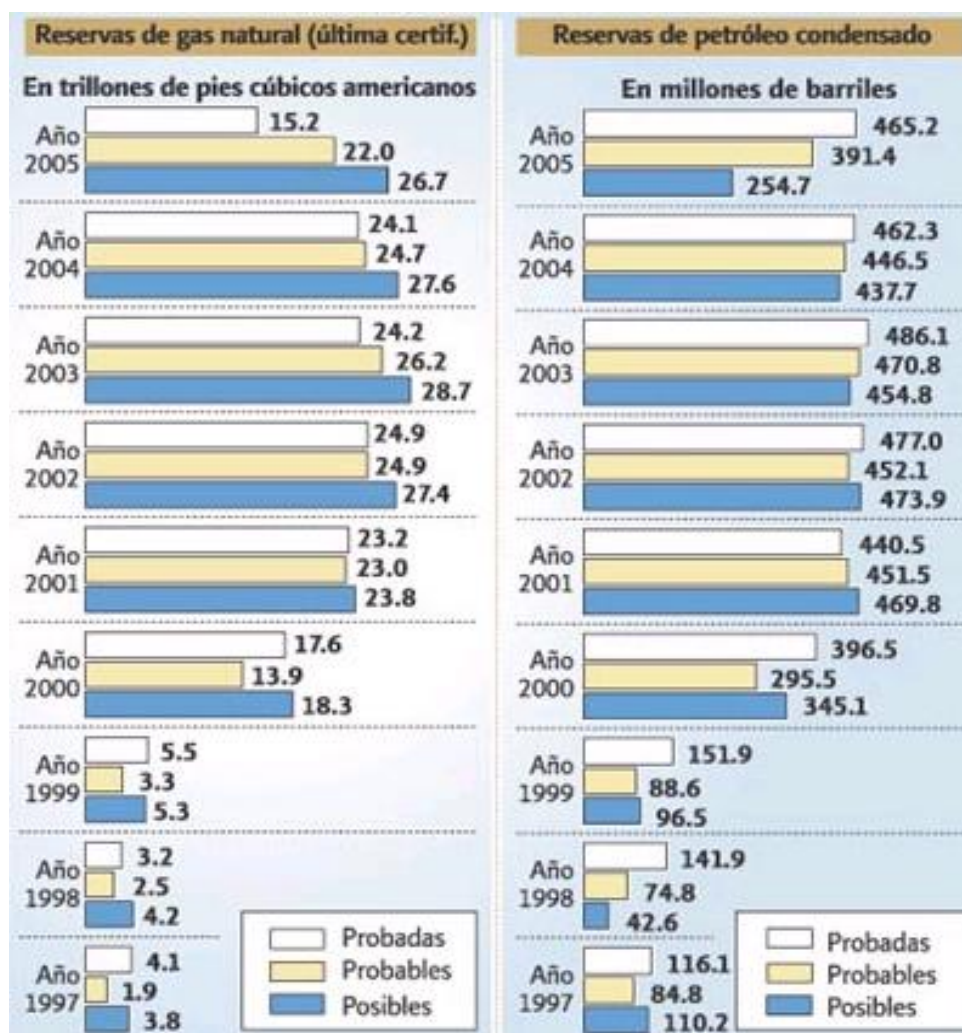
Chaco 6.15 %

Estos indicadores representan un evidente éxito operativo y financiero para las dos compañías capitalizadas que permitía la elaboración junto con las empresas que contaban con contratos de operación agresivos planes de inversión, por otro lado El sostenido crecimiento del consumo de Gas Natural en el mundo como energía primaria en la última década con registros promedio del 2%; es superado por los países latinoamericanos que alcanzan un crecimiento promedio del 5,1%.

