

El negocio del gas natural licuado

Por Daniel Carranza

El gas natural licuado (GNL o LNG en idioma inglés) es un líquido incoloro de baja viscosidad que pasa del estado gaseoso al líquido a -161°C a la presión atmosférica. Es un combustible que tiene varias ventajas frente a otros hidrocarburos: abundancia y bajo precio relativo, quema con facilidad sin residuos contaminantes y, por lo tanto, es más seguro.

El gas natural tiene el inconveniente de que debe ser transportado por gasoductos comprimido a altas presiones 60-100 Kg/cm² y a la temperatura ambiente, o en barcos o camiones criogénicos licuado a -161°C a la presión atmosférica.

Hasta el momento el negocio del GNL es promovido por la demanda; es decir, el negocio es factible si existe la posibilidad de vender gas en un determinado lugar, condición esencial para la concreción de un proyecto.

En el presente artículo se da una visión global del negocio del GNL, las distintas alternativas tecnológicas y se hace una evaluación económica de una Planta de 45.000 tons/año de capacidad.



Foto: Gas Natural Ben

gas natural o el metano (GNL) tiene varias ventajas como combustible frente a otros hidrocarburos:

- Abundancia y por lo tanto bajo precio relativo respecto a otros hidrocarburos.
- Quema con facilidad sin residuos contaminantes.
- Es más seguro por las consideraciones anteriores.

El gas natural tiene el inconveniente de que debe ser transportado por gasoductos comprimido a altas presiones 60-100 Kg/cm² y a la temperatura ambiente, o licuado a -161°C a la presión atmosférica en barcos o camiones criogénicos.

La Figura 1 resume los principales elementos del negocio de GNL. El gas es transportado desde las zonas productoras hasta las consumidoras en gasoductos de alta presión cuando existe una conexión terrestre entre las zonas productoras y consumidoras. Si bien existen gasoductos submarinos de transporte como en el Estrecho de Magallanes, el Mar Mediterráneo entre África e Italia y entre África y España los mismos no resultan económicos en tramos mayores a unos pocos cientos de kilómetros.

Existen además gasoductos submarinos de captación de gas natural en off-shore Brasil, Mar del Norte y la costa del Golfo.

El gas natural licuado (GNL o LNG en idioma inglés) es un líquido incoloro de baja viscosidad que pasa del estado gaseoso al líquido, a -161°C a la presión atmosférica, su poder calorífico es de 13.25 MM Kcal/ton. En este artículo las características físico-químicas del GNL se asimilan a las del metano dado que el GNL es preponderantemente metano.

Por su estructura molecular con una mayor cantidad relativa de ligaduras carbono hidrógeno, el metano es el hidrocarburo de mayor poder calorífico por unidad de peso. Es además el componente más seguro de los hidrocarburos que forman al gas natural porque tiene un peso específico menor que el aire y por lo tanto resulta muy difícil la formación de mezclas explosivas de metano aire. Las densidades relativas de los hidrocar-

buros livianos ejemplifican esa situación.

Densidades relativas al aire a 15,5 °C y 1,0 atms.

Metano	0,55
Etano	1,04
Propano	1,52

Los valores anteriores predicen una probabilidad menor de que ocurra un accidente derivado de la manipulación del metano con relación, por ejemplo, al propano, que es un hidrocarburo que puede competir con el GNL en los mismos mercados energéticos. Los hidrocarburos contenidos en el gas natural con volatilidad menor que el propano tienen a su vez densidades relativas mayores al propano. El

Fig. 1 Estructura del negocio del Gas Natural Licuado



no para la inversión productiva de los países petroleros y por lo tanto el endeudamiento se constituye en una pesada carga económica. En el listado de los países con dificultades en sus presupuestos se incluye a todos los países que son importantes exportadores petroleros: Arabia Saudita, Nigeria, Indonesia, Venezuela, México, Irán, Libia, Irak, Argelia y Ecuador.

