

Producción y demanda energética regional: el caso del gas natural

Por Ernesto López Anadón, Repsol YPF

Desde una perspectiva a largo plazo, las posibilidades del negocio del gas en la región siguen intactas, en la medida en que se logre recrear condiciones de estabilidad y seguridad jurídica tales que hagan factibles las inversiones que se necesitan para explorar, extraer y reponer reservas y para completar la infraestructura necesaria para llevarla hacia los centros de consumo.

El 22 de abril tuvo lugar la presentación de Ernesto López Anadón, director general de Desarrollo y Comercialización de Gas Natural de Repsol YPF sobre "Producción y demanda energética regional: el caso del gas natural" en el 3º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Gas y Electricidad que se realizó en Santa Cruz de la Sierra, Bolivia. La que sigue es una adaptación de su presentación.

Dados los vasos comunicantes que hoy existen entre los sectores energéticos de los distintos países del Cono Sur, la Región se ha convertido ya en la unidad de medida, y la valorización de las reservas ubicadas en cualquiera de los dos grandes productores de gas conducirá (aunque quizá no en forma directa) a la valorización de las reservas situadas en el otro.

Quisiera reflexionar sobre algunos aspectos del equilibrio entre la oferta y la demanda de gas del Cono Sur en los próximos años, del mejor aprovechamiento de sus recursos, y de negocios que están surgiendo para llevar el gas más allá de los límites regionales.

Quizá pueda no advertirse el mismo grado de optimismo que prevalecía algún

tiempo atrás en otras reuniones del sector del gas, lo cual es en cierta manera justificado.

De más está decir que una industria tan capital intensiva como la del gas natural será necesariamente afectada por el hecho de que los inversores internacionales difícilmente se muestren tan entusiastas acerca de la región como lo estuvieron durante la década del 90. La incertidumbre institucional y económica en la Argentina representará un paso atrás en la creciente inversión que estuvo experimentando el sector.

Aún así, desde una perspectiva de más largo plazo, las posibilidades del negocio del gas siguen intactas, en la medida en que se logre recrear condiciones de estabilidad y seguridad jurídica

tales que hagan factibles las inversiones que se necesitan para explorar, extraer y reponer reservas por un lado, y para completar la infraestructura necesaria para llevarla hacia los centros de consumo por el otro.

La variable clave que puede disparar estas inversiones es, como lo ha sido

siempre, la de contar con reglas claras y estables y un contexto que genere confianza respecto de su cumplimiento, bajo el cual las empresas puedan trabajar y realizar planes de negocios hacia futuro.

Mientras tanto, en las presentes circunstancias entiendo que los gestores de empresas debemos comportarnos no solamente como pilotos de tormenta sino también

como estrategas. Esto es, además de encargarnos como es nuestra obligación, de superar los efectos más inmediatos de la crisis, si aún creemos que las economías del Cono Sur en las cuales operamos guardan rasgos interesantes y potenciales, deberemos continuar estableciendo cursos de acción a fin de maximizar el valor de las empresas para sus accionistas.

Al momento de estudiar nuestros planes de negocios, es cada vez más opinión común que el principal reto no está dado actualmente por la disponibilidad de reservas de gas en la región, sino más bien por su logística y por la creación e incorporación de mercados



Ernesto López Anadón

que permitan desarrollarlas y monetizarlas. La Argentina, con diecisiete años de reservas probadas, y Bolivia, con más de cien años, poseen abundantes recursos cuyo valor no es sin duda el mismo de poder ser desarrolladas en un período más o menos razonable que si deben esperar bajo tierra largo tiempo antes de hallar dónde ser colocadas. Por ejemplo, trabajando con una tasa de descuento del 15% anual para los proyectos, demorar la extracción diez años significa para un reservorio perder el 75% de su valor.

Estas reservas serán las que proveerán gas para emprendimientos en los mercados brasileño, chileno, y aun otros fuera de la región, como veremos.

Que las reservas no son la principal restricción se hace evidente cuando vemos lo sucedido en Bolivia, donde la conexión con el mercado brasileño luego de la puesta en marcha del gasoducto Bolivia-Brasil implicó fuertes inversiones en exploración por parte de empresas en su mayoría privadas que hicieron pasar las reservas totales de 9,8 Tcf en 1997 a 70,0 Tcf en 2001, y las reservas probadas y probables de 5,7 Tcf a 46,8 Tcf. Esto es una clara muestra de que si se dan posibilidades, surge la exploración, y si se explora suficientemente, las reservas aparecen.