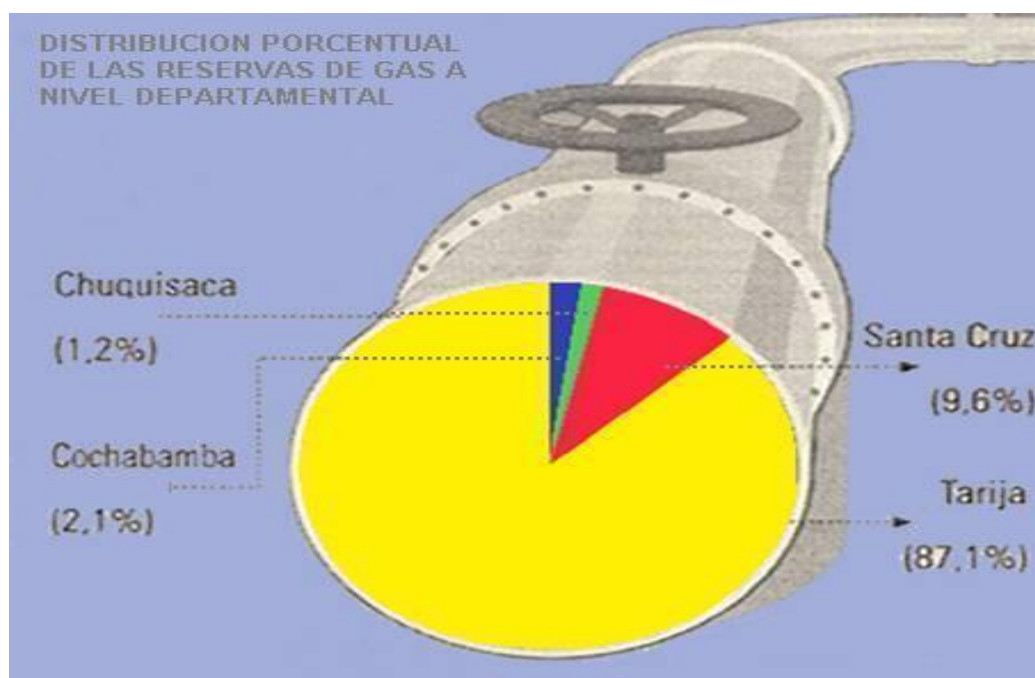
Esto revela que los mercados energéticos de la región en particular Argentina, Brasil, Bolivia y Chile son los que presentan el mayor dinamismo a nivel mundial con una proyección acumulada en la serie 2002-2020 de 154%.

En la región la diversificación de las matrices energéticas de nuestros países ha permitido que se mejore el índice de penetración del gas Natural cuya demanda se podrá equilibrar debido a los descubrimientos de grandes reservas y el desarrollo de la infraestructura de transporte todo este dinamismo en el sector se expresa en la variación de la participación del Gas Natural en la Matriz energética que del 18% en 1990 subió a 20% en 2000 lo cual permite comparar estos mercados con los más maduros del planeta y significará que el 2020 el Gas Natural alcanzaría una participación del 26% punto en el cual se aproximaría en mucho al petróleo, aún quedando la proyección para el 2030 momento en el que el Gas Natural superaría al petróleo en su participación .

Este contexto de características tan favorables para la inversión directa extranjera, esencialmente, fue aprovechado por las compañías que trabajaban en nuestro territorio de acuerdo los términos de los contratos de operación y les permitió desarrollar proyectos muy importantes en los campos de San Antonio, San Alberto y Margarita cuyo aporte fue significativo en el incremento de las reservas de petróleo y gas natural en volúmenes que fueron certificados por De Golyer and Mc Naughton hasta enero del 2005, fecha a partir de la cual nos se cumplió con esta tarea, en el siguiente gráfico se puede apreciar el comportamiento de las reservas en el periodo 1997-2005.



En el caso del gas natural la distribución relativa de las reservas por departamento se detalla en el grafico siguiente este resultado se debe esencialmente al descubrimiento de los denominados mega campos ubicado en el Chaco Tarijeño:



Estas condiciones permitieron que a partir del año 2002 la administración estatal pueda elaborar un plan para el manejo del negocio integral del gas en un escenario de 20 años, lo que obligaría al país a producir un promedio de 2137 MM PCD. Para atender la demanda contratada, cabe señalar que durante la gestión 2008 la producción de gas natural promedio alcanzó a 1.471 MMPCD.