- Arabia Saudita, el país clave por su capacidad teórica de aumentar prácticamente de un día para otro en 3,0 MM de barriles/día, fue endeudado en más de 150.000 MM \$ para sostener primero a Irak en su guerra con Irán y luego a EE.UU. en la Guerra del Golfo Pérsico. Arabia Saudita, el gran financiador de la fe islámica, tiene crecientes demandas sociales internas que requieren ingresos también crecientes que sólo pueden surgir del petróleo.
- La tensión existente entre Arabia Saudita e Irán ha disminuido a medida que los sectores clericales moderados de Irán afirmaron su poder en el país favoreciendo acuerdos de precios entre dos principales productores de la OPEP.

- Existen, por otra parte, indicios de que los países del Cercano Oriente tengan dificultades en aumentar substancialmente la producción petrolera a corto plazo.

1. Los campos de Arabia Saudita tienen problemas de inundación cuando son forzados a una mayor producción. Esto ya ocurrió cuando Arabia Saudita decidió extraer más de 9,0 MM de barriles/día.

2. Los campos de Irán tienen problemas de expansión del casquete de gas en la formación.

3. Los campos de Kuwait, incluido el gigante Burgan, aún no se recuperaron de los daños de la Guerra del Golfo.

4. En principio sólo en Irak existe capacidad ociosa substancial incuestionable de producción. Pero para poner en producción esa capacidad será necesario recurrir a una campaña mediática para levantar las sanciones a Irak que, a su vez, demandará tiempo.

- Las principales empresas petroleras no están incrementando la inversión en exploración y desarrollo en la forma que lo hacían en el pasado cuando ocurría un aumento de precios de los hidrocarburos. Por otra parte, la mayor parte de las empresas petroleras han reducido al mínimo sus grupos de exploración y desarrollo petrolero y reconstruirlos llevará tiempo.

- En los EE.UU. y Europa los precios del gas se mueven con el precio del petróleo, los precios del gas natural en EE.UU. superaron durante diciembre de 2000 el precio de 10,0 \$/MMBtu, el más alto de la historia.

- Este escenario de oferta controlada con

acuerdos de oferta por parte de los principales productores asegura un horizonte de precios firmes para el petróleo y gas en EE.UU. y Europa.

- EE.UU. continúa con la política de sanciones hacia ciertos países como Irak y Libia produciendo una restricción de la oferta de petróleo. Esta situación puede revertirse en el futuro y constituye uno de los pocos elementos geopolíticos que favorecen una baja de los precios del petróleo.
- La negociación de paz, con las propuestas de Israel y EE.UU. sobre Jerusalén está poniendo presión sobre Arabia Saudita en no aumentar la producción de petróleo y mantener altos los precios.

El escenario anterior asegura una base firme de precios de petróleo para los próximos años con un piso de 25 \$/bbl sobre los cuales es posible justificar proyectos de exportación de GNL. Los precios de GNL flete incluido que pueden justificar un proyecto en la primera parte del año 2000, son los siguientes:

Costa Este de EE.UU. y Costa del Golfo 3,5-4,5 \$/MMBtu.

Japón y Corea 4,5-5,5 \$/MMBtu. (es probable que los valores anteriores tiendan a aumentar).

Disminución de los costos de capital para la construcción de unidades de licuación de gas natural (Fig. 5)

La desregulación en Estados Unidos ha incorporado competencia en los suministros energéticos y ha introducido cambios en el proceso de diseñar y construir unidades de licuación, almacenaje y revaporización de GNL. Dentro del esquema regulado el elemento crítico del proceso de desarrollo era la obtención de la tarifa *pass-through* que asegurara el repago y la rentabilidad de la unidad a construir. Dentro de ese escenario era factible construir unidades con redundancias innecesarias y criterios de seguridad extremos que elevaban la inversión porque resultaba fácil transferirla a las tarifas.

El ambiente competitivo obligó a extremar el análisis de la necesidad de las redundancias y sobre la forma de reducirlas y distribuirlas en el tiempo provocando una considerable reducción en los costos de la inversión.

