

# EL GNL y sus tecnologías

En el mundo, el 30 por ciento del gas producido corresponde al Gas Natural Licuado (GNL) y su crecimiento es constante. Hoy en día existe una gran cantidad de proyectos que están en estudio o en construcción y algunos de ellos, gigantescos.

Este *boom* del GNL ha desarrollado una variada oferta tecnológica orientada tanto a las plantas de gran escala como a las de pequeña escala.

En este sentido, la redacción de *Petrotecnia* mantuvo una entrevista con el Lic. Eduardo Barreiro, consultor, con el fin de conocer las diferentes tecnologías que se están utilizando en la producción del GNL y que formarán parte de su exposición en uno de los paneles del II Congreso de Hidrocarburos 2003 que tendrá lugar en Buenos Aires a fines de este mes. La que sigue es una síntesis de la conversación mantenida.

*¿Por qué no nos hace una fotografía del comercio del Gas Natural Licuado (GNL) en el mundo?*

El GNL no es más que una nueva forma de transportar gas natural habilitando mercados que antes eran inalcanzables por el costo de construcción de los gasoductos.

En el mundo, alrededor del 70% del gas natural producido se transporta por gasoductos y el 30% restante corresponde al GNL. El comercio internacional del gas a través del GNL se ha incrementado de 85 mil millones de m<sup>3</sup> en 1993 a cerca de 150 mil millones de m<sup>3</sup> en el año 2001.

Hoy existe una gran cantidad de proyectos que están en estudio o en construcción, algunos de ellos gigantescos. Uno de los más grandes es el proyecto Sakhalin que estará ubicado en una isla del mismo nombre a unos mil kilómetros al norte de Japón. Se trata de un proyecto que producirá 10 millones de toneladas anuales de GNL y que tendrá como principal mercado a Japón, aunque también,



Eduardo Barreiro

por su ubicación geográfica, contempla a California.

Existen varios proyectos en Malasia, Australia, Qatar y Bahrein. En América Latina, está funcionando el proyecto

de Trinidad & Tobago que acaba de duplicar su tren de licuefacción, está

en estudio la utilización del gas de Camisea como un proyecto de GNL para exportar a Estados Unidos y el proyecto de Pacific LNG que utilizará el gas de Bolivia para abastecer a California.

Es absolutamente previsible que el comercio del GNL siga creciendo a tasas iguales a las actuales o inclusive superiores. Cuando el GNL represente orden del 50% del comercio internacional, el gas podrá convertirse entonces en un *commodity*.

*Pero, el GNL tiene costos de inversión muy altos...*

Efectivamente. Las inversiones que hay que hacer en la planta de licuefacción, en la infraestructura necesaria de transporte marítimo y en la planta de gasificación son muy importantes. Para que tenga una idea, un proyecto de GNL puede oscilar entre US\$ 2500 y 7000 millones según el tamaño.

De todas maneras, la ventaja que tiene el GNL es la de transformar al gas en un *commodity* ya que un barco puede transportar 100 mil toneladas

Figura 1. **Propiedades físicas del GNL**

	Metano	GNL Libia	GNL Argelia	GNL Libia 2	GNL Argelia 2	GNL Indonesia
C <sub>1</sub> %	100	81,4	92,3	63,62	88,36	88,44
C <sub>2</sub> %		17,7	6,3	24,16	7,78	6,20
C <sub>3</sub> %		0,2		9,36	2,26	3,71
C <sub>4</sub> %		0,02		2,35	0,84	1,62
C <sub>5</sub> +				0,6	0,04	0,03
N <sub>2</sub>		0,6	1,4		0,72	
Temp. Liq.	-162°C	-158	-160	-155	-158	-159,4
Lts. Vap./L	620		590	523	574	
Pe liq. kg/	418	490	456	530	476	468

de gas natural licuado a 170° bajo cero a cualquier parte del mundo. Una cantidad enorme de gas.

Es importante destacar que las plantas convencionales que requieren grandes inversiones necesitan yacimientos gigantes con reservas de gas, ya que la planta no es transportable y está atada a un megayacimiento.