Así, el Cono Sur queda configurado con una importante dotación de gas natural, ubicada principalmente en la Argentina y en Bolivia, suficiente para alimentar a los centros de consumo. Las reservas bolivianas (P1 + P2), como hemos visto, se calculan en alrededor de 47 Tcf, mientras que las reservas probadas argentinas (P1) alcanzan a 27 Tcf. Las reservas de Brasil y Chile (P1) llegan a 8 Tcf y 3 Tcf respectivamente.

Además, al observar el mapa exploratorio de la Argentina se advierte que de las diecinueve cuencas sedimentarias existentes, solamente cinco se encuentran en producción. Y aun en ellas la exploración no se ha concentrado realmente hasta hace poco en gas, sino más bien en la búsqueda de petróleo. Esto habla del potencial que podría lograrse en el caso de que la demanda justifique nuevas inversiones en exploración.



	Reservas TCF	Producción BCF	R/P Años
Bolivia P1P2	47	227	(*)
Argentina	27	1621	17
Brasil	8	496	16
Chile	3	70	43
Total	84	2421	

(*) más de 100 años

Esta exploración también deberá continuarse en Bolivia, donde no podemos olvidar que pese a lo prometedor de los descubrimientos sólo recientemente se encaró un relevamiento exhaustivo de los recursos gasíferos y por lo tanto es de pensar que aún falta mucho por descubrir.

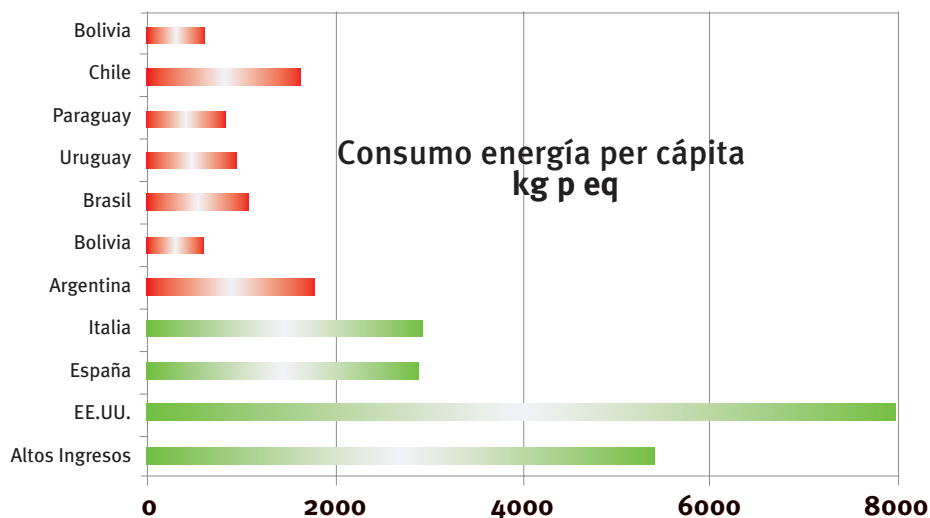
Si decimos que los límites los impone la envergadura de los mercados, la integración regional se ha convertido para los productores de gas en una cuestión prioritaria para no quedar relegados al consumo de sus países de origen. Llegar hasta los mercados menos maduros permite no solamente desarrollar las reservas sino también ampliar las escalas de producción con mejoras de costos y productividad.

Precisamente, y yendo al aspecto de la demanda, considerando al Cono Sur como un todo (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay), el potencial de consumo de gas posee características interesantes. La zona abarca una superficie de casi 14 millones de km², sobre la cual reside una población de más de 200 millones de habitantes en crecimiento. El PBI combinado de aproximadamente 700.000 millones de dólares, aún reducido por las vicisitudes del tipo de cambio, se encuentra por encima del de un país europeo de ingreso medio como España.