Disminución de los costos de construcción de los barcos (Fig. 6)

Si bien se observa una caída en los precios de los barcos nuevos se estima que ese efecto es temporal dada la baja actividad en los astilleros especializados en la construcción de barcos criogénicos para el transporte de GNL. Los barcos que operaban en el trans-

porte de GNL entre Trinidad-Tobago transportando el producto del nuevo tren de producción fueron construidos en 1970 para servir al tráfico entre Argelia y la Costa Este de USA y fueron retirados de servicio a comienzos de 1980 y mantenidos en reserva hasta ahora, cuando fueron reactivados para el servicio de exportación de GNL desde Nigeria. En cualquier escenario es razonable suponer que los precios de los barcos quedarán contenidos.

La demanda creciente con precios firmes y costos contenidos presenta un escenario atractivo para la generación de proyectos de inversión de GNL.

LA TECNOLOGÍA DE PRODUCCIÓN: ALTERNATIVAS

Los fundamentos de la tecnología de producción del GNL no han cambiado desde que se construyó la primera planta de licuación de gas natural en 1939. Todas las tecnologías están basadas en la extracción de aproximadamente 3.300 Kcal/Kgmol al metano gaseoso partiendo de condiciones normales de temperatura y presión, para licuarlo a la presión atmosférica y a -161°C .

Los procesos de producción utilizan los procedimientos normales de enfriamiento de fluidos: refrigeración mecánica, expansiones adiabáticas (Joule-Thomson) o isoentálicas (Turboexpansores).

Las tres tecnologías existentes para la producción de GNL son: de condensación parcial por auto refrigeración, de condensación total por refrigeración en cascada y de mezcla de refrigerantes. Para este análisis las mismas fueron simuladas con un simulador Design II con Soave-API termodinámica para una capacidad de 5500 kg/hr de GNL equivalente a 46.000 tons/año de GNL.

Fig. 6 Costo de Barcos de GNL

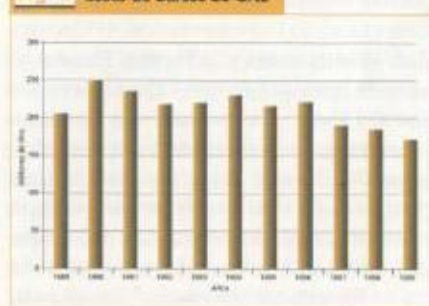
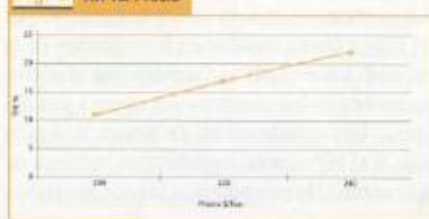


Fig. 7 TIR vs. Precio



Los diferenciales de temperatura en los intercambiadores de calor, un elemento crítico para licuefacción del metano, se mantuvieron mayores a 7,5° C. En todos los casos no se incluyen las instalaciones necesarias para procesar el gas y se supone que el mismo fue despojado de la mayor parte del etano y de todos los hidrocarburos superiores lo que implica que el gas ya fue procesado.

En todo el trabajo el término "gas natural" significa el gas seco después de su procesamiento y las presiones expresadas son absolutas.

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UNA PLANTA

Como parte de esta nota se presenta una estimación de capital para una unidad con capacidad de 45.000 toneladas anuales de producto a -161°C y 1,1 Kg/cm² junto a su respectiva evaluación económica.

Una unidad de esta capacidad puede abastecer en forma competitiva algunas regiones del país que no están abastecidas por la red de gas y donde no resulte económico la construcción de un gasoducto de alta presión. También resulta factible la instalación de una planta de escala mundial con capacidad mayor de 1.000.000 ton/año utilizando infraestructura existente. En este caso, las inversiones por toneladas son considerablemente menores que las presentadas en la primera parte de esta serie.

Estimaciones de capital

A continuación se presenta una estimación del capital para la construcción de una unidad auto refrigerada (similar a la simulada anteriormente). Para la estimación del capital se usaron factores de instalación modulares de acuerdo con K Guthrie, *Process Plant Estimating Evaluation and Control*.

Los factores de instalación incluyen los siguientes elementos de costo: 1) Cañerías, 2) Estructuras, 3) Instrumentación, 4) Electricidad, 5) Aislaciones y 6) Pintura. El valor resultante corresponde a un valor sin servicios (*battery limits*). La instalación de almacenaje criogénico está estimada como un módulo separado. El valor del terreno está incluido pero no es de significación en una planta de estas características. Los precios de los equipos fueron estimados en base a valores reales de equipos nuevos instalados en el país.