Considérese que para obtener 1 tonelada de GNL hacen falta del orden de 1700 a 1800m<sup>3</sup> de gas natural, considerando el gas usado para la licuefacción. Si se instala un complejo como Sakhalin, de 10 millones de toneladas anuales, se necesitan 17.000/18.000 millones de m<sup>3</sup> de provisión de gas por año, la mitad del consumo argentino. Se necesita un mínimo de 10 años de consumo de gas, equivalente a 170.000/180.000 millones de m<sup>3</sup> de reserva probada y certificada, para poder encarar un proyecto de esa magnitud.

Aunque se concibiera un proyecto de la mitad de la capacidad, habría que certificar 90.000 millones de m<sup>3</sup> de reserva de gas. O sea, toda la reserva actual de la Cuenca Marina Austral.

¿Puede concebirse un proyecto en Tierra del Fuego de esa magnitud? Yo creo que sí, pero primero hay que explorar más y certificar más reservas.

El otro problema es el costo de producción de gas. Los grandes complejos en operación en el mundo están *on shore* o muy cerca de la costa, como el de Trinidad. Con producciones por pozo grandes y costos de producción bajos, porque si no el costo de gas en boca de pozo hace que el proyecto no arroje precios competitivos para el GNL. Recordemos que deben amortizarse costos billonarios en dólares de las inversiones de licuación, transporte marítimo y regasificación en destino del gas líquido.

El valor futuro del GNL estará en el rango de los 3 a 3,5 dólares por millón de BTU colocado en los mercados de consumo. Eso es el precio competitivo como para encarar un proyecto. Más caro que eso... abstenerse, porque

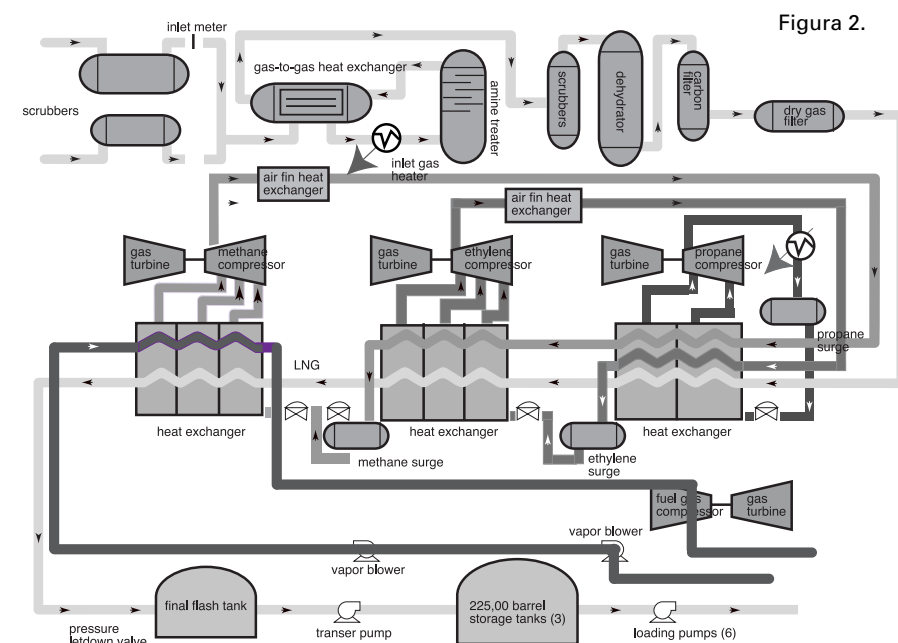


Figura 2.

otros proyectos en el mundo serán muy rentables a ese precio.

Si tuviese que arriesgar un número, diría que el costo de venta del gas al dueño del proyecto, para el caso de Tierra del Fuego, debería estar en el orden de 75/80 centavos de dólar para asegurar la vida de la planta. Y con las reservas certificadas suficientes.

Consideremos además que en ese caso, también habría que analizar el proyecto desde el punto de vista de la no interferencia sobre el suministro al mercado argentino. El artículo 3, Título III de la ley del Gas, 24.076, dice:

**...“Las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de noventa (90) días de recibida la solicitud, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno.”**

Con lo que habría que demostrarlo en el caso de un proyecto tan grande de exportación de gas líquido.