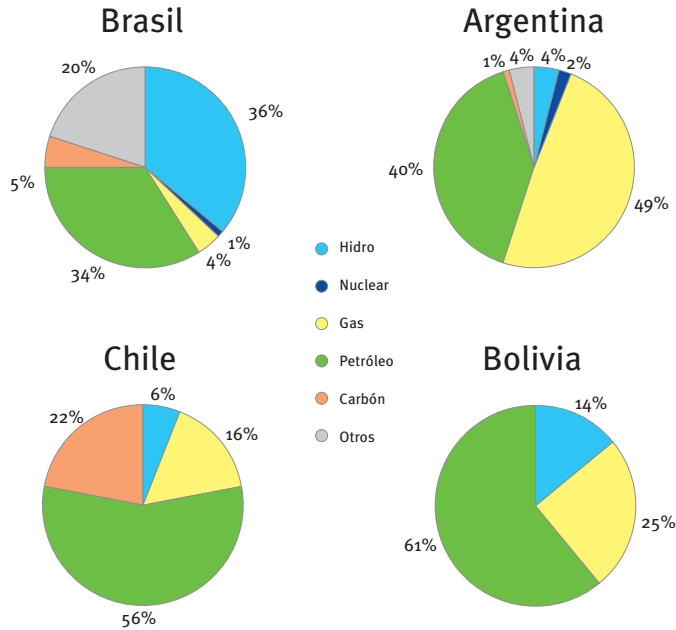
El consumo energético per cápita, en tanto, oscila entre 1726 y 581kg de petróleo equivalentes por año, lo que compara por ejemplo con 2865kg para España, 2916 para Italia y 7937 para los Estados Unidos. Esto permite pensar en un sostenido incremento para el mediano plazo, pese a las dificultades de la coyuntura.

La Argentina es actualmente tanto

El potencial de consumo de gas en el Cono Sur



Fuente: Banco Mundial, World Development Indicators 2001.



Fuente: Secretaría de Energía Argentina, Ministerio de Minas y Energía, BPAmoco Statistical Review of World Energy 2000, EIA.

el mayor como el más maduro mercado de gas natural de la región. El 49% del balance de energía primaria corresponde al gas, sobrepasando incluso a la participación del petróleo (40%).

A pesar de contar con enormes posibilidades hacia futuro, el peso del gas en Brasil es todavía bajo (4%), especialmente si se lo compara con la participación de la energía hidroeléctrica (36%), petróleo (34%) o biomasa (20%).

En Chile, mientras tanto, el consumo de gas ha crecido rápidamente en los últimos años y hoy el peso dentro de la energía primaria es del 16% contra 56% del petróleo y 22% del carbón.

En Bolivia el gas ocupa el 25% de la matriz de energía primaria.

De acuerdo con nuestras estimacio-

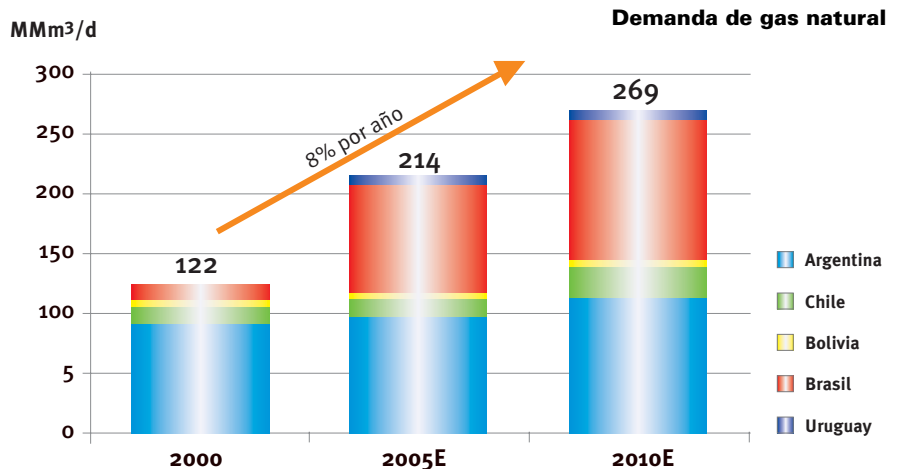
nes, el consumo de gas en los países pertenecientes al Cono Sur aumentará desde 122 millones de m³ por día del año