Consumos unitarios

La energía consumida en los compresores es el mayor costo variable en la operación de la unidad. En este caso se supone que el accionamiento de los compresores opera a gas natural. Los compresores de potencia mayor que 500 HP son accionados con turbinas de gas natural, los de potencia menor por moto-

LAS TECNOLOGÍAS

De condensación parcial por auto refrigeración

La tecnología de condensación parcial con auto refrigeración puede ser utilizada cuando existe una corriente de gas mayor a la que se

necesita condensar permitiendo utilizar el gas que no va a ser condensado para enfriar el gas entrante a la unidad de licuefacción.

Balance de Masa de la Planta

	Kg/Hr
Gas ingresado	28746
Gas residual	23270
GNL producido	5476
Potencia requerida (al eje)	4670 KW

Ventajas y desventajas del proceso

Ventajas

- Simplicidad, pocas partes móviles. Un solo circuito frigorífico de propano.
- Alta eficiencia energética.
- Posibilidad de mejorar la eficiencia retornando el gas residual a menor presión que la entrada.
- Menor inversión cuando el gas se retorna a menor presión.
- Se puede adaptar con ventajas a las pequeñas producciones. Adaptando equipo usado.

Desventajas

- La unidad debe ser diseñada para una circulación de fluidos mayor que el GNL producido.
- Necesidad de usar intercambiadores gas-gas de superficie extendida.
- Dificultad para adaptar la tecnología a grandes volúmenes de producción de GNL.

De condensación total por refrigeración en cascada

Esta tecnología permite condensar toda la corriente de gas natural que ingresa a la planta y por lo tanto es adecuada para los casos en que no se puede retornar el gas residual. La selección de los refrigerantes a ser usados en

la cascada depende en mucho de su disponibilidad en precio y especificaciones de calidad de los mismos. El sistema de refrigeración puede diseñarse en base a propano y propileno, etano o etileno y metano.

Balance de Masa de la Planta

	Kg/Hr
Gas ingresado	5470
GNL producido	5470
Potencia requerida (al eje)	4626 KW

Ventajas y desventajas del proceso

Ventajas

- Menor flujo de gas natural circulante en la planta que en el proceso de auto refrigeración.
- Flexibilidad operativa con referencia al proceso de mezcla de refrigerantes. Facilidad para la puesta en marcha.
- Alta eficiencia.
- Permite la construcción de las mayores unidades por tener menores limitaciones en los tamaños de los equipos.
- Numerosas plantas operando.

Desventajas

- Complejidad: tres circuitos frigoríficos en cascada.

De mezcla de refrigerantes

El gran salto de temperaturas necesario para licuar al gas natural (metano) requiere la utilización de una mezcla de refrigerantes cuando se utiliza un solo ciclo frigorífico. La con-

densación del gas natural, a la presión atmosférica, requiere a su vez la utilización en la mezcla de un refrigerante de mayor volatilidad que el metano, en este caso nitrógeno.

Balance de Masa de la Planta

	Kg/Hr
Gas ingresado	5476
GNL producido	5476
Potencia requerida (al eje)	5828 KW

Ventajas y desventajas del proceso

Ventajas

- Menor flujo de gas natural en la planta que en el proceso de auto refrigeración.
- Un solo ciclo frigorífico.
- Menor número de equipos. Menor inversión.
- Numerosas plantas operando.

Desventajas

- Dificultades para la puesta a punto del sistema durante el arranque.
- Tamaño de los equipos cuando el tren es muy grande.
- Mayor potencia requerida 5828 vs. 4626 KW.

Conclusiones

De los modelos surge que las unidades con condensación del metano en un sistema de refrigeración abierto resultan más eficientes que un sistema cerrado como es el de mezcla de refrigerantes. En el primer caso la temperatura mínima del sistema es de -161°C para condensar el metano a una presión de $1,1 \text{ Kg/cm}^2$ levemente superior a la atmosférica. En el caso de la tecnología de mezcla de refrigerantes es necesario condensar nitrógeno para que a su vez opere como refrigerante en la condensación del metano. En este caso la temperatura mínima del sistema es de -175°C correspondiente a la evaporación de la

mezcla de refrigerantes a $3,52 \text{ Kg/cm}^2$. La necesidad de obtener temperaturas más bajas para condensar el metano es el fundamento termodinámico del mayor requerimiento energético del proceso de mezclas de refrigerantes.

