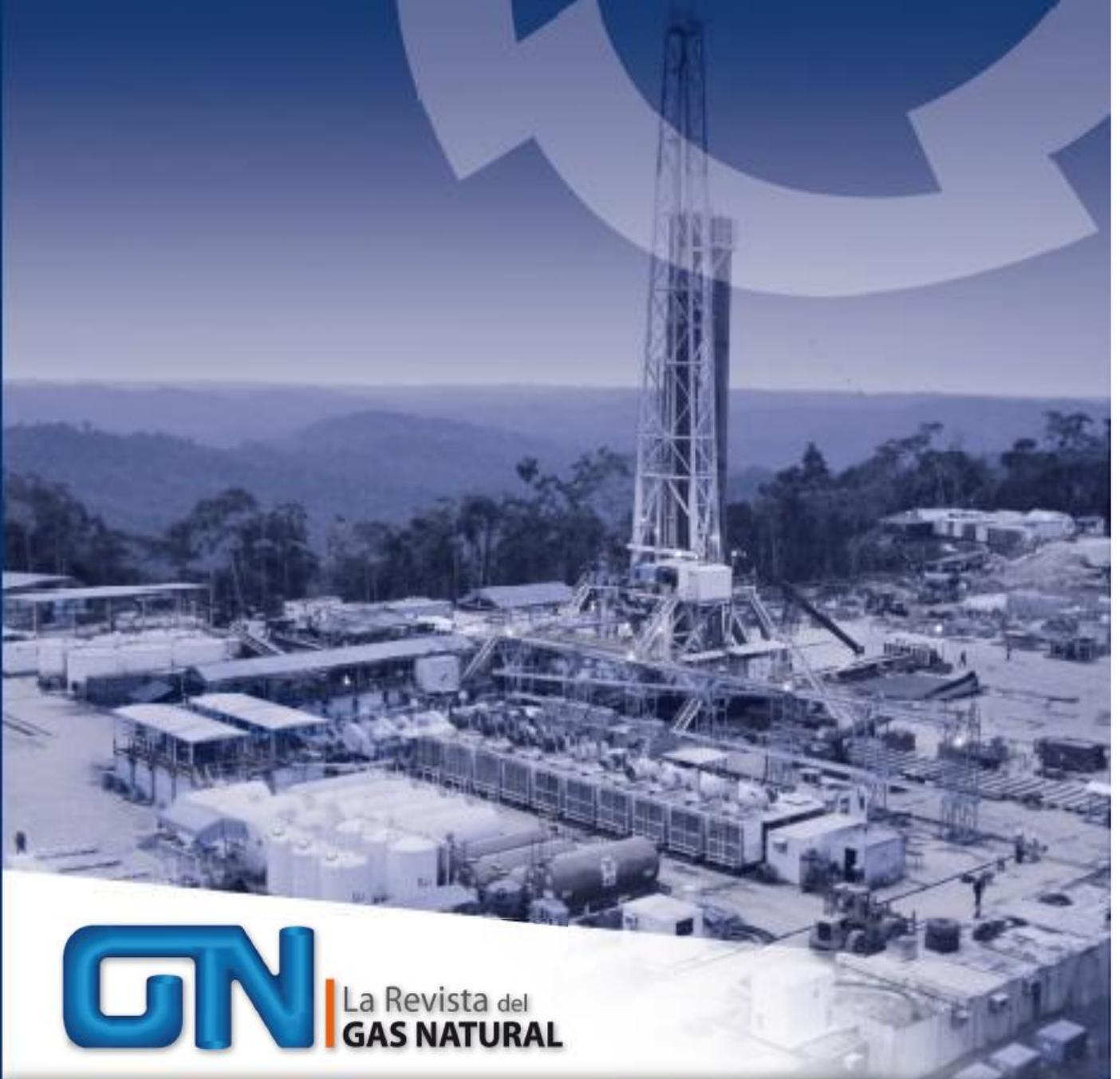




**Osinergmin**  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA



**GN** | La Revista del  
**GAS NATURAL**

PUBLICACIÓN ESPECIALIZADA DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN DE GAS NATURAL

AÑO II – NÚMERO II – NOVIEMBRE 2010



---

**Año: II / Noviembre 2010 / N°2**

---

#### **COMITÉ EDITORIAL**

Julio Salvador  
Victor Fernández  
Sergio Elera  
Quetver Jara

#### **AGRADECIMIENTOS**

##### **Coordinación:**

Angie Garrido, Liliana Ortigas, Ernesto Rosales,  
Abelardo Ortiz

##### **Fotos:**

Personal y supervisores de la Gerencia de  
Fiscalización de Gas Natural

---

Está permitida la reproducción total y parcial de esta revista, y/o su tratamiento informático siempre que se cite la fuente y se haya solicitado el permiso correspondiente a la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN.

---

#### **Comentarios, consultas y sugerencias:**

**[gnavista@osinerg.gob.pe](mailto:gnavista@osinerg.gob.pe)**

---

## Presentación

Han pasado seis años desde que el gas natural de Camisea entró en operación comercial y a pesar que ello ha implicado la disponibilidad en el mercado de un energético más competitivo y económico, el desafío de su masificación y uso eficiente aún representa un gran reto. Ello nos lleva a la siguiente pregunta de rigor: ¿Cómo lograrlo? La realidad de una economía en rápido crecimiento como la peruana y las necesidades inmediatas cada vez más apremiantes de infraestructura y energía han marcado, en últimos años, las pautas de la inserción del gas natural en la matriz energética del país, generándose situaciones conflictivas propias de las necesidades de un crecimiento acelerado en un corto tiempo de maduración.

El país sigue creciendo y encontrándonos a puertas de iniciarse una nueva década, las necesidades lógicas en el uso de este energético no sólo se han mantenido sino que se han visto incrementadas ante la continua necesidad de mejorar el nivel de vida de población y ser más competitivos como país, buscándose características de disponibilidad, confiabilidad y calidad, entre otros atributos apreciables en el suministro del gas natural que el sector está llamado a responder para asegurar un desarrollo sostenible. Este tipo de necesidades, también nos lleva a reflexionar sobre la creciente responsabilidad por generar nuevas condiciones para la supervisión y fiscalización de las normas y compromisos contractuales de las empresas dedicadas a la industrialización del gas natural.

Es claro que para entender y propiciar un desarrollo responsable y sostenible de la industria del gas natural, primero debe comprenderse la importancia que juega el rol de la información y el acceso al conocimiento para el proceso continuo de fortalecimiento del sector en entorno tan cambiante como el del Perú que plantea cada vez más desafíos.

Dentro de este contexto, OSINERGMIN lanzó con éxito en marzo del 2011 el portal electrónico “GN-La Revista del Gas Natural” como un medio que busca propiciar, en la sociedad, el desarrollo de la cultura del gas natural de manera interactiva, a través de la participación de líderes y expertos de la industria cuya opinión, en base a su experiencia en las diferentes partes de la cadena de valor del gas natural, sirven como vertiente del conocimiento y el pensamiento crítico.

En esta oportunidad se ha compilado los ocho artículos técnicos más destacados del portal, los cuales forman parte de esta edición que OSINERGMIN pone a vuestra disposición y que esperamos sea de su agrado.

**OSINERGMIN no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en cada artículo pertenecen a sus autores.**

# Índice

## I. Acceso al mercado

- Modernización de los Sistemas de Transporte y Distribución de Gas Natural  
*Carlos Buccieri e Irene Alfaro* 7
- The Future of the Petrochemical Industry in Latin America & Worldwide Latin American Polyolefins: A region of increasing relevance, but can it deliver?  
*Esteban Sagel* 16
- Evaluación Técnico – Económica de las Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gas Natural  
*Marko Antonio López Bendezú* 18
- Mejores Prácticas de la Gestión Ambiental en la Industria Química y Petroquímica  
*Miguel A. Morales M.* 27
- The Petrochemical Industry and the Climate Change  
*Sujit Sarkar* 31
- Programa de Administración de Integridad de Ductos (PAID)  
*Ing. Víctor Milton Martínez Toriz* 34
- Cost Effective Natural Gas Conditioning Twelve Years Experience of Membrane System Operation  
*William Echht / Jeff Cook* 36

## II. Aspectos Normativos

- Desarrollo del Marco Normativo de la Industria Gasífera en Brasil  
*José Cesário Cecchi & Melissa Cristina Pinto Pires Mathias* 42

# Acceso al Mercado





## Modernización de los Sistemas de Transporte y Distribución de Gas Natural

CARLOS BUCCIERI  
(ARGENTINA)

Carlos Buccieri

[cpbuccieri@enargas.gov.ar](mailto:cpbuccieri@enargas.gov.ar)

Ingeniero Electromecánico (UBA) con un Postgrado en Administración de Proyectos (FGV- Brasil). Actualmente es Analista de la Gerencia de Coordinación de Expansiones del ENARGAS y es profesor de cursos especializados en gas, en el IAPG. Anteriormente se desempeñó como Asesor en la Subsecretaría de Combustibles argentina, Gerente Técnico de las Distribuidoras Camuzzi Gas Pampeana y del Sur, y Consultor del BID, ALADI y UN. Fue docente en la UBA (Argentina), ITBA (Argentina), Universidad de la República (Uruguay), Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco (Perú), Universidad Estatal de Campinas (Brasil), y Universidad Técnica de Oruro (Bolivia).