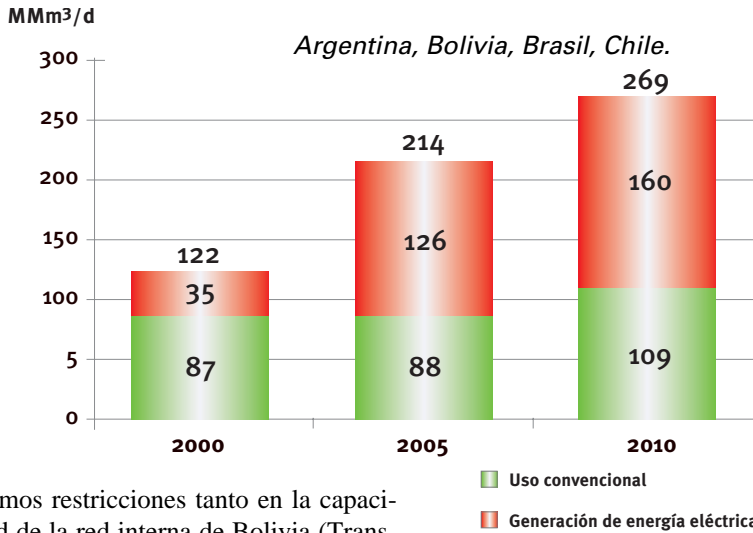
2000 hasta aproximadamente 269 millones de m³ por día en el 2010, es decir a una tasa del 8% anual acumulativa. El desarrollo del mercado brasileño será el principal impulsor del crecimiento.

Además, es de destacar que dentro de este crecimiento, la utilización del gas natural para la energía eléctrica jugará un papel preponderante. La demanda de las centrales térmicas aumentará desde 87 millones de m³ por día en 2000 hasta 160 millones de m³ por día en 2010 (principalmente por la influencia de Brasil).

Pero no basta con poseer oferta y demanda potencial de gas en la Región. Éstas deben ser conectadas, y ya en lo inmediato podemos detectar varias limitaciones a la exportación de gas a causa de insuficiente capacidad de transporte.

Respecto del suministro de la región Sudeste de Brasil (Sao Paulo), encon-





tramos restricciones tanto en la capacidad de la red interna de Bolivia (Transredes) como en el gasoducto TBG. En el primer caso, la capacidad del caño es insuficiente para trasladar la producción de los yacimientos ubicados en el sur de Bolivia hasta el gasoducto TBG. En consecuencia, esta capacidad está siendo ampliada con otro gasoducto similar con una inversión estimada de aproximadamente U\$S 400 millones. La capacidad del TBG mismo también deberá ser rápidamente ampliada para satisfacer el consumo, en alrededor de 15 millones de m³ por día, lo que implicaría una inversión de cerca de U\$S 1000 millones.

Por su parte, el suministro de la región Sur de Brasil (Porto Alegre) requiere además de la construcción del gasoducto TSB, de la ampliación de la capacidad de TGN y TGM en la Argentina lo cual probablemente involucre inversiones por U\$S 450 millones.

El desafío de completar la infraestructura insumirá entonces inversiones que pueden ser todavía más cuantiosas que las ya llevadas a cabo. Solamente una parte de los proyectos anunciados (los ya en construcción o más probables) demandará según nuestras estimaciones más de U\$S 10.000 millones en los próximos cinco años, aún sin sumar las inversiones en exploración y producción de gas.

Entre estas inversiones podemos mencionar: • en el sur de Brasil la citada ampliación del TBG (U\$S 1000 millones), la construcción del gasoducto Uruguayana-Porto Alegre (U\$S 320 millones), ampliaciones en las redes de transporte y distribución (U\$S 1500 millones) y más de 20 centrales eléctri-

cas (U\$S 6800 millones); • en la Argentina la ampliación en la capacidad de transporte de TGN y TGM (U\$S 450 millones); • en el sur de Chile el Gasoducto del Valle Central (U\$S 140 millones) y centrales térmicas vinculadas (U\$S 200 millones); • en Bolivia, como hemos visto, a la infraestructura de transporte necesaria para conectar a los yacimientos del sur con el BTB (U\$S 400 millones).

Finalmente, no debemos olvidar el desarrollo de las reservas de gas y la exploración que permita ir reponiéndolas, como hemos dicho, no incluido en la estimación anterior.

Es fácil apreciar la alta dependencia de todos estos proyectos de la disponi-

bilidad de capitales, los que a su vez como ya hemos dicho acudirán solamente si se les brinda un contexto de estabilidad macroeconómica y seguridad jurídica. De lo contrario todos los proyectos, y con ellos la integración gasífera y el desarrollo de nuevos mercados se retrasarán.