El escenario que se proyectó tomaba en cuenta las demandas y consultas realizadas a la población sobre el destino del gas, como ser la ampliación en los mercados y la industrialización que permitiría a través de un manejo estatal desarrollar e implementar los mecanismos que garanticen su cumplimiento, considerando dos componentes, el primero orientado a cumplir los contratos en vigencia y el segundo que incorporaba ampliaciones en los volúmenes despachados a los mercados cautivos, la concreción de nuevos contratos para exportación a Paraguay y la exportación of shore a través del proyecto LNG y finalmente el desarrollo de proyectos de industrialización bajo las modalidades de Petroquímica y la transformación a líquidos (GTL), este componente exige una producción adicional de 3.096 MMPCD que sumada a la demanda proyecta para atender los contratos vigentes precisaría de una producción promedio de 5.233 MMPCD, generando un déficit proyectado de 3.762 MMPCD con respecto a la actual producción nacional de gas natural.

Reservas Probadas y Probables al 01- 01 2005 (TCF)	48.7
Reservas Comprometidas	15.6
* Contrato GSA - Brasil	7.9
* Contrato termoeléctrica Cuiba	1.2
* Contrato Argentina (futura ampliación 20MM mcd)	5.15
* Mercado interno	1.4
Reservas disponibles 1	33.1

Nuevos mercados y usos	22.6
* Volumen adicional al Brasil	1.9
* Cuiba – Brasil (Segunda fase)	1.3
* Proyecto Gas Natural Líquido (LNG)	7.7
* Proyecto Gas a Líquidos (GTL)	3.6
* Paraguay (futura entrega 20MM mcd)	5.15
* Petroquímica	1.6
* Mercado interno	1.4
Reservas Disponibles 2	10.5

Que es lo que se hizo en los últimos tres años para llevar adelante esta propuesta, en el ámbito financiero las inversiones se remitieron a cubrir tareas de mantenimiento de activos y destinadas al desarrollo de campos ya operados de forma que se lograron incrementos marginales para compensar parcialmente el natural descenso en la producción por el agotamiento de los reservorios, pese a los anuncios sobre una mejora en las inversiones propuesta a través de los medios de comunicación para la gestión 2008 , Esta no fue cumplida el único dato oficial se encuentra en el Segundo Reporte de Capital Privado Extranjero (CPE) del Banco Central de Bolivia (BCB) publicado en medios de comunicación el día 6 de agosto 2009 detalla que los flujos de Inversión Extranjera Directa (IED) bruta el año pasado totalizaron 1.302 millones de dólares, según el informe, la inversión en el sector minero llegó a 477,8 millones de dólares en 2008, mientras que la inversión en hidrocarburos sumó tan solo 376,5 millones de dólares en el mismo periodo , en contraste con el compromiso de inversiones.

El compromiso de inversiones de las petroleras para el año 2008

Las empresas petroleras invertirán este año un 300% más que el año pasado. Estas inversiones tendrán resultados el 2009, año en que se incrementará la producción de gas y líquidos.



Presupuesto de inversiones y gastos administrativos - operativos

Contratos de operación - gestión 2008 (Expresados en \$us)

Empresas operadoras	Total inversión de capital	Total gastos Adm. y operativos	Total general
PETROBRAS BOLIVIA	196.493.090	35.475.070	231.968.160
VINTAGE	10.020.120	1.344.624	11.364.744
REPSOL YPF	124.737.136	12.136.257	136.873.393
ANDINA SA	145.263.956	10.102.974	155.366.930
TOTAL E&P BOLIVIE	35.102.028	3.052.235	38.154.263
PLUSPETROL	81.805.220	3.033.028	84.838.248
CHACO SA	193.745.101	21.737.409	215.482.510
BG BOLIVIA	37.156.000	1.704.600	38.860.600
MATPETROL	1.154.112	71.557	1.225.669
CANADIAN ENERGY	6.334.000	324.000	6.658.000
PESA	30.505.013	698.534	31.203.547
DONG WON	14.213.000	883.000	15.096.000
Total	876.528.776	90.563.287	967.092.063