**RESUMEN:** *El consumo de gas natural mantiene un crecimiento anual continuo a nivel mundial. Específicamente en América Latina el crecimiento promedio anual de los últimos años fue del 4%. Este crecimiento fue posible gracias al desarrollo de programas estratégicos de gobierno que consolidaron las bases estructurales de un proceso de desarrollo regional sostenible. La siguiente etapa en este proceso deberá contemplar la expansión de los sistemas de transporte de gas ya existentes y analizar la viabilidad de su integración. La realización de un proceso de integración regional de la industria del gas permitiría obtener muy rápidamente importantes beneficios económicos, sociales, tecnológicos, y comerciales. Para ello se debe plantear el desarrollo de un sistema integral de gasoductos con una visión regional, considerando exportar e importar simultáneamente, con un criterio de complementariedad y solidaridad. Asimismo, debería implementarse un programa de transferencia intra-regional de tecnología y de mejora de la eficiencia en el uso del recurso.*

*Global natural gas consumption has been continuously increasing throughout the years. Specifically, in Latin America the annual average increase in the past years was 4%. Such increase was possible due to the development of strategic governmental programs which consolidated the structural basis for a regional sustainable development process. The next step in this process should consider the expansion of gas transport systems already existent, and analyze the viability of their integration. The development of a regional integration process for the gas industry would enable to rapidly achieve important economic, social, technological and business benefits. An integral pipelines system must be developed to achieve so, with an integral vision, simultaneously considering exports and imports, with a complementarity and solidarity criteria. In addition, programs on intra-regional technology transfer and efficiency improvement in the use of the resource should be implemented.*

**PALABRAS CLAVE:** Distribución, Gas natural, Transporte, Latinoamérica.



## Modernización de los Sistemas de Transporte y Distribución de Gas Natural

IRENE ALFARO  
(URUGUAY)

Irene Alfaro

[ialfaro@arpel.org.uy](mailto:ialfaro@arpel.org.uy)

Ingeniera Química egresada de la Universidad de la República Oriental del Uruguay, y Técnico en Gestión de la Calidad ISO 9000:2000. Trabajó en varios proyectos ambientales de la Facultad de Ingeniería. A partir de Septiembre de 2001 se vincula laboralmente a ARPEL, primero como Asistente en Proyectos Medioambientales, luego como Consultora Técnica, y desde Julio de 2004 como Gerente de Proyectos (cargo actual). Actualmente está a cargo de las áreas de Refinación, gas y Cambio Climático y Eficiencia Energética.

### 1. SITUACION ACTUAL DE LA INDUSTRIA DEL GAS EN LATINOAMERICA

En Latinoamérica, el uso del gas natural en sus diversas aplicaciones se encuentra en plena expansión al punto que la tasa de crecimiento anual viene siendo, en promedio, del orden del 4% anual acumulativo. Si bien este crecimiento obedece a múltiples razones, resulta de interés destacar que en algunos países el mismo es claramente consecuencia del desarrollo de programas de gobierno que estimulan su uso.

Estos programas han sido establecidos en muchos casos para aprovechar la disponibilidad de reservas existentes a nivel nacional o trasladable desde países vecinos, con el objeto de sustituir paulatinamente el uso de combustibles líquidos de mayor costo y más complejo empleo. Este beneficio es, a su vez, complementado por el menor impacto ambiental que produce la combustión del gas natural y por la sencillez de su abastecimiento.

Si bien en este sentido, el objetivo inmediato ha sido en cada caso cubrir lo más ampliamente posible los requerimientos relativos a aplicaciones de carácter residencial, industrial, vehicular, de generación termoeléctrica y como insumo de la industria petroquímica, no debe desconocerse la importante incidencia que estos emprendimientos mantienen sobre la macroeconomía de los países involucrados y en su crecimiento estructural.

Es así que la observación de la experiencia realizada por los países que han logrado cimentar las bases de una moderna y eficiente Industria del Gas, permite concluir que dichos logros pudieron establecerse en el marco de un proceso de desarrollo económico, en el que se tuvo en cuenta la necesidad de incorporar tecnología, formar recursos humanos de alta calificación técnica y alentar la radicación local de nuevos procesos productivos.

El gas natural no podía instalar por sí solo todo este complejo proceso. No obstante, se reconoció la importante contribución que habría de realizar y, en esa convicción, se actuó valorizando los aspectos en los cuales su aporte podría ser mayor. Se tuvo así muy en cuenta la conveniencia de integración demográfica de zonas aisladas, poseedoras de productos primarios susceptibles de ser valorizados por procesos de industrialización.

La provisión de gas a estas zonas, además de brindar el suministro energético requerido para viabilizar el proceso productivo, resulta también necesaria para fortalecer la radicación de la población. Esto es particularmente importante en zonas climáticamente adversas, donde la introducción de ciertas mejoras de confort al ambiente de trabajo y hogareño resultan imprescindibles para el afianzamiento de la población permanente necesaria, sin la cual el proceso productivo esperado sería irrealizable.

Así fue que los avances que se han ido alcanzando en los procesos de industrialización recientes, entre ellos los relacionados con la transformación de materia prima agropecuaria, permitieron la obtención de productos de alta rentabilidad, como lo fue el caso de la producción de aceites obtenidos de la elaboración de granos provenientes de plantaciones de soja, maíz y girasol.

Algo similar se logró empleando gas en la elaboración de minerales de hierro que, en un proceso más sofisticado, posibilitó la consolidación de una moderna industria siderúrgica que incluyó la fabricación de innumerables bienes derivados del mineral de hierro, provisto originalmente por la industria minera. La fabricación de artículos derivados de la producción de aluminio muestra un ejemplo igualmente ilustrativo.

Gran parte de los beneficios recogidos de los importantes esfuerzos realizados y las inversiones comprometidas tienen su explicación en el correcto planteo estratégico efectuado que aseguró la disponibilidad de energía barata donde el gas natural tuvo un rol trascendente al facilitar la realización de procesos transformadores, capaces de agregar valor a las abundantes materias primas disponibles.

## **2. PERSPECTIVAS DE INTEGRACION REGIONAL**

Muchos han sido los caminos recorridos para ir logrando que Latinoamérica, apoyada en sus raíces históricas, pudiera integrarse sólidamente, no sólo en el campo cultural donde podría decirse que lo ha hecho gracias a los múltiples acuerdos políticos y diplomáticos que en ese sentido se fueron

formalizando a través del tiempo, sino también en lo que se refiere a la consolidación de una infraestructura integrada, vial, ferroviaria, de vías navegables, energética, etc.

La búsqueda de esta integración posibilitó en su tiempo el fortalecimiento de aspectos institucionales y tecnológicos que a su vez permitieron consolidar las bases estructurales de un proceso de desarrollo regional sostenible. Dicho proceso se apoyó fundamentalmente en el mejoramiento de las relaciones entre los países que conforman la región, sobre todo en el campo educativo, de investigación, científico, ambiental, de gestión administrativa e industrial.

Se fueron así estableciendo criterios y conceptos que alentaron la estructuración de una cada vez más extendida y moderna red de telecomunicaciones, lo que resultaba imprescindible para superar el anterior aislamiento de gran parte de la región y, al mismo tiempo, generar condiciones para posibilitar nuevas aplicaciones. Tal es el caso del uso de internet, que logró popularizarse muy rápidamente llegando incluso a sitios totalmente aislados hasta hace poco tiempo.

En lo que respecta a la integración de obras viales, debe decirse que los logros alcanzados en este sentido han sido también importantes. Hablan de ello los puentes y túneles viales y ferroviarios de carácter internacional construidos en los últimos años, y los enlaces carreteros que han hecho posible que muchas fronteras puedan ahora ser traspasadas con una sencillez impensable hasta hace poco tiempo.

Este progreso ha posibilitado un tránsito fluido de vehículos por toda la región. En la actualidad centenares de camiones de gran porte transportando mercaderías de todo tipo, están consolidando el proceso de complementariedad de su producción agropecuaria, industrial y agroindustrial, lo que resultaba necesario para asegurar la expansión de la producción de cada uno de los países involucrados, su crecimiento económico y el de sus exportaciones.

Es en este marco que resulta oportuno reflexionar sobre la necesidad de fortalecer aún más la integración energética, sobre todo en lo que se refiere a la industria del gas. Es justamente en este sentido que se advierte la necesidad de expandir los sistemas de transporte de gas ya existentes en el Cono Sur y reflexionar sobre la viabilidad de su integración, teniendo en cuenta las importantes reservas disponibles y los grandes esfuerzos ya realizados en sus sistemas de transporte, fundamentalmente en Perú, Venezuela, Colombia, Ecuador, Bolivia, Brasil, Chile y Argentina.

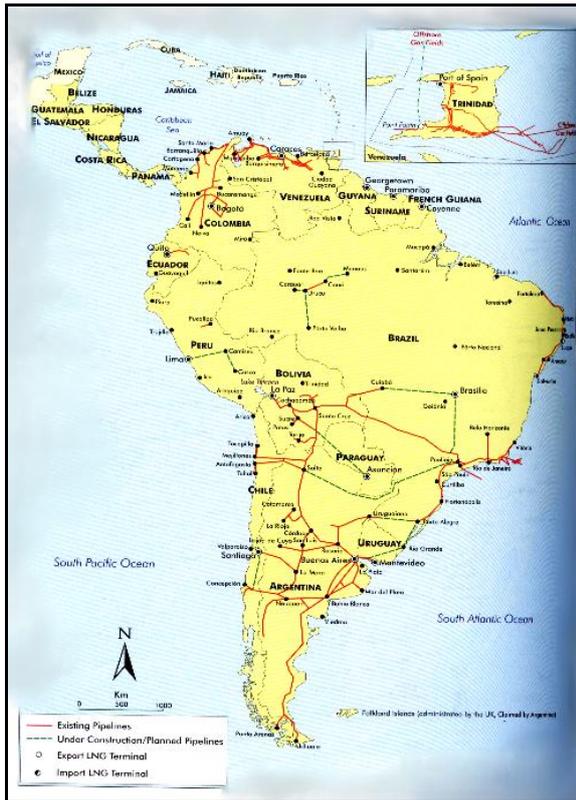


Figura 1. Infraestructura gasífera Latinoamericana.