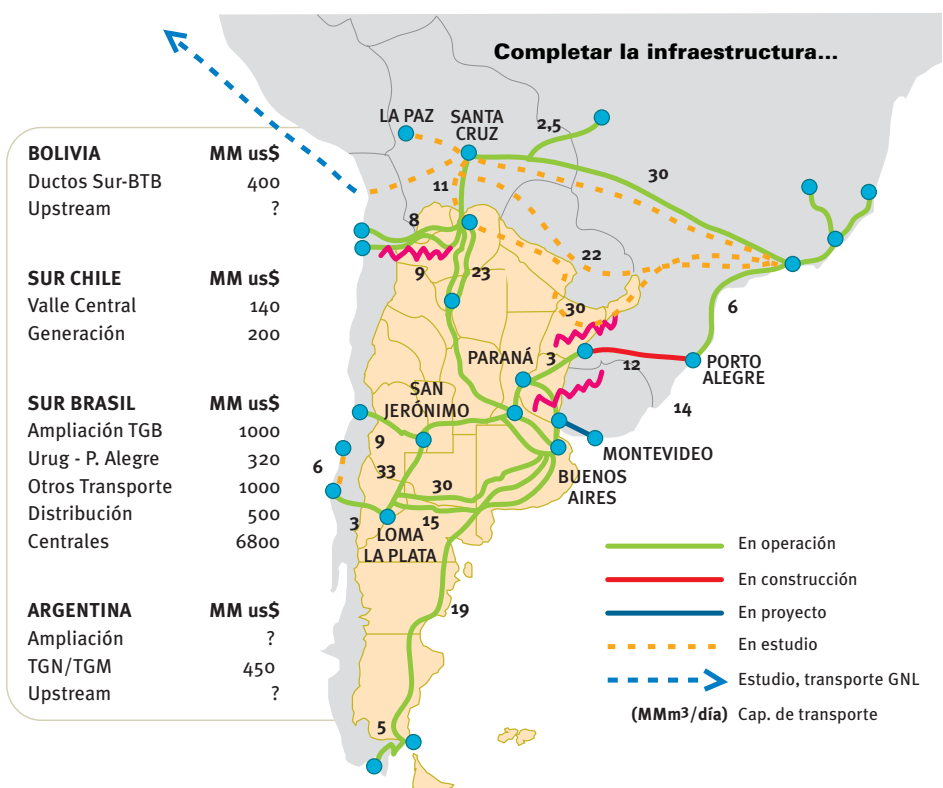
La integración gasífera permitirá entre otras ventajas contar con combustible limpio, barato y abundante para la instalación de modernas centrales térmicas de ciclo combinado.

La experiencia obtenida de esta tecnología en la Argentina durante los años 90 es altamente auspiciosa, ya que la extensión de los ciclos combinados permitió pasar de un escenario previo con desabastecimiento de electricidad a otro en el cual fuertes subas en el consumo eléctrico fueron satisfechas a un precio declinante.

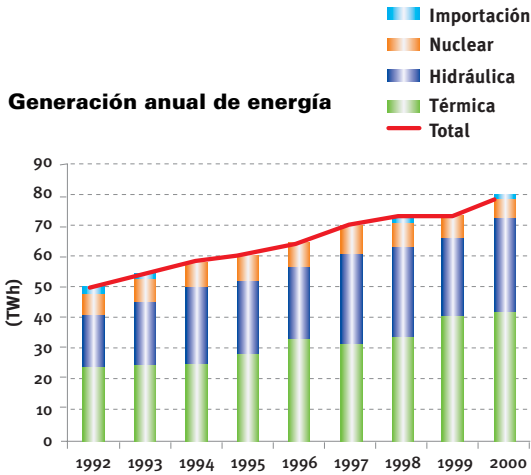
Hasta ahora nos hemos referido al mercado regional exclusivamente como destinatario de la producción de gas del Cono Sur.

Sin embargo, la envergadura de las reservas es tal que para su desarrollo y monetización deben plantearse también otras alternativas imaginativas y novedosas.

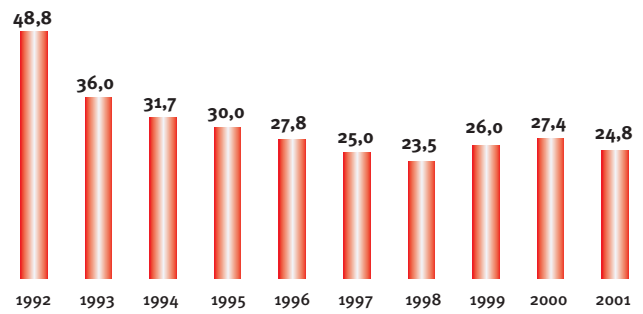
Aun cuando olvidemos a las reservas posibles, hipótesis harto conservadora ya que su tamaño puede ser sustancial, y trabajando tan sólo con las probadas y



En la Argentina el gas permitió generar mucha más energía eléctrica...