## Las tecnologías de gran escala

*Después de esta fotografía que Ud. nos hizo sobre el comercio internacional del GNL, ¿qué panorama puede darnos sobre las tecnologías que se están utilizando?*

Las tecnologías convencionales de

producción de gas natural líquido por enfriamiento con solventes son, hasta el presente, de altos costos de inversión con relación a su capacidad. Las tecnologías para producir GNL se dividen en dos grupos fundamentales: las de gran escala y las de pequeña escala.

La primera de ellas es de una tecnología de cascada de enfriamiento por la acción de solventes cada vez más fríos. Son para plantas que producen arriba del millón de toneladas por año de GNL. El diagrama de flujo (figura 2) muestra una de las tecnologías, con solventes propano, etileno y metano en la dirección de disminución de la temperatura.

Con respecto al transporte marino del GNL, se efectúa en barcos (figura 3) con sistemas adiabáticos donde la pérdida por evaporación es baja. Los buques son especiales y casi todos tienen un sistema de doble casco con aislación. Y tienen otra ventaja: el *boil off*, o sea la pequeña corriente de gas que se evapora, se utiliza como combustible del barco logrando, desde el punto de vista termodinámico, que no haya pérdida alguna. Así por ejemplo, un barco que tarda 15 días en ir de un punto a otro llevando una carga de GNL, utiliza como combustible del 4 al 5% del gas, que es el que se evapora. Sin duda, un rendimiento termodinámico excelente.



Figura 3.

El transporte del GNL por rutas se hace en camiones que son exactamente iguales a aquellos que transportan gas carbónico líquido, oxígeno líquido o nitrógeno líquido. No hay ninguna ciencia infusa en eso, no es nada complicado. En este aspecto, siempre digo una frase: “los camiones en Rusia ya están oxidados”. Es decir, el transporte de gas líquido se ha vuelto absolutamente rutinario y no tiene ningún secreto.

En caso de producirse una pérdida o un accidente, el metano, que es más liviano que el aire, sube y se diluye. No es como el propano o el butano que tienen mayor densidad que el aire y pueden producir una nube explosiva alrededor del vehículo accidentado.

Por otro lado, la adiabaticidad de los tanques de los camiones es tan grande que pueden estar parados cuatro o cinco días sin que haya ningún tipo de venteo. Para el almacenamiento en los tanques de los camiones hay dos tecnologías: una que almacena a 6 kilos de presión y la otra, a 12 kilos y que cada día es más utilizada. ¿Por qué? Porque un camión tanque grande (25 a 35m<sup>3</sup>) como para abastecer a un pueblo, puede estar durante casi un mes sin ventear, ya que el gas se carga a 170° bajo cero, y a 12 kilos de presión y recién comienza a ventear cuando llega a alrededor de 145° bajo cero (según la composición del gas).

¿Qué otra ventaja presenta?

El GNL tiene la gran ventaja de la densidad de almacenamiento que es más del doble de la del GNC. Eso duplica la autonomía de los vehículos.

## Tecnologías de pequeña escala

¿Y qué pasa con las tecnologías de pequeña escala?

Una de las tecnologías es parecida a la de gran escala, es una especie de *scaling down* con optimización de las conocidas de gran escala.

Un ejemplo, es la tecnología de **Cryofuel** que se basa en el enfriamiento producido por un único solvente en lugar de ser una cascada de solventes como en las plantas grandes.

Además, hay dos líneas tecnológicas más nuevas: una es la obtención del GNL por efecto **Joule Thomson** y la otra **Tasher** (*Thermo Acoustic Stirling Heat Engine and Refrigeration*). La primera de ellas –ya desarrollada en el mundo– tiene cuatro plantas en Rusia y una en Estados Unidos. La otra, Tasher, es un sistema que está en desarrollo en Estados Unidos y que trabaja por la compresión/expansión que producen ondas sonoras de alta frecuencia aplicadas al gas. Si bien es un sistema en desarrollo, puede llegar a ser competitivo en el futuro.