La reciente crisis internacional del petróleo, reflejada hace poco en un aumento muy considerable de precios, ha alertado sobre la necesidad de reflexionar acerca de la conveniencia de recurrir a otras fuentes regionales, entre las que el gas natural resulta el más competitivo. Es por esto que la expansión e integración de sistemas regionales de transporte ha comenzado a ser una opción de gran interés que no puede dejar de ser considerada.

Dicho análisis está siendo realizado no sólo desde el punto de vista de la provisión energética, sino desde una visión más abarcativa del proceso general de industrialización que, como observamos, ha comenzado a manifestarse en toda la región. Sabemos que mayor industrialización equivale a generación de empleo y, consecuentemente, mayor bienestar general, sabiendo que cuanto más grande es la transformación de materia prima en bienes durables, mayores serán las expectativas de crecimiento económico y social.

El hecho paradójico es que disponiendo de reservas adecuadas de gas natural y conociendo su aptitud de factor dinamizador de las economías regionales, muchas veces resulta dificultoso lograr tal objetivo. A veces, por carecer de las inversiones necesarias para construir una infraestructura capaz de atender con plenitud la demanda interna, por tratarse de consumos potencialmente importantes pero reducidos en una primera etapa, otras veces porque el

tamaño de las reservas disponibles no permite asegurar la provisión adecuada durante toda la vida útil asignada al proyecto.

Se cae así en un círculo vicioso que puede transformarse en virtuoso si se cambia el paradigma de pensar sólo en el mercado interno, planteando el tema con una visión más general y sabiendo que puede ser posible y ventajoso en un mismo territorio desarrollar una infraestructura capaz de exportar e importar, simultáneamente a países vecinos, aprovechando situaciones climáticas complementarias o requerimientos desfasados en el tiempo, tal el caso de existir diferentes épocas de cosecha o, simplemente, por ventajas de tipo comercial.

Esto avalará, en definitiva, la conveniencia de alentar el desarrollo de nuevos consumos territoriales sabiendo que la economía de escala se logrará paulatinamente sin recurrir a subsidios, o al menos minimizándolos. A veces la disponibilidad de materia prima no puede estimular un proceso de industrialización “in situ” (ni alejada por el costo del transporte), a pesar de ser beneficioso en el mediano plazo, por la imposibilidad de contar con la energía necesaria en el punto de emplazamiento del complejo industrial, aún disponiendo de reservas de gas suficientes.

Es por ello que los criterios de diseño de los gasoductos de mediana capacidad que se están estudiando en la actualidad, se realizan contemplando las perspectivas de demandas locales en todo su espectro y la posible exportación a lugares próximos, evaluado naturalmente si las reservas son adecuadas, contemplando simultáneamente la posibilidad de importación a precios razonables, con lo cual los proyectos industriales podrían madurar sólidamente sin riesgos de desabastecimiento.

La aplicación de criterios de este tipo pone en evidencia la conveniencia de ir planteando la necesidad de planificar el desarrollo de la futura infraestructura de gas de toda la región, que debería ser diseñada con un criterio de complementariedad y solidaridad. Este planteo debe ser realizado teniendo en cuenta que el suministro de todo el sistema debe quedar garantizado al menos por treinta años, de lo que se desprende que el programa será exitoso sólo si es económica y financieramente factible, y técnicamente confiable.

Bajo estas consignas el proceso de gasificación nacional en desarrollo en la mayoría de los países de la región, claramente podría ser optimizado si se evaluaran los beneficios mutuos que representa la consolidación de un sistema integral de gasoductos, establecido no solamente para satisfacer los mercados internos existentes, sino para cumplir un papel dinamizador de la industrialización de todo el

conjunto, con participación general acorde con las ventajas comparativas que cada uno dispone.

El solo hecho de lograr el procesamiento industrial de las materias primas disponibles, ya sería un éxito encomiable. Inmediatamente después debería iniciarse, apoyándose en un ambicioso programa de transferencia horizontal de tecnología disponible en la región, un proceso de sustitución de importaciones extra-regionales de todos los materiales, equipos, insumos, herramientas e instrumentos necesarios para materializar este ambicioso programa, generando muchos más ingresos que los que podrían lograrse con la sola exportación del fluido energético.

Lo expuesto lleva, como puede observarse, a la inmediata convicción de que la realización de un proceso de integración regional de toda la industria del gas, permitiría obtener muy rápidamente importantes beneficios económicos, de carácter social y de promoción del desarrollo tecnológico, científico y de gestión empresarial, por la escala continental que pasaría a tener este proyecto.

A largo plazo la posibilidad de disponer de una moderna infraestructura de transporte que pueda ser alimentada desde diversas fuentes, incluso intercontinentales, no excluyendo la exportación, no deja de ser un objetivo loable, por otra parte, ya desarrollado y en plena vigencia en los países más desarrollados del mundo.

### 3. LA SITUACION MUNDIAL

Para analizar las perspectivas que podrá tener en lo inmediato la integración gasífera de Latinoamérica, resulta necesario observar primeramente los aspectos básicos de la situación mundial en lo que hace al desarrollo de esta industria. El fenómeno de globalización al que estamos asistiendo, exige tomar en consideración muy cuidadosamente los efectos de los factores más trascendentes que seguramente habrían de incidir en el desarrollo futuro de este proyecto.

Es por ello que debemos ocuparnos del tamaño de las reservas mundiales actualmente disponibles y sus perspectivas futuras, de los consumos anuales globales y su historial, del tamaño y evolución del comercio internacional, de las características de la matriz energética global y de las tendencias esperables de todos estos factores, así como de las nuevas fuentes a que habrá de recurrirse en busca de nuevas reservas de gas, en la medida que las tradicionales se vayan acabando.

En cuanto a las perspectivas de crecimiento del consumo mundial de gas natural, es interesante mencionar que los analistas internacionales han hecho

pública su convicción de que el ritmo del consumo en el corto plazo será sólo un poco inferior al que se venía registrado hasta la crisis económica mundial del 2008.

En el mediano plazo tal vez suceda algo similar en razón de que, el esperable crecimiento del consumo energético estimulado por el crecimiento vegetativo poblacional y el de la industrialización, podría en cierto modo quedar compensado por los ahorros derivados de una mayor eficiencia operativa de los futuros equipos diseñados con nuevas tecnologías, y a raíz del mayor uso de otras fuentes de energía, entre ellas las renovables y la nuclear, procesos que ya están en marcha.

Tabla 1. Evolución mundial del consumo de gas natural (millones de m<sup>3</sup>)

Región	Año 2005	Año 2008	Crecimiento anual promedio
América del Norte <sup>(1)</sup>	774.700	821.988	2,02%
Europa y Eurasia <sup>(2)</sup>	1.114.189	1.138.498	0,72%
Asia y Región Pacífico <sup>(3)</sup>	397.467	481.353	6,59%
Sur/Centro América <sup>(4)</sup>	122.535	141.039	4,87%
África <sup>(5)</sup>	79.375	96.086	6,58%
Medio Oriente <sup>(6)</sup>	279.232	331.845	5,95%
Total	2.767.500	3.010.808	2,85%

<sup>(1)</sup> Canadá, México y Estados Unidos.

<sup>(2)</sup> Alemania, Austria, Azerbaiyán, Bélgica, Bielorrusia, Bulgaria, Dinamarca, Eslovaquia, España, Finlandia, Francia, Grecia, Holanda, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Kazajistán, Lituania, Luxemburgo, Noruega, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Rumania, Rusia, Suecia, Suiza, Turkmenistán, Turquía, Ucrania, Uzbekistán y otros.

<sup>(3)</sup> Australia, Bangladesh, China, India, Indonesia, Japón, Malasia, Nueva Zelanda, Paquistán, Filipinas, Singapur, Corea del Sur, Taiwán, Tailandia y otros.

<sup>(4)</sup> Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Perú, Venezuela y otros.

<sup>(5)</sup> Argelia, Egipto, Sudáfrica, y otros.

<sup>(6)</sup> Irán, Kuwait, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y otros.

Una consideración particular merece el análisis de cifras estadísticas referidas al consumo de gas en centrales termoeléctricas a nivel mundial por ser uno de los sectores más dinámicos de esta industria. Como vemos, el consumo mundial de gas pasó de 2.767.500 millones de m<sup>3</sup> consumidos en 2005 a 3.010.808 millones de m<sup>3</sup> en 2008. Un análisis de más detalle permite concluir que en ese período el crecimiento global fue del 2,85%, registrando América del Norte un

crecimiento de 2,02%, Europa y Eurasia un 0,72%, y Sur y Centro América un 4,87%.

El país líder mundial del consumo global en el año 2008 fue Estados Unidos con 657.715 millones de m<sup>3</sup>, seguido por Rusia con 416.018 millones de m<sup>3</sup>, y luego Irán con 119.290 millones de m<sup>3</sup>. Los crecimientos promedio respectivos para el periodo 2005-2008 fueron de 5,52%, 3,93% y 13,63%. Para ampliar el análisis diremos que en el mismo período Latinoamérica pasó de un consumo de 175.843 millones de m<sup>3</sup> registrados en 2005 a los 207.094 millones de m<sup>3</sup> del 2008, es decir que tuvo un crecimiento de 17,77%.