Precios medios monómicos anuales (\$/MWh)



...con un precio declinante

probables de la Argentina y Bolivia, llegamos a una cifra de casi 84 Tcf, que representa 24 años del consumo de año 2010. Dado que asumimos un fuerte crecimiento para la demanda y el 2010 es el último año estimado, la relación de las reservas con el consumo en los períodos previos es mucho menor.

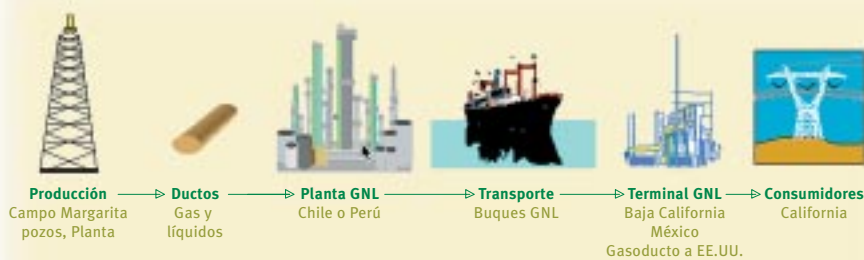
Se hace entonces evidente que no

solamente la Región cuenta con reservas necesarias para pensar en proyectos de exportación como GNL hacia fuera de sus fronteras sino que urge hacerlo puesto que dentro de un horizonte más o menos cercano en el tiempo el consumo local no alcanzará para su aprovechamiento.

Con ese propósito, Repsol YPF junto

con British Gas y Pan American Energy está impulsando al ambicioso proyecto Pacific LNG, destinado a exportar, bajo la forma de GNL, gas de la Región hacia los mercados de Estados Unidos y México, que se encuentran en una situación inversa, es decir son importadores netos de gas y afrontan un déficit creciente.

Estados Unidos es el mayor consu-



Pacific LNG: gas de la Región para el mundo

traídos *in situ*. Asimismo, se construirán gasoductos “dedicados” para el transporte de gas desde Bolivia a las costas del Pacífico, en un lugar aún a definir del norte de Chile o el sur del Perú. Allí se instalará una planta de licuefacción de GNL, así como instalaciones de almacenamiento e infraestructura portuaria necesaria para la exportación del gas. Posteriormente, el GNL será embarcado hacia la planta de regasificación, que estará ubicada en Baja California, abasteciendo desde allí a los mercados de noroeste de México y costa oeste de los EE.UU.

midor de gas del mundo, utilizando 22,8 Tcf en 2000. Se estima un aumento en su demanda de alrededor de 2% acumulativo, con lo que llegaría a una cifra entre 32 y 36 Tcf en el año 2020. Dada la insuficiencia de sus reservas para suministrar este gas, volúmenes crecientes deberán ser importados, en parte por ducto desde Canadá y en parte desde fuera de Norteamérica en la forma de GNL.

México, aun con un consumo de gas más bajo que el de EE.UU. (1,8 Tcf), posee también un enorme potencial para los próximos años. El crecimiento en el consumo de gas según algunas estimaciones rondaría el 8% por año, movido mayormente (pero no exclusivamente) por la instalación de nuevas centrales térmicas.

El proyecto Pacific LNG nace luego

del descubrimiento del Campo Margarita en Bolivia, y la insuficiencia del consumo regional para absorber sus reservas. El consorcio compuesto por Repsol YPF, British Gas y Pan American Energy (subsidiaria de BP) se decidió entonces por otro curso de acción: exportar el gas como GNL hacia Norteamérica.

Estas empresas son también socias en Atlantic LNG, en Trinidad y Tobago, uno de los emprendimientos más exitosos de gas licuado lanzados en los últimos años, que exporta gas de Trinidad hacia Europa y Estados Unidos.

El campo Margarita será desarrollado para abastecer inicialmente 2 trenes de 3,3 millones de toneladas por año, o eventualmente de 4,8 millones de toneladas por año. Este volumen de gas equivale a entre 8 y 12 Tcf de reservas para 20 años.

El gas será tratado y los líquidos ex-

Basados en estas premisas, nuestras expectativas son altas con relación al éxito de Pacific LNG. Finalmente, estimo que nuestro optimismo refleja la racionalidad de un proyecto con reservas suficientes, demanda, costos razonables y socios con experiencia, que combinará la satisfacción de objetivos energéticos nacionales con la obtención de una adecuada rentabilidad para las empresas participantes. ●