Las plantas de pequeña escala que fueron desarrolladas primero en Rusia y después en Estados Unidos tienen la propiedad de producir el GNL con un salto de presión por el efecto Joule Thomson en donde, al expandirse, el gas se enfría.

En 1993 los rusos comenzaron las investigaciones y en 1997 montan su primera planta. Son plantas pequeñas que necesitan la expansión de caudales muy grandes (más de 400 mil m<sup>3</sup> diarios) o expansión de caudales pequeños pero desde altas presiones (200 atm) y producen entre el 5 y el 8% de GNL sobre la cantidad que entra al proceso en el primer caso y hasta el 40 % sobre el gas expandido en el segundo caso. En Rusia se utiliza este sistema para abastecer de GNL a pueblos que están fuera del alcance de la red, como Vivorg o Luga.

Cuando existe una población de 4 mil habitantes ubicada a 80 kilómetros de un gasoducto principal, resulta antieconómico construir un ducto secun-

dario para alimentar a ese pueblo ya que la obra no tiene posibilidad de repago. En ese caso, se instala una planta licuación de pequeña escala en planta de regulación que alimenta alguna ciudad grande o industria de alto consumo sobre el gasoducto principal; la planta baja la presión de transporte de 40/60 kilos a 4/5 kilos y obtiene un 8% de gas como GNL sin más costo energético. Luego, el GNL producido es transportado con camiones a esos pueblos y almacenado en plantas muy simples que están conformadas por un tanque con intercambiadores que lo convierten del estado líquido al gaseoso (gas metano) para que finalmente sea distribuido mediante una red local. Los intercambiadores son muy sencillos, simples de construir y muy baratos.

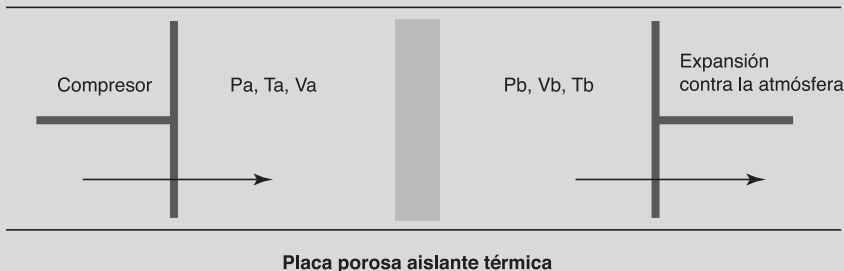
La tecnología desarrollada por **Cryofuel** permite la instalación de plantas en yacimientos pequeños, lo que los norteamericanos llaman “reservas de gas aisladas”. Esta tecnología es una copia de una planta de gran escala llevada a pequeña escala y actúa por enfriamiento mediante un solvente, produciendo GNL que luego se retira en camiones.

El principio operativo se basa en el enfriamiento producido por una mezcla de refrigerantes a baja presión. El gas del gasoducto pasa directamente a un purificador de una sola etapa denominado TSA (*Thermal Swing Adsorption*), que remueve todos los componentes pesados que puedan solidificar durante la licuación; el H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub> y los hidrocarburos pesados (parte del C<sub>3</sub> y C<sub>4</sub> en adelante) son eliminados; y el C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> y parte del C<sub>3</sub> pasan.

Un compresor comprime una mezcla de gases refrigerantes, ésta se enfría posteriormente en un intercambiador a temperatura ambiente y se expande en un licuefactor o caja de frío. El gas natural se pone en contacto con el refrigerante en la caja de frío y se licua; se separan en una etapa intermedia el etano y el propano, con lo que se obtiene metano de más del 97% de pureza. El residuo de gases más pesados se puede usar para