Este crecimiento significa, en líneas generales, que a fines del próximo quinquenio se deberán transportar al menos 243.895 millones de m<sup>3</sup> anuales, lo que se traducirá en una muy importante cantidad de obras, en las que se utilizarán toneladas de acero que deberán ser transformadas en cañerías, válvulas, accesorios, motocompresores, maquinaria pesada de construcción, etc. que, obviamente, generarán gran número de empleos que será tanto mayor cuanto mayor sea el éxito que se logre en regionalizar el proceso.

#### 4. RESERVAS

Las reservas probadas mundiales pasaron en el período 2005/2008 de  $1,72 \cdot 10^{14} \text{ m}^3$ , a  $1,85 \cdot 10^{14} \text{ m}^3$ . En cuanto a Latinoamérica los valores correspondientes fueron  $7,25 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  y  $7,82 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$  respectivamente. En estas condiciones la relación reservas/consumo (tomando como base exclusivamente recursos de la región), permite un horizonte de autoabastecimiento de 38 años. Como dato ilustrativo se señala que a nivel mundial la relación reservas/consumo es de 61 años.

En la tabla 2 se muestran las principales reservas de los países en Latinoamérica para los años 2005 y 2008. Se observa que a nivel regional, las mismas tuvieron un crecimiento del 7,86%. En cuanto a la consideración de los países involucrados se puede ver que en la actualidad las mayores reservas de Latinoamérica están en Venezuela.

Tabla 2. Evolución de reservas de gas natural en Latinoamérica ( $10^{12} \text{ m}^3$ )

País	Año 2005	Año 2008	Evolución %
Argentina	0,44	0,40	-10,0
Bolivia	0,74	0,71	-4,05
Brasil	0,30	0,36	20
Colombia	0,11	0,11	0
Perú	0,33	0,25	-24,24

Trinidad & Tobago	0,53	0,44	-16,98
Venezuela	4,32	4,98	15,28
México	0,41	0,50	21,95
Otros	0,07	0,07	0
<b>TOTAL</b>	<b>7,25</b>	<b>7,82</b>	<b>7,86</b>

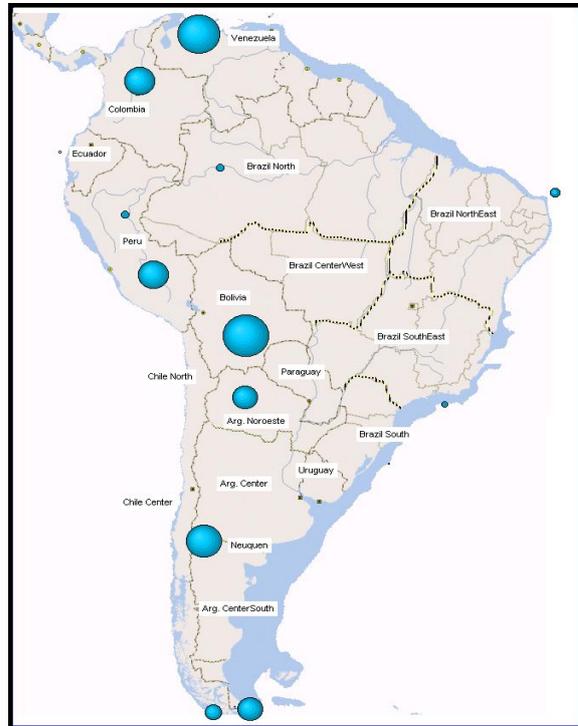


Figura 2. Localización de principales reservas de gas natural en América del Sur.

En cuanto a la localización de las mayores reservas a nivel mundial, resulta de interés señalar que en el año 2008 las mismas se encontraban en los siguientes países:

Tabla 3. Países con mayores reservas de gas natural ( $10^{12} \text{ m}^3$ )

País	Año 2008
Rusia	43,30
Irán	29,61
Qatar	25,37
Turkmenistán	8,10
Arabia Saudita	7,57
Estados Unidos	6,93
Emiratos Árabes	6,43
Nigeria	5,25
Venezuela	4,98
<b>Mundo</b>	<b>185,28</b>

#### 5. EVOLUCION DEL COMERCIO INTERNACIONAL

El comercio internacional ha ido evolucionando fuertemente en los últimos años, ya sea mediante el uso de gasoductos a través de los que se transporta el gas en forma gaseosa (GN), cubriendo grandes

distancias hasta llegar a zonas muy alejadas de su punto de origen, o bien transportándolo licuado (GNL) mediante barcos de gran calado, lo que le permite alcanzar mercados transoceánicos. Las instalaciones para la comercialización de GNL son todavía costosas en relación al GN.



Figura 3. Buque de transporte de GNL.

En 1998, la importación de gas desde distintos orígenes fue de 539.259 millones de m<sup>3</sup>. De este valor, 423.262 millones de m<sup>3</sup> correspondieron a volúmenes transportados por gasoductos y 115.997 en forma líquida. Es decir, en 1998 el 21,5% de las exportaciones de gas natural se realizó como GNL. Es interesante ver que estas exportaciones fueron en aumento y que además sigue creciendo la participación del GNL en el mercado internacional.

Los datos para el año 2008 referidos a importaciones (exportaciones) fueron, por cañerías, 587,26 \* 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup> y como GNL, 226,51 \* 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup> (38,6%), lo que hace un total de 813,77 \* 10<sup>12</sup> m<sup>3</sup>.

### 5.1. PARTICIPACION DEL GAS NATURAL EN LA MATRIZ ENERGETICA

La participación del gas en la matriz energética también ha evolucionado en los últimos años. Al respecto, es interesante observar lo que ha ocurrido en Estados Unidos, Alemania, Francia y el Reino Unido.

Tabla 4. Matriz energética – Año 2005

País	Petróleo	Gas	Carbón	Otros
Estados Unidos	40,5%	24,5%	24,4%	10,6%
Alemania	37,6%	23,9%	25,3%	13,2%
Francia	35,4%	15,7%	5,0%	43,9%
Reino Unido	36,3%	37,4%	17,4%	8,9%

Tabla 5. Matriz energética – Año 2008

País	Petróleo	Gas	Carbón	Otros
Estados Unidos	38,5%	26,1%	24,6%	10,8%
Alemania	38,0%	23,7%	26,0%	12,3%
Francia	35,7%	15,4%	4,6%	44,2%
Reino Unido	37,2%	39,9%	16,7%	6,1%

## 6. TENDENCIAS

En cuanto a las importaciones de GNL, las más importantes (ordenadas por país en forma decreciente), durante el año 2008 fueron las correspondientes a: Japón 92.130 millones de m<sup>3</sup> (41%), Corea del Sur 36.547 (16%), España 28.730 (13%), Francia 12.590 (6%), Taiwán 12.070 (5%), India 10.790 (5%), y Estados Unidos 9.940 (4%).

De aumentar esta aplicación serán necesarias importantes inversiones para el almacenamiento de GNL y terminales para su regasificación.

Se espera que en Europa el gas natural pase a convertirse en el segundo combustible en importancia después del petróleo, con lo que los actuales volúmenes exportados (importados) de gas natural se incrementarán.

Las exportaciones de GNL en el año 2008 (ordenadas por país exportador) fueron de 226.507 millones de m<sup>3</sup>, compuestas por: Qatar 39.684 (17,5%), Malasia 29.403 (13,0%), Indonesia 26.847 (11,9%), Argelia 21.866 (9,7%), Nigeria 20.540 (9,1%), Australia 20.242 (8,9%), Trinidad & Tobago 17.358 (7,7%), Egipto 14.060 (6,2%), Omán 10.898 (4,8%), Brunei 9.200 (4,1%), Emiratos Árabes 7.540 (3,3%), y Otros 8.870 (3,9%).

## 7. LATINOAMÉRICA

### 7.1.1 PRODUCCION – CONSUMO

Tabla 6. Producción – Consumo – Año 2008

País	Producción (millones de m <sup>3</sup> )	Consumo (millones de m <sup>3</sup> )
Argentina	44.060	44.470
Bolivia	13.922	-----
Brasil	13.851	25.208
Chile	-----	2.604
Colombia	9.058	8.158
México	54.902	67.178
Trinidad & Tobago	39.300	-----
Venezuela	31.483	32.383
Otros	7.232	30.227
TOTAL	213.808	210.227

## 8. CUMPLIMIENTO DEL SERVICIO

Son múltiples los factores que afectan el buen cumplimiento del servicio, el que de ningún modo se limita a la parte exclusivamente operativa, sino que en realidad tiene inicio en la efectiva planificación del proyecto, su estudio de factibilidad técnica, económica y financiera, el diseño de ingeniería básica y luego de detalle, posteriormente su construcción y finalmente,

y ahora sí, la efectiva operación y mantenimiento. A ese respecto son considerados objetivos prioritarios, los que se pasan a exponer respetando con esta finalidad un lineamiento prácticamente secuencial.