Presupuesto de inversiones programadas sector hidrocarburos

Gestión 2008 (Expresados en \$us)

Nº	Descripción	Total
1	Inversiones directas de YPFB - POA 2008	182.377.940
2	Inversiones YPFB Refinación	36.323.000
3	Construcción de Gasoductos y Facilidades de transporte	170.824.000
4	Inversiones de capital - Ejecución Contratos de Operación	876.528.776
Total de inversiones		1'266.053.715

Como resultado de esta situación se reconoce un escaso esfuerzo en el cumplimiento de tareas de exploración y desarrollo con un record de pozos perforados que ha ido disminuyendo poniendo en riesgo la necesaria reposición de las reservas, garantía implícita para encarar proyectos de exportación o industrialización y los volúmenes de producción de petróleo – condensado y de gas, esa tendencia se puede apreciar en el siguiente gráfico.



El efecto domino se manifiesta en la producción de gas natural , que no se incrementa y fluctúa ente los 41-42 Millones de metros cúbicos diarios (MMmcd) desde 2005 , este ritmo de producción ya originó el incumplimiento en las entregas de gas para atender los contratos de exportación a Cuibá y Argentina, así mismo se mantiene un débil equilibrio en la cobertura del mercado interno y finalmente se pone en serio riesgo el anhelo de industrializar el gas ante la falta de disponibilidad segura de materia prima para el desarrollo de los procesos petroquímicos que se tenían pensados y futuros planes de nuevos mercados para la exportación.

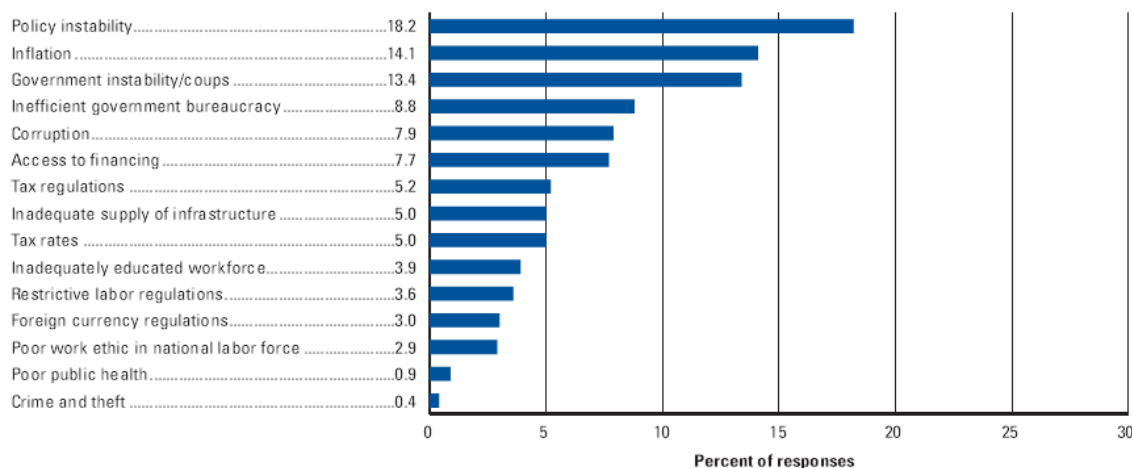
Como resultado de todos estos aspectos debemos reconocer que estamos perdiendo competitividad en el negocio del gas natural, precisamente M. Porter al referirse a la competitividad de un país la define como: la capacidad de diseñar, producir y comercializar bienes y servicios mejores y/o más baratos que los de la competencia internacional, lo cual se debe reflejar en una mejora del nivel de vida de la población, en este sentido, la idea básica de Porter es que la competitividad no se hereda, no depende de la coyuntura económica ni se puede importar. Lo que hace próspero a un país es la capacidad de los negocios para alcanzar elevados niveles de productividad. Por tanto la competitividad se define por la productividad con la que un país utiliza sus recursos humanos, económicos y naturales.

De nada sirve plantear la competitividad sólo a nivel de la empresa; una industria competitiva circunscrita a una nación no competitiva no es más que un ejercicio costoso de corto plazo, Fajnzylber define a la competitividad como la capacidad de un país para sostener y expandir su participación en los mercados internacionales y elevar simultáneamente el nivel de vida de su población, esto exige el incremento en la productividad y por ende la incorporación del progreso técnico.

Gran parte de la discusión sobre la competitividad se ha centrado sobre las condiciones macroeconómicas, políticas y legales que distinguen a una economía exitosa. Estas circunstancias son ampliamente reconocidas, de instituciones políticas estables, un marco legal de confianza, y políticas fiscales y monetarias sólidas que contribuyen significativamente con una economía sana. Sin embargo, estas condiciones macroeconómicas son necesarias pero no suficientes, para alcanzar la prosperidad de una economía, pues proveen la oportunidad de crear riqueza, pero no crean riqueza por sí mismas.

Al respecto de la competitividad de nuestro país El informe Global sobre competitividad de 2008 elaborado por el Foro Económico Mundial nos califica en el puesto 118 de 134 países estudiados, en este informe se detallan los factores que afectan el desenvolvimiento económico y que lógicamente frenan la competitividad

The most problematic factors for doing business



Note: From a list of 15 factors, respondents were asked to select the five most problematic for doing business in their country and to rank them between 1 (most problematic) and 5. The bars in the figure show the responses weighted according to their rankings.

The Global Competitiveness Report 2008-2009 © 2008 World Economic Forum

Asimilando los datos de este reporte, creemos que es fundamental cambiar nuestro desempeño y construir una visión estratégica del desarrollo sostenible que contribuya al fortalecimiento nacional orientando el uso de los recursos estratégicos, en este caso el gas natural, al cumplimiento del objetivo nacional: “el bienestar colectivo de la población boliviana”.

En este sentido y en referencia a la competitividad del sector hidrocarburífero será imprescindible desarrollar un esfuerzo nacional que contenga políticas energéticas sólidas y a largo plazo y en especial una estrategia que contenga un plan nacional del gas que permita abordar un modelo de negocio, considerando el conocimiento profundo know how de los pilares que tienen los emprendimientos en energía, como son por ejemplo; la materia prima (certificación de nuestras reservas), escala de los proyectos insumo esencial para determinar la capacidad de la infraestructura, el mercado con sus características normativas, sistemas regulatorias, tamaño y finalmente la tecnología adecuada para cada proceso en particular, de esta manera podría seleccionarse la estrategia genérica mas conveniente:

Estrategia de bajo costo sustentada en un precio gas competitivo frente a otros tipos de energía en la región. Para consolidar y profundizar esta estrategia se precisa de una capacidad negociadora del estado altamente innovador, capaz de lograr una sólida y sostenible participación como líder en el mercado del área suramericana así como la perspectiva de llegar a otros mercados de ultramar

Estrategia de enfoque nuestra ubicación geográfica y el inventario de nuestra red de gasoductos nos permite concentrarnos y ampliar el mercado en los países vecinos para

consolidar nuestra posición de ser únicos proveedores de gas natural en la región con el consecuente beneficio para el país y la garantía de cantidad, calidad, costo, continuidad y transparencia para nuestros compradores actuales y futuros.

Estrategia de diferenciación mediante la aplicación de tecnologías novedosas como son los procesos (GTL DME LNG) que permitirían la conquista de nuevos mercados, y en su caso satisfacer carencias internas de determinados derivados, posicionando al país como productor diversificado y especializado generando ventajas competitivas favorables para la economía de nuestro país, para ello será necesario incorporar el manejo eficiente de la tecnología gasífera y el conocimiento de los mercados para los derivados.

2. Tecnología para el gas natural

La tecnología clásica para el transporte de gas natural empleaba dos principios mantener al hidrocarburo en fase gaseosa para desplazarlo mediante gasoductos o en cambio someter al gas a un proceso criogénico para su conversión a líquido de manera de transportarlo en este estado.

Una tercera opción que surge como resultado de la innovación tecnológica es la conversión de gas a líquidos (GTL) mediante el cual se puede lograr convertir el metano obtenido en Diesel de alta calidad, aceites lubricantes y ceras. Durante mucho tiempo, por razones de orden económico su aplicación no tuvo interés comercial, sin embargo en la última década por efecto del descubrimiento de inmensas reservas de gas natural en el mundo, el interés por contar con combustibles líquidos (diesel) menos contaminantes y el notable desarrollo tecnológico de nuevos reactores con tecnología mejorada determinaron que tanto los costos de inversión y operación (CAPEX, OPEX) conviertan a la tecnología de conversión de Gas a Líquidos como una opción conveniente para Bolivia.

3. El mercado del GTL

El mercado mundial para combustibles líquidos supera en la actualidad los 70 millones de barriles diarios (MMBPD), y para la próxima década los productores No-OPEC del Medio Oriente serán los encargados de proveer la mayor parte del mismo. Estos países serán a su vez la fuente dominante de suministro de petróleo después del año 2010. Una parte considerable de esta producción –más del 40% del total de petróleo que se consume mundialmente- será usada por el transporte terrestre, demanda que seguirá creciendo de manera fuerte y sostenida. Estos pronósticos de la Agencia Internacional de Energía auguran un mercado muy interesante para los combustibles líquidos, especialmente el GTL.

La cuota de mercado actual para los combustibles destilados en el mercado global era en el año 2000 superior a los 26 MMBPD y según pronósticos de British Petroleum, se espera que crezca en un 30% para llegar a los 34 MMBPD en el 2015. Geográficamente la región Asia-Pacífico experimentará la mayor cuota en este crecimiento.

Las inversiones para el desarrollo de esta tecnología apuntan a ubicarse en países donde el gas natural, no sólo se encuentre en grandes cantidades, sino también a costos competitivos,

Australia, África, Medio Oriente, Alaska y Sudamérica (Bolivia) son algunas de las regiones donde se han reportado ofertas de incentivos sustanciales para atraer nuevos proyectos de GTL.

4. El segmento Metanol, Dimetil Éter, Nafta y Productos Especiales

Metanol: También conocido como metil alcohol (CH_3OH), es producido a través de un proceso de tres etapas, Producción del syngas o Gas de Síntesis, Conversión del syngas o metanol crudo y Purificación por vías de la destilación.

La demanda mundial para el metanol era de 27 millones de toneladas en 1999, y según pronósticos de esta época, crecería a una tasa cercana al 3% anual. La mayor parte del metanol es utilizado como materia prima para compuestos químicos intermedios y para la producción del combustible oxigenado metil-terceario-butil-éter (MTBE), sin embargo, en el mercado de la gasolina de los EEUU, el principal para el MTBE, se han estado tomando medidas para limitar su uso.

Dimetil Éter (DME): También conocido como metil éter, es el más simple de los éteres con la fórmula química (CH_3OCH_3). Sus propiedades son similares a las del butano y propano, por ello las técnicas de almacenamiento y manejo aplicadas al LPG son aplicables también al DME.

Actualmente la tecnología de producción aplicable es la deshidratación del metanol, sin embargo, en la actualidad se están desarrollando nuevas direcciones para los procesos de producción. La capacidad mundial de fabricación era de 150,000 toneladas anuales en 1999, destinada en lo fundamental como un propulsor de aerosol. Dada su similitud con el LPG, existe entusiasmo (principalmente entre compañías japonesas y también en British Petroleum) en considerar su uso como un sustituto del LPG/diesel.

GTL Nafta: Mientras que el uso principal de la nafta convencionalmente derivada está en la producción de la gasolina, no es probable que este mismo sea el uso preferido para la nafta producida a partir del GTL pues de la misma se obtiene una gasolina baja en octano.

El uso secundario de la nafta es como materia prima de base petroquímica, este uso representa la mayoría de comercio anunciado de nafta. Debido a su pureza y naturaleza altamente parafinita, la nafta de GTL es un producto superior con respecto a la nafta convencional cuando se considera su uso en craqueadores de etileno. El mercado actual de la nafta en el mundo es 17 millones de barriles por el día (MMBPD) y el pronóstico a futuro es de 23 MMBPD antes de 2010 (según estimaciones de la British Petroleum).