## Efecto Joule Thomson en gases

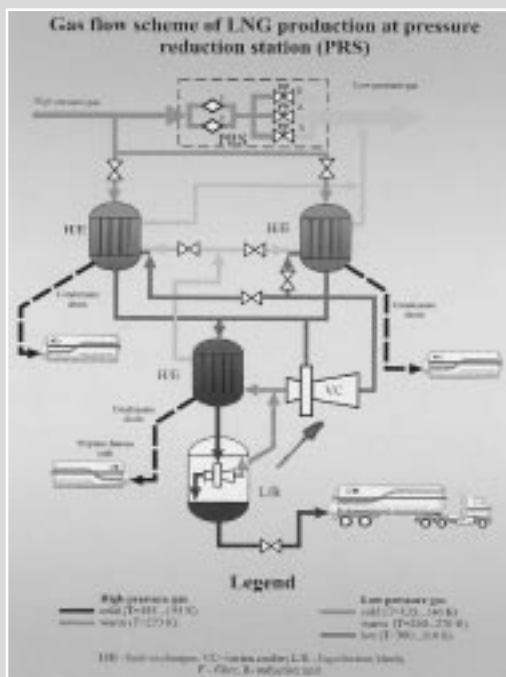
Recordemos el sistema de expansión adiabática de un gas ideal:



En una expansión adiabática el cambio neto de energía es:  $\Delta E = -\Delta(PV)$

Luego  $E_b - E_a = P_a V_a - P_b V_b$ ,  $V_a, V_b$  volúmenes molares del gas en expansión a las presiones a y b.

Luego  $H_a = E_a + P_a V_a = E_b + P_b V_b = H_b$   
Entonces, si las dos entalpías son iguales, el cambio entálpico es cero:  $dH = C_p dT + (\delta H/\delta P)_T dP = 0$  de donde se deriva que  $(\delta T/\delta P)_H = -(\delta H/\delta P)_T / C_p$



La relación  $(\delta H/\delta P)_T$  —o sea el cambio de entalpía con la presión—, se llama **coeficiente de Joule Thomson** y se representa con el símbolo  $\mu_{JT}$ ; que es cero en los gases ideales, pero no en los reales.

Los coeficientes de Joule Thomson son negativos en ciertos intervalos de presión y temperatura (o sea que la temperatura aumenta cuando el gas se expande) y positivos en otros rangos de temperatura y presión (o sea que la temperatura disminuye cuando el gas se expande). La temperatura particular a la que  $\mu_{JT}$  cambia de signo se denomina temperatura de inversión, y depende de la presión del gas.

Éste es el efecto utilizado en los sistemas de enfriamiento criogénicos: expansión adiabática de un gas con coeficiente de Joule Thomson positivo que es justo el caso del gas natural.

Eso quiere decir que si se produce la expansión del gas natural desde una presión alta a una presión más baja, éste se enfriará.



Planta piloto de 1500 litros diarios de capacidad desarrollada por la Universidad de Curtin en Perth, Australia.

accionar el motor del compresor del ciclo de frío. El salto de presión es bajo, de 21 a 4 bar aproximadamente.

La fotografía (figura 4) muestra un pozo en las cercanías de Stockton, en California, que produce entre 20 y 25 mil m<sup>3</sup> de gas y está ubicado a 30 km de un gasoducto. Funciona con un compresor de 500 KW y convierte totalmente el gas en GNL. Esta planta está montada sobre esquís, lo que permite un fácil desplazamiento hacia otro pozo cuando la reserva del mismo se agota.

En Estados Unidos existen alrededor de 7 plantas de esta característica.

Ésta es una tecnología interesante para llevar al mercado el gas de nues-

tros pozos aislados como GNL, permitiendo aprovechar reservas que de otra forma no podrían ser utilizadas. El costo de inversión para una planta completa de 5000 galones diarios es del orden de US\$ 4 millones.

### ¿Existen otras alternativas?

En Rusia se desarrolló otra alternativa técnica: producir un salto de presión artificial. En lugar de utilizar la presión que viene por el gasoducto, la elevan con un compresor hasta 200 kilos produciendo luego la expansión. Un circuito de enfriamiento sirve para separar cualquier rastro de propano, butano o dióxido de carbono presente.

El rendimiento es mayor, se obtiene un 40% de GNL (por etapa). También existe la posibilidad de reciclar en un circuito cerrado el gas que no se licua.

Los rusos tienen una planta bastante grande, del orden de 1,5 toneladas por hora de capacidad de producción. Esta capacidad es la que podemos vislumbrar como posible para su utilización en nuestro país.

### ¿Qué posibilidades existen de introducir esta tecnología en nuestro país?

En este momento tenemos alrededor de 1030 estaciones de servicio a GNC donde la utilización promedio



Figura 4. Planta de Cryofuel en las cercanías de Stockton, California.

de los compresores es de entre 5 y 6 horas diarias; o sea que entre 18 y 19 horas, están parados. Sería posible diseñar una planta pequeña que trabajara con el compresor de la estación de servicio utilizando los tiempos muertos de ese compresor en la estación de servicio y producir GNL.

En una primera instancia, ese GNL sería recogido por un camión que lo centralizará y distribuirá a las localidades aisladas de la red. En un futuro podría utilizarse también como combustible vehicular, ya que el GNL tiene una gran ventaja frente al GNC: tiene el doble de densidad de almacenamiento y, por ende, de autonomía.

El GNL es usado en el estado de California, Estados Unidos, en el transporte pesado, ya que no emite prácticamente ningún contaminante, comparado con el gas oil, aun cuando no tenga sistema catalítico de escape. Para lograr mejores emisiones con gas oil que con gas, hay que usar un combustible sin azufre, filtro y catalizador de escape. Hoy, una la flota vehicular de camiones pesados de ese Estado está siendo convertida a GNL sin pérdida de autonomía.

En esta línea tecnológica existen dos sistemas: uno es el uso de gas en ciclo Otto y el otro el ciclo dual Diesel a gas. Este último es un ciclo que consume entre un 10 y 20% de combustible diesel que hace de "mecha de encendido" para el gas (se consume entre

80 y 90% de gas). O sea se obtiene el rendimiento termodinámico típico de ciclos diesel (de 20 a 1 de relación de compresión) pero el combustible principal es GNL. Por eso la emisión de contaminantes se mantiene baja pero con un rendimiento termodinámico alto y con un costo para California 40% más barato que el gas oil (hablando en kilocalorías consumidas).

Los camiones tienen una autonomía de hasta 700 kilómetros en ciclo dual y en toda California hay tres o cuatro estaciones de despacho de GNL que cubren las necesidades de los camiones en todo el Estado.

Se han logrado fabricar camiones con potencias de más de 500 caballos que funcionan en ciclo dual diesel-GNL y no tienen merma de potencia respecto del Diesel convencional.

*¿Cuál de las dos alternativas ve con más posibilidades?*

El GNL para los vehículos lo veo en el largo plazo. En el corto plazo veo posibilidades de instalar plantas de GNL para el abastecimiento de localidades aisladas o industrias que están fuera del alcance de la red y para las cuales no es rentable hacer un ducto. El costo de

producción de GNL debe estar aproximadamente en US\$ 2 el millón de BTU sin considerar el precio del gas. Si a este costo le sumamos el precio del gas que podría en un futuro llegar a ser US\$ 1 el millón de BTU y estaríamos con un GNL absolutamente rentable de US\$ 3 el millón de BTU que es la mitad del costo de producción de cualquier combustible líquido.

*Todas estas tecnologías que Ud. mencionó están en escala industrial. En este sentido, ¿se está desarrollando en nuestro país alguna tecnología que apunte a estos temas?*

Un hecho interesante para destacar es que a escala de laboratorio la factibilidad del proyecto de licuefacción por efecto Joule Thomson fue demostrada ante la Comisión de Innovación Tecnológica del IAPG por el Centro Atómico Bariloche en el trabajo "Gas Natural Líquido: propuesta de un método económico para la producción de gas líquido" que obtuvo el premio Repsol YPF a la Innovación Tecnológica del año 2001. En este momento, se está estudiando la posibilidad de que esa tecnología pueda pasar a escala piloto y luego a escala industrial. Disponer de una Planta Piloto nos permitirá probar distintas composiciones de gas natural y analizar su performance ya

que no es lo mismo un gas natural con 2,5% de gas carbónico que un gas que tenga contenido de etano, o propano. Es posible lograr una tecnología competitiva. Al menos esta experiencia nos permitirá en un futuro seleccionar la mejor tecnología internacional.

Y, como mencioné anteriormente, tenemos pozos aislados de gas que podríamos poner en producción e incrementar la producción y reservas probadas de gas natural. ■