- i) Asegurar la disponibilidad de más de una fuente de provisión, propia o externa.
- ii) Cuando sea externa y si la provisión fuera realizada mediante gasoductos, contemplar la posibilidad de integrar los mismos al sistema nacional. Cuando la provisión sea externa y se realice utilizando GLP, procurar la conexión del almacenamiento principal, también al sistema nacional de gasoductos.
- iii) Ante la imposibilidad, por su magnitud, de estructurar en el mediano plazo un sistema integralmente interconectado, conviene materializar las primeras etapas sobre la base de una planificación coherente con las necesidades futuras y la necesaria minimización de las inversiones para llevar a cabo las obras necesarias.
- iv) Disponer para grandes ciudades de soluciones adecuadas para atender contingencias operativas. Esto puede lograrse construyendo segundas alimentaciones a las redes de las principales ciudades o instalando plantas de Peak Shaving o de propano-aire, capaces de sostener el consumo en los valores mínimos imprescindibles
- v) Proveer asistencia técnica permanente
- vi) Impedir normativamente la utilización de presiones operativas superiores a las utilizadas internamente
- vii) Garantizar que en ningún punto del sistema y en ningún momento, se supere la máxima presión operativa (MAPO) del mismo
- viii) Controlar en forma permanente las especificaciones de calidad del gas inyectado al sistema, según lo autorizado por la normativa vigente
- ix) Mantener un control estricto y documentado de todos los materiales, equipos e instrumentos incorporados a las obras
- x) Sostener las condiciones de seguridad del servicio en todos sus aspectos y durante la vida útil del proyecto

De existir más de una fuente de aprovisionamiento de gas, ya sea que se trate de reservas localizadas en distintos puntos del país interconectadas entre sí mediante ductos o, que la alimentación a los diversos centros de consumo vaya a efectuarse mediante gasoductos de importación, la planificación del sistema suele realizarse contemplando la posibilidad de efectuar el abastecimiento de las ciudades comprendidas diseñando cuando sea posible, la doble alimentación de las mismas.

Otro recurso también considerado como opción es la instalación de las ya mencionadas plantas de

“Peak Shaving” en ciudades que alojen a un elevado número de usuarios. Estas consisten en almacenar gas natural enfriado a  $170^{\circ}\text{C}$  bajo cero para entregarlo a las redes de distribución cuando se producen faltantes en momentos de picos de consumo que no pueden ser atendidos con el sistema de abastecimiento normal o cuando se producen fallas imprevistas que exijan un cierto tiempo para su reparación.



Figura 4. Planta de peak shaving.

Con el mismo objetivo se pueden utilizar también las denominadas “Plantas de inyección de GLP”, buscando en cada caso la optimización operativa adecuada. La inyección de gas natural licuado o propano-aire a las redes de distribución en los momentos en que se producen altos picos de consumo en ciudades de cierta importancia constituye un recurso moderno y eficiente. No obstante, su instalación y operación requiere el empleo de tecnologías sofisticadas además de exigir importantes inversiones, ya que deben lograrse en cada momento mezclas adecuadas que no afecten en ningún punto la continuidad y excelencia del servicio.



Figura 5. Tanques para transporte de GNC en camiones.

En la actualidad, en algunos países se halla muy extendido el uso del gas natural comprimido (GNC) a 200 bar, en recipientes adecuados para uso vehicular. Para su expendio al consumo es necesario estructurar una red de carga que debe ser alimentada con un sistema de presión más elevada (alrededor de al menos 10 bares), presión ésta bastante superior a la utilizada para el uso residencial. Coexisten como vemos en una misma ciudad varios rangos de presión.

En algunos casos el GNC y también el propano-aire se utilizan transportándolos en camiones tanque en cada caso adecuados para posibilitar la alimentación de redes de distribución de localidades pequeñas, situadas en localizaciones alejadas del trazado de gasoductos troncales, desde los cuales extender ramales de alimentación resultaría antieconómico, por lo menos en la primera etapa que siempre resulta necesaria para el desarrollo del consumo.

El GNC para uso residencial es gas natural a una presión comprendida entre 165 y 200 bares transportado en camiones formados por haces de tubos aptos para resistir esa presión. En cuanto al sistema denominado propano-aire, también para uso residencial, lo que se transporta es el propano, el que luego de su almacenamiento en tanques que se sitúan en el lugar de empleo, son mezclados "in situ" e inyectados directamente a la red. Esta mezcla se realiza cumpliendo estándares adecuados, que permiten controlar su composición en forma permanente.

## 9. CONCLUSIÓN

Apoyados en los conceptos expuestos, concluimos que los esfuerzos realizados en procura de que Latinoamérica, apoyada en sus raíces históricas, haya podido alcanzar los importantes avances en su integración política y económica que hoy posee, hacen que la perspectiva de su integración energética en el tema gas, sea ya una realidad alcanzable en el corto plazo, situación que era impensable hace unos pocos años.

El efecto económico de esta integración será sin duda muy amplio, lo que fácilmente podemos visualizar si pensamos en la movilización que producirá la futura extracción de las reservas de hidrocarburos y gas existentes en la región, impulsada por el proceso de industrialización general que, como sabemos, contribuirá a afianzar la expansión de la generación termoeléctrica a gas impulsada por las instalaciones de unidades de ciclo combinado ya ampliamente desarrolladas y el proceso de gasificación residencial, ya muy expandido y en permanente crecimiento.

A estas ventajas se debe añadir el valor agregado que debe computarse por la mayor participación empresarial generada por los emprendimientos que se llevarán a cabo durante todas las operaciones vinculadas a esta industria. Sobre todo en los procesos relativos a transporte y distribución de gas en todas sus aplicaciones, incluidos los correspondientes a importación y exportación por gasoductos o por barcos, como en el caso del GNL, e inclusive como productos ya transformados, como es el caso de los fertilizantes derivados del gas natural.

Estas convicciones emanadas de las experiencias recogidas en lo mucho realizado, permiten concluir que la región ya es prácticamente autosuficiente. La preocupación en este sentido ha comenzado a orientarse no ya en la importación de combustibles desde tierras muy lejanas, como alguna vez sucedió con el carbón, sino en hacer más eficiente el empleo del recurso, aumentando hasta los límites del conocimiento científico actual los coeficientes de rendimiento obtenibles por unidad calórica. Lo mismo ocurre con respecto a la seguridad operativa y protección del medio ambiente.

Queda mucho por hacer pero, ciertamente, es también mucho lo ya realizado. Se trata ahora de consolidar lo ya logrado. Afortunadamente, la búsqueda de la excelencia es ya un objetivo compartido; compartir experiencias y contribuir a perfeccionarlas también lo son. Es por ello que sin duda la próxima etapa estará en la región mucho más vinculada a la investigación y el desarrollo sobre estos temas, que lo realizado hasta el presente, sobre todo en aspectos que guardan íntima relación con las particulares potencialidades de cada uno de nuestros países.

El máximo desafío de la región debe centrarse en la profundización del proceso integrador ya iniciado. Ya sabemos que no habrá crecimiento económico, progreso ni bienestar general sin energía, energía cuyas fuentes de provisión están casi al alcance de nuestras manos. También sabemos que sin desarrollo tecnológico todo proceso será más largo y complejo. Está claro pues que, al menos en este tema, se debe apurar el paso principalmente en todo lo que signifique la incorporación de nuevas tecnologías, minimización de costos, reducción de inversiones, protección del ambiente, utilización de recursos locales, y propagación de la experiencia ya recogida. Además y por último, hacer todo esto muy rápido. Si fuera posible debería hacerse casi...ya mismo.

## 10. REFERENCIAS

- [1] BP "Statistical review 2009". Disponible en [www.bp.com](http://www.bp.com).



## The Future of the Petrochemical Industry in Latin America & Worldwide

*Latin American Polyolefins: A region of increasing relevance, but can it deliver?*

ESTEBAN SAGEL  
(UNITED STATES)

**Esteban Sagel.**

[esagel@cmaiglobal.com](mailto:esagel@cmaiglobal.com)

Esteban joined CMAI in 2006 as Director of Polyolefins – North America, and in 2009 became Director of Polyolefins and Polystyrene for the same region. He brings to his role over 13 years of industry experience, beginning in 1994 with Repsol Quimica in Spain as an Account Manager for Specialty Plastics, moving from there to the packaging industry as Caribbean Sales Manager with Tetra Pak. He later joined New Castle Industries as a Latin American Sales Manager for plastic processing equipment, completing his cycle of experiences in the producer and converter side of the industry.

Since then, he has worked for a diverse group of industry consulting firms, including TownsendTarnell as a Polyolefins Analyst for North and Latin America and Nexant Inc. as a Senior Consultant and Manager Latin America for the Chemicals division.

In 1994 Esteban earned a Bachelor in Chemical Engineering and an Industrial Management Diploma from the Institut Quimic de Sarria in Barcelona, Spain, and an MBA from Rice University's Jones School of Business in May of 2003.

Latin America has been the eternal field of hope for the petrochemical industry. With a young population, low per capita demand for petrochemical products, and immersed recently in a process of rapid economic development, it seems that we may finally shift those hopes into reality, with the region becoming an important component of the petrochemical global puzzle. In the case of polyethylene, which is the subject of this article, the region is poised to experience the fourth fastest growth rate in demand over the next five years, not far from other far more populous regions like North East Asia.

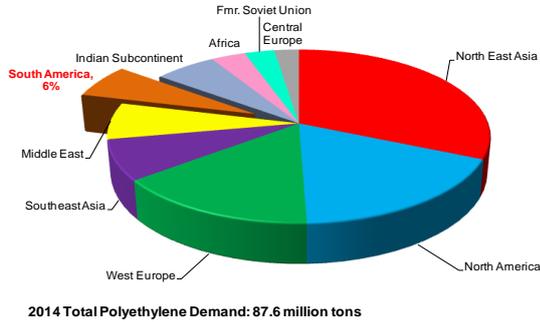
### Growing at Fast Speed Polyethylene Demand Growth

	2004-09 %AAGR	2009-14 %AAGR
Indian Subcontinent	10.9	11.2
North East Asia	5.0	7.2
Middle East	9.1	7.0
<b>South America</b>	<b>2.9</b>	<b>6.1</b>
Africa	5.7	5.5
Southeast Asia	3.9	5.1
Fmr. Soviet Union	7.7	4.7
Central Europe	4.3	4.1
West Europe	-2.3	3.3
North America	-3.8	3.1

As the region's demand for polyethylene grows, hand in hand with its economic development, it will develop into an important demand center for polyethylene consumption. By 2014, Latin America will be the sixth largest region in terms of polyethylene consumption, surpassing the Indian Subcontinent which enjoys a much larger population but far lower per capita demand. And even though the regional demand pales in comparison to those of North America or West Europe, its regional demand growth rates far outpace the rated in the so-called developed world. This is a tribute to the

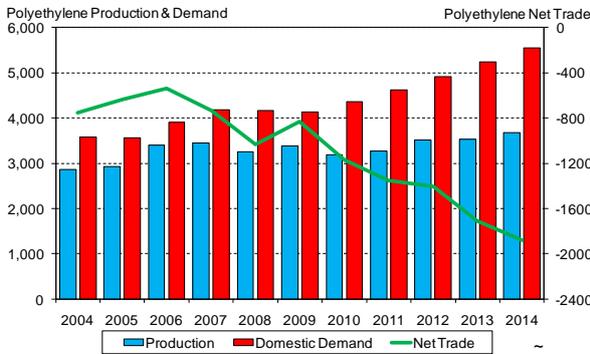
region's vibrant economies, which have become major suppliers of commodity products to the world.

**6th Largest Region in Polyethylene Demand**



Unfortunately for the region, as its demand for polyethylene grows, so does its dependency in imports. In the next chart we can see how demand takes off in the next few years, but supply does not do the same. The result is that imports are expected to more than double by the end of the forecast period, from about 800 thousand tons in 2009 to almost 2 million metric tons by 2014. Why is that? Latin America is a hydrocarbon-rich region; countries like Venezuela, Trinidad and Tobago, Peru, Bolivia and Brazil all enjoy a wealth of hydrocarbon resources, including methane, ethane and oil, all of which can be relevant feedstocks for petrochemical production, particularly of ethylene which is the main raw material for polyethylene production.

**Latin America: Imports Continue to Grow**



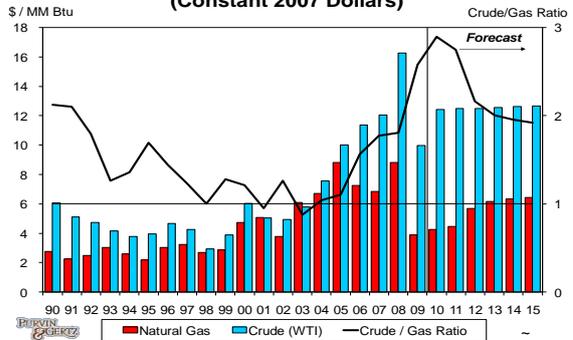
Logically then, there is an important number of projects that attempt to bridge the gap between demand and offer of polyolefins. As we can see in the next table, the projects span the whole continent, and include all of the countries that have access to basic hydrocarbon feedstocks. Unfortunately for the region and for the potential partner in some of those projects, there has been a number of delays and difficulty in enacting some of these projects. To some extent, some of the projects have fallen victim of the swift economic downturn of the last couple of years, which negatively impacted the ability of some of the partners to push them through or made access to financing a lot harder. In addition, the political risks that some of the projects represent have proven another important obstacle to see them through completion.

**Launching Problems**

Country	Project	Product	Partners
Bolivia	TBD	Polyethylene	Various
Brazil	COMPERJ	Polyethylene, Polypropylene	Petrobras, Others
Peru	CAMISEA	Polyethylene	Various
Trinidad & Tobago	TBD	Polypropylene	LyondellBasell/NEC
Venezuela	Polimerica	Polyethylene	Pequiven/Braskem
Venezuela	Propilsur	Polypropylene	Pequiven/Braskem
Venezuela	Independencia	Polyethylene	Polinter, Others

However, not all is negative in the world of polyolefins projects in Latin America. For starters, some projects like the one being promoted in Peru, are going to enjoy access to one of the most advantaged raw materials in the world. Ethane, a component of natural gas, is going to feed the proposed projects in Peru and Bolivia. As we can see in the next chart, the relative cost of natural gas versus oil has been advantaged in recent years, and it is expected to remain so in the near future. What this does is to provide a cost advantage to the Peruvian polyethylene versus that produced in other regions like Asia or West Europe, that rely on naphtha (an oil derivative) as its main hydrocarbon feedstock. And, in the petrochemical world, cost advantage generally means success in business. Another potential benefit of this cost advantage is that converters in the region may be better able to compete with cheap imported finished goods from overseas, providing the country with employment opportunities in the plastic industry. And, in the case of Peru, the political stability and welcoming business environment makes its petrochemical projects some of the most attractive in the region.

**North America Energy Price Trends (Constant 2007 Dollars)**



In summary, Latin America is a region with great potential for the polyolefins industry, both from the point of view of demand growth and of potential new projects to supply the widening gap between the region's supply and demand. Access to advantaged feedstocks like natural gas may prove beneficial for the success of some of the projects like the one in Peru. But other ingredients like political stability and a welcoming business environment may prove to be key aspects in determining which of the multiple proposed projects in Latin America come to fruition.



## Evaluación Técnico – Económica de las Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gas Natural

MARKO ANTONIO LOPEZ BENDEZU  
(BRASIL)

**Marko Antonio Lopez B.**

*markini@tecgraf.puc-rio.br;  
markomarkini@hotmail.com*

Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), realizó su Maestría en Ingeniería Mecánica en el área de Petróleo y Energía en la Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro. Con doctorado en curso en Ingeniería Civil en el área de geomecánica del petróleo en la PUC-Rio.

Trabajó en la Consultoría de temas energéticos Alfa Plus, con énfasis a proyectos de gas natural, determinación de los precios de energía y participo en pruebas efectivas y de recepción de generadoras. Actualmente trabaja en el Grupo de Tecnología en Computación Gráfica (Tecgraf), que elabora proyectos en las áreas de herramientas de software, sistemas para uso general, pre y pos procesadores de elementos finitos, proyectos mecánicos, geología, pozos de petróleo, redes eléctricas y proyectos civiles.

**ABSTRACT:** *Considering countries with a large territorial area, an obstacle for the expansion of the natural gas market consists in the lack of infrastructure for its transportation. Several alternatives have been considered in order to create local demand for gas, such as transportation in trucks as compressed (CNG) or liquefied (LNG) natural gas or even the traditional pipelines. An adequate selection of the modal will tend to reduce the transportation costs involved. So, the present study presents a technical discussion of the implications of each one of the alternatives and the transportation logistics. Finally, it is presented an economical comparison among the different modals as function of the amount of gas to be transported and as function of the distance.*

**Keywords:** CNG, gas pipeline, LNG, Transport cost, virtual pipeline.

### 1. INTRODUCCIÓN

La expansión del mercado del gas natural, en países de grande área territorial, es afectada por la falta de la infraestructura para su transporte. La necesidad de incentivar el uso masificado de gas natural, fuera de los grandes centros de consumo, busca disponer al mercado un combustible limpio, eficiente, barato, abundante y que atiende a los parámetros de emisiones fijados por los órganos de medio ambiente, además de estimular el uso del gas natural como fuente de energía para uso industrial, doméstico y automotriz. El uso del gas natural tiene fuerte impacto sobre los costos industriales, logísticos y ambientales en el transcurso de la sustitución del diesel, gasolina y GLP y produce menores niveles de emisiones.

Tecnologías de transporte, conocidas como gasoductos virtuales: GNC (Gas Natural Comprimido) y GNL (Gas Natural Licuefactado), pueden llevar el gas natural en regiones periféricas aún sin la existencia de una malla de gasoducto, estimulando y desarrollando nuevos mercados en ciudades pequeñas o medias.

El análisis técnico-económica de estos medios de transporte de gas natural es importante, no sólo como apoyo a la decisión sobre nuevas inversiones, también para basarse en la creación de las condiciones necesarias para la prospección de nuevos mercados, haciéndose elementos inductores de consumo, hasta que el mercado sea suficientemente maduro para ser atendido por un gasoducto. Posteriormente, el gasoducto virtual puede ser llevado para nuevas regiones, con aprovechamiento total de los equipamientos.

En el presente trabajo, a través de un análisis de flujo de caja, los modales de transporte son analizados, para cada combinación binaria de volumen a ser transportada y distancia a ser recorrida, finalizando con el cálculo del costo de transporte del gas natural. Son llevadas en consideración las variables: consumo, distancias entre los locales de abastecimiento y entrega, tiempo de viaje, tipo de ruta, estructura de carreteras, atendiendo las normas de transporte, al medio ambiente y a la seguridad de las condiciones climáticas. Del punto de vista técnico, son considerados: tipo de cilindro, capacidad de almacenamiento y transporte, forma de compresión, tipo de licuefacción, forma de carga, descarga y abastecimiento.

## 2. ESTUDIO DE LAS TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Actualmente, existen cuatro alternativas tecnológicas para el transporte de gas natural desde la fuente (del campo de producción, gasoducto o red de distribución) hasta el mercado (los consumidores de los sectores residencial, comercial, industrial, eléctrico y transporte), tal como se muestra en la *Figura 1*: (a) gasoductos, (b) transporte con reducción de volumen como GNC, GNL y HGN, (c) conversión en otros productos (GTL), (d) conversión para otra forma de energía, como energía eléctrica y transmisión por cabo submarino para la costa terrestre (GTW), y e) transporte del gas como commodity (GTC) [1].

Para nuestro estudio serán evaluadas formas de transporte terrestre de gas natural, que básicamente pueden ser transportados por gasoductos y camiones.

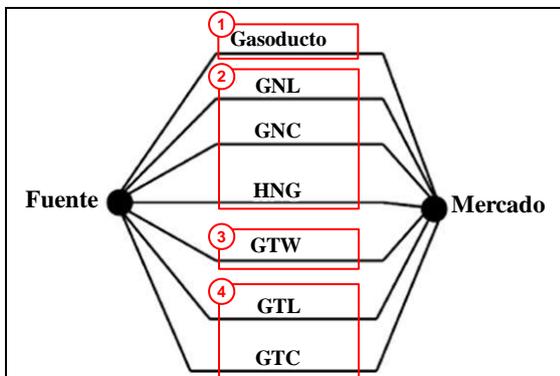


Figura 2: Tecnologías de transporte de gas natural.

### 5.1. JUSTIFICACIÓN DEL GASODUCTO VIRTUAL

Las ventajas del uso del gasoducto virtual son las siguientes:

- Creación del mercado de gas en lugares sin infraestructura y/o distribución. Permiten suministrar gas natural a las poblaciones sin escasez de los gasoductos.
- Anticipación de los ingresos con la venta del gas natural. Consolidando el consumo y preparando la región para el futuro recibimiento del gasoducto convencional, después de comprobada su viabilidad.
- Reducción del riesgo del mercado en la expansión del transporte y/o distribución. La expansión es proporcional al crecimiento del mercado.
- Anticipación del retorno de la inversión en la infraestructura.
- El equipamiento puede ser re-utilizado en otras regiones. Puede ser desplazado para una nueva región ha ser desarrollada.
- Diversificación de la matriz energética. Su flexibilidad para aprovechar el gas natural en su totalidad, en la industria, en el comercio y en el sector domiciliar.
- Desplazamiento de otros combustibles líquidos. El uso del gas tendría un fuerte impacto sobre los costos industriales, logísticos y ambientales en el transcurso de la sustitución del diesel, gasolina y GLP por una fuente primaria de más bajo costo y menores niveles de emisiones.

### 5.2. GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)

El gas natural es procesado y acondicionado en cilindros, a la temperatura ambiente y presión próxima a la condición de mínimo factor de compresión, aproximadamente a la 220 bar normalmente, según ANP [2]. El Gas Natural Comprimido ocupa un volumen aproximadamente 268 veces menor que el volumen ocupado en las condiciones normales. Este proceso, que es presentado, esquemáticamente en la *Figura 3*, requiere tres etapas: compresión, transporte y descompresión.

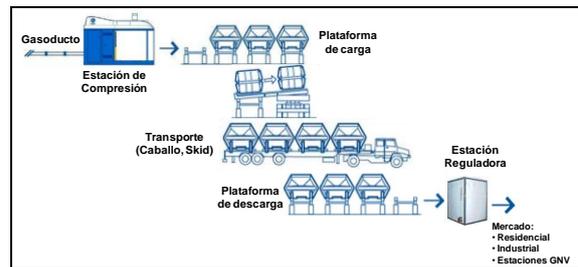


Figura 4: Esquema de gasoducto virtual del GNC.

El compresor, conectado a un gasoducto, comprime el gas hasta 250 bar dentro de los módulos de transporte. Tales módulos se encuentran sobre plataformas, permitiendo el abastecimiento e intercambio de módulos con el transporte de forma segura y eficiente.

Operacionalmente, los módulos vacíos, transportados por camiones, son sustituidos por módulos llenos. Ese cambio es realizado por máquinas, minimizando el tiempo de carga y descarga de los

módulos. El vehículo realiza el transporte vial de los módulos a velocidades normales para el transporte de carga.

Finalmente, al llegar al punto de consumo, los módulos son descargados sobre plataformas, las cuales son proyectadas para tiempos mínimos de carga y descarga. Después de pasar por una estación reductora, los módulos finalmente se conectan a la red de abastecimiento doméstico o industrial.

### 5.3. GAS NATURAL LICUEFACTADO (GNL)

Fluido en el estado líquido en condiciones criogénicas, compuesto predominantemente de metano y que puede contener cantidades mínimas de etano, propano, nitrógeno y otros componentes normalmente encontrados en el gas natural, [1]; en otras palabras es el gas natural licuefactado, enfriado a temperatura inferior a  $-160^{\circ}\text{C}$ . Este proceso permite la reducción del volumen del fluido en cerca de 600 veces.

El proceso de transporte con GNL comprende tres etapas desde a toma de gas natural hasta el mercado consumidor, tal como se muestra en la *Figura 5*: Planta de Licuefacción, donde se contempla filtrado, secado y enfriamiento; Sistema de Transporte, que es hecho por medio de tanques criogénicos; Planta de Re-gasificación, donde se vuelve a convertir el líquido en gas.

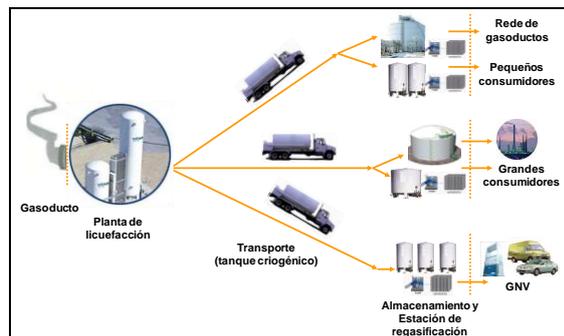


Figura 6: Esquema de gasoducto virtual del GNL.

Las tecnologías para producir GNL se dividen en dos grupos: de grande escala y de pequeña escala. Las de grande escala producen por encima de medio millón de toneladas por año del GNL. Una de las tecnologías existente consiste en la tecnología de cascada de enfriamiento por la acción de disolventes (propano, etileno y metano) para niveles cada vez más fríos, Begazo et al. [3] & Barreiro [4].

En las plantas de pequeña escala, existen diversas alternativas, entre ellas la Tecnología de Cryofuel, que se basa en el enfriamiento producido por un único disolvente en lugar de ser una cascada de disolventes como en las plantas grandes. Además de esta, dos líneas tecnológicas nuevas viene surgiendo: el enfriamiento por efecto Joule-Thomson y la tecnología Tasher (*Thermo Acoustic Stirling Heat Engine and Refrigeration*). El principio Joule-Thomson consiste, fundamentalmente, en sistemas de intercambiadores de calor, expansión y separación líquido-gas. La tecnología Tasher se encuentra en desarrollo en los EUA, consistiendo en la

compresión/expansión a través de ondas sonoras de alta frecuencia aplicadas al gas. [3, 4]

En el mercado ya se encuentran compañías, como la Hamworthy [5], que desarrollan plantas de licuefacción de gas natural de pequeña escala con capacidad de producción a partir de 5 ton de GNL por día ( $6,9 \text{ mil-m}^3/\text{día}$ ) y según Barreiro [4], hasta existen prototipos de capacidad de  $1,5 \text{ mil-m}^3/\text{día}$  de gas natural desarrollados por la Universidad de Curtin en Perth, Australia.

Algunos proveedores de pequeñas plantas de GNL en el mercado son: Air Products and Chemicals Inc. (EUA), Black & Veatch Pritchard (EUA), Chart Industries Inc. (EUA), CH-IV Cryogenics (EUA), Chicago Bridge & Iron Company (EUA), Chart (EUA), Cryogenics (EUA), Hamworthy KSE (Noruega), Kryopak Inc. (EUA) and Linde (Alemania). [6]

Aunque, una de las desventajas de la tecnología del GNL consiste en la alta inversión, la mayor parte del capital total es direccionada para la construcción de la planta de licuefacción, pero los avances tecnológicos, de los últimos años, han llevado a la una disminución de las inversiones y del costo de operación de las plantas. [7]

La logística de abastecimiento es similar a la de diesel o gasolina, consistiendo en el recibimiento del combustible por camiones-tanque proveídos de sistema de refrigeración. Los componentes son más complejos, pues el GNL debe ser mantenido a bajas temperaturas. La transferencia de GNL entre containeres es realizada por una bomba centrífuga, pudiendo ser sumergida o separada entre las terminales. El proceso de re-gasificación consiste en llevar el gas natural nuevamente a su estado gaseoso y se efectúa en los vaporizadores. Además, se da al gas la presión con la que ingresará para la red de distribución por los gasoductos. [8]

### 5.4. GASODUCTOS

Los gasoductos transportan gas natural en la forma gaseosa, siendo del tipo “punto a punto”. La operación es simple y segura, envolviendo un pequeño número de conexiones.

El esquema de un gasoducto es presentado en la *Figura 7*, siendo compuesto por tuberías, estaciones de compresión, regulador de presión con medidor de caudal, válvula de bloqueo, estación de supervisión y control, protección catódica y revestimiento interno y externo, Burman [9].

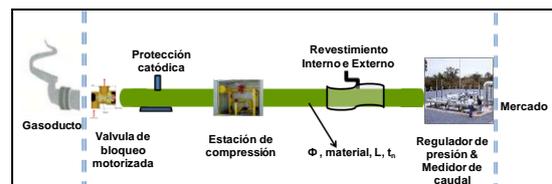


Figura 8: Vista esquemática de un gasoducto.

Las principales características físicas de los gasoductos son: diámetro interno, espesor de la pared del ducto, distancia o extensión. A lo largo de la extensión, son instaladas válvulas de bloqueo automáticas, con espaciamiento determinado por las

normas (por ejemplo: una válvula de bloqueo cada 15 km, aproximadamente), con la finalidad de bloquear el gasoducto en caso de roturas y mantenimiento. En las travesías de ríos, lagos y pantanos, también, son instaladas válvulas de bloqueo, Burman [un 9] & Axpe [10].

Según Axpe [10] normalmente, el costo de inversión en las tuberías representa un 90% del total. Las principales variables de los gasoductos son: diámetro, presión de operación, distancia y terreno. Otros factores tales como el clima, los costos de mano de obra, la densidad poblacional y los derechos de pasada, pueden afectar los costos de construcción significativamente.

Sin embargo, el costo definitivo queda afectado por numerosos factores, eso no significa que sea imposible hacer una estimativa general de lo que puede costar un gasoducto. El Banco Mundial publica una regla a la que llama *Rule-of-Thumb* en la que ofrece una estimativa inicial que asocia sólo dos variables, el diámetro y la distancia. Según esta regla el costo se sitúa entre 15 y 30 dólares por cada pulgada de diámetro y por cada metro de distancia, recomendando inclusive usar 20 dólares para un primer cálculo, también se puede usar como referencia el coste de gasoductos que se construyeron recientemente. [10]

### 3. ANÁLISIS DEL COSTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

El costo es calculado de modo que el valor presente de ese flujo de caja, descontado por la tasa de retorno definida, sea nulo (la tasa de retorno definida es la tasa interna de retorno del flujo de caja). Es decir, el valor presente de la receta total a ser generada por la venta del servicio de transporte (entradas de caja), debe ser igual al valor presente de las salidas de caja.

La ecuación para el cálculo del costo de transporte puede ser escrita a partir de la fórmula de cálculo del valor presente:

$$\sum_{i=1}^n \frac{V_i \cdot Costo}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^n \frac{Inv_i + C_i - VR_n}{(1+r)^i}$$

Donde:

$V_i$  = Demanda en el año  $i$ , en mil·m<sup>3</sup>.

$Inv_i$  = Inversión realizada en el año  $i$ , en US\$.

$C_i$  = Costos de operación y mantención referentes al año  $i$ , en US\$.

$VR_n$  = Valor residual al final del año  $n$ , en US\$.

$r$  = Tasa de retorno, en %.

$n$  = Plazo de evaluación, en años.

Todas las variables en la ecuación de encima deben ser conocidas, menos el Costo, que es la variable buscada.

Con base principalmente en la información conseguida de representante de GALILEO (Argentina), NEOgás (Brasil) y FIBA (USA) que poseen el sistema de GNC; la información de GásLocal (Brasil, consorcio formado por la White Martins, Petrobras la propia GásLocal) que poseen el sistema de GNL y los costes unitarios por kilómetro-pulgada para la construcción de un gasoducto se procedió a realizar las cotizaciones de los equipamientos, incluida inversión, instalaciones y costos de operación & mantenimiento.

### 3.1. ESTIMATIVA DEL NÚMERO DE CAMIONES PARA MODAL GNC Y GNL

El costo de la logística de transporte comienza con la estimativa del levantamiento del número de camiones (i.e. carretas y caballos) para el modal GNC y GNL necesarios para atender cada combinación de volumen y distancia. De esta forma, fue desarrollado un modelo capaz de abarcar las consideraciones logísticas relacionadas a estos costos.

La estimativa del número de camiones fue hecha a partir de la demanda ( $V$ ) en mil·m<sup>3</sup>/día y distancia recorrida ( $L$ ) en km. Inmediatamente es posible calcular los ítems cuyas fórmulas pueden ser vistas en la Tabla 1.

En la Tabla 2, se muestra un resumen de los datos de entrada adoptados, vale recordar que los datos son estimados para una operación normal y cualquier sensibilidad puede variar en los resultados.

A partir de esos componentes es posible calcular los integrantes del costo de inversión y operación del sistema de transporte.

Tabla 1: Formulario para calcular el número de camiones

Item	Fórmula
Tiempo de ruta de la carreta (horas)	$T_{car}^e = \frac{2 \cdot L}{V_m}$
Tiempo de consumo por carreta (horas)	$T_{car}^{cons} = \frac{24 \cdot Vol_{car}^{ef}}{1000 \cdot V}$
Tiempo total gasto por carreta (horas)	$T_{car}^{Tot} = T_{car}^a + T_{car}^{ib} + T_{car}^e + T_{car}^{cons}$ , para GNC $T_{car}^{Tot} = T_{car}^a + T_{car}^d + T_{car}^e$ , para GNL

Item	Fórmula
Número de carretas/día descargado	$N_v = \frac{1000 \cdot V}{Vol_{car}^{Tot}}$
Número de carretas	$N_{car} = (1 - P_{cb}) \frac{24 \cdot T_{car}^{Tot}}{T_{car}^o \cdot T_{car}^{cons}}, (N_{car} \geq 2)$
Número de caballos	$N_{cav} = N_{car} - 2, \text{ para GNC}$ $N_{cav} = N_{car}, \text{ para GNL}$

Tabla 1: Datos de entrada para el cálculo del número de camiones

Datos Input			GNC	GNL
Velocidad media del camión	$V_m$	[km/h]	40, 60, 80	
Volumen efectivo por carreta	$Vol_{car}^{ef}$	[m <sup>3</sup> ]	5.700	24.400
Tiempo de abastecimiento por carreta	$T_{car}^a$	[h]	1	2
Tiempo de transbordo por carreta	$T_{car}^{tb}$	[h]	1	-
Tiempo de descarga por carreta	$T_{car}^d$	[h]	-	1
Tiempo de operación diaria por carreta	$T_{car}^o$	[h]	20	
Porcentual de carreta de back-up	$P_{cb}$	[%]	20%	

### 3.2. COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

El costo de inversión es la suma de la cantidad de camiones (esto es el número de carretas y caballos, para el caso de GNC también el número de módulos) que se necesita para atender la demanda de gas natural, el resumen de las formulas se muestra en la Tabla 3.

La estimativa del costo operacional del sistema de transporte es basada en los dos principales datos de entrada, cuáles sean: costo fijo y costo variable. En la Tabla 4, se muestra un ejemplo de los costos envueltos.

Un resumen de los datos de entrada y las formulas es mostrado en la Tabla 5, los valores de los costos totales fijos y variables vale para cualquier valor de demanda y distancia.

Tabla 3: Costo de inversión del sistema de transporte

Datos Input y Output [US\$]	GNC	GNL
Costo de la Inversión en módulos	$CI_{mod} = N_{mod} \cdot N_{car} \cdot P_{mod}$	
Costo de la Inversión en carreta	$CI_{car} = N_{car} \cdot P_{car}$	
Costo de la Inversión en caballos	$CI_{cav} = N_{cav} \cdot P_{cav}$	
Costo de la Inversión Total	$CI_{trans}^{Tot} = CI_{mod} + CI_{cav} + C_{car}, \text{ para GNC}$ $CI_{trans}^{Tot} = CI_{cav} + C_{car}, \text{ para GNL}$	

Tabla 4: Ejemplo de una planilla de costos

Input de datos			Output		
<b>Costos de la empresa</b>			<b>Ítems de costo fijo</b>		
Salario del motorista	[US\$/mes]	722	Depreciación	[US\$/mes]	463,0
Horas de trabajo/mês	[h.h./mes]	176	Remuneración de capital	[US\$/mes]	869,8
Encargos y beneficios del motorista	[US\$/mes]	312,5	Mano de obra	[US\$/mes]	1.034,7
Tasa de oportunidad	[% a.a.]	12%	Seguro Obligatorio	[US\$/mes]	55,6
Costo administrativo	[US\$/mes]	278	CF (Costo Fijo)	[US\$/mes]	2.423,0
<b>Datos del vehículo</b>			Costo administrativo	[US\$/mes]	277,8
Consumo de combustible	[km/litro]	2,53	CF c/ costos administrativos	[US\$/mes]	2.700,8
Intervalo entre cambio de diesel	[km]	10.000	<b>Ítems de costo variable</b>		
Litros de diesel por cambio	[litro]	30	Combustible	[US\$/km]	0,143
Número de neumático	[-]	18	Diesel	[US\$/km]	0,005
Cambio de neumático/recauchado	[-]	2	Neumático	[US\$/km]	0,053
Número de mantenimiento	[US\$/km]	0,07	Manutención	[US\$/km]	0,072
Intervalo entre lubricaciones	[km]	2.000	Costo variable	[US\$/km]	0,272
<b>Datos de mercado</b>					
Valor de adquisición del vehículo	[US\$]	91.667			
Vida útil del vehículo	[mes]	120			
Valor residual del vehículo	[US\$]	36.111			
Precio del diesel	[US\$/litro]	1,5			
Precio del combustible	[US\$/litro]	0,36			
Precio del neumático	[US\$]	344			
Precio del recauchado	[US\$]	180			
Seguro Obligatorio	[US\$/año]	667	Costos fijos	[US\$/mês]	2.701
			Costo variables	[US\$/km]	0,272

Tabla 5: Costo operacional del sistema de transporte

Costo Operacional			GNC - GNL
Costo fijo mensual	$C_f$	[US\$]	4,433
Costo variable por km rodado	$C_v$	[US\$/km]	0,843
Distancia recorrida por año	$L_a$	[km]	$L_a = 2 \cdot L \cdot d \cdot N_v$
Costo operacional total	$CO_{trans}$	[US\$/año]	$CO_{trans}^{Tot} = 12 \cdot N_{cav} \cdot C_f + C_v \cdot L_a$

### 3.3. COSTOS DE LA UNIDAD DE COMPRESIÓN DE GNC

La unidad de compresión es sólo una variable de la demanda ( $V$ , en  $\text{mil}\cdot\text{m}^3/\text{día}$ ) del proyecto, una forma de dimensionar cuánto es la potencia total del sistema de compresor. El costo de combustible depende del tipo