Por otro lado, la similitud del consumo energético entre los procesos de auto refrigeración y de cascada se debe a que las temperaturas mínimas requeridas son casi iguales y por lo tanto resultan de eficiencia termodinámica equivalente.

Eficiencia basada en la potencia al eje:

Auto refrigeración y cascada	29,3%
Mezcla de refrigerantes	23,1%

res alternativos a gas. Se supone que la eficiencia del accionamiento es del 25%. El resto de los costos unitarios están incluidos en la siguiente tabla:

Consumos unitarios

Gas Natural			
C-9	Hp		900
C-6	Hp		750
C-4	Hp		120
C-12	Hp		35
C-14	Hp		600
C-15	Hp		4100
TOTAL			6505
Equivalente a MM de Kcal/Hr.			14,8
Energía Eléctrica KW			80
Personal			13@2000/mo.
			1@5000/mo.
			1@3000/mo.
Producción por hora			6,3
Mantenimiento a 3% de la Inversión Fija			
Inversión 13,1 MM \$			

Obs.: sin derechos ni impuestos

Evaluación económica

En base a los valores anteriores se puede efectuar una evaluación económica determinando el TIR (Fig. 7) en base a los siguientes datos:

Precio del gas natural gaseoso	90 \$/Ton
Producción anual	45.000 Ton/año
Precio del GNL FOB planta rango	200-240 \$/Ton

CONCLUSIÓN

El presente escenario de precios altos de petróleo y demás hidrocarburos líquidos contenidos del gas natural y precios del gas natural en la Argentina abren oportunidades para el GNL en dos categorías distintas:

- Plantas de GNL para abastecer áreas sin abastecimiento de gas por redes
- Planta de exportación de GNL

La tecnología de producción de GNL es bien conocida y tanto la operación de plantas de licuación, así como sus instalaciones de transporte y revaporización tienen un excelente récord de seguridad. El hecho de que la Argentina sea un país rico en gas natural y con petróleo hace que sea factible el desarrollo de GNL con buena rentabilidad dentro de las categorías arriba mencionadas.

Daniel H. Carranza realizó estudios de Economía y Química en la UBA, egresando como Licenciado en Química y como MS en Ingeniería Química en la Universidad de Texas at Austin. Trabajó en diversas funciones en Fabricaciones Militares, Monsanto, Dow, Enron y TGS. Actualmente está dedicado, entre otras actividades, al desarrollo de proyectos de combustibles alternativos.

Estimación de capital

		Unidad	Tamaño	Costo Unitario	Costo Total	Factor de Instalación	Costo Instalado
1) Compresores	C-9	Hp	1160	500	580.000	2,15	1.247.000
	C-6	Hp	736	500	368.000	2,15	791.000
	C-4	Hp	118	800	94.400	2,15	203.000
	C-12	Hp	4214	450	1.896.300	2,15	4.077.000
	C-14	Hp	600	500	300.000	3,225	967.000
							7.285.000
2) Turboexpansor	E-3	Hp	600	750	450.000	3,225	1.451.000
3) Intercambiadores	X-1	Ft2	780	15	16.500	4,755	79.000
	X-2	Ft2	2000	13	35.000	4,755	166.000
	X-7	Ft2	1400	13	20.000	4,755	95.000
	X-10	Ft2	1300	13	20.000	4,755	95.000
	N-1	Ft2	1900	30	60.000	4,755	285.000
	N-2	Ft2	1850	30	60.000	4,755	285.000
						1.005.000	
4) Bombas	P-16A/B	Hp	3	2000	6.000	4,755	29.000
							9.770.000
Fletes							200.000
Terreno y Desarrollo del Área							200.000
Almacenaje de GNL 3000 M3							1.300.000
SUB-TOTAL							11.470.000
Contingencias @15%							1.712.000
TOTAL							13.182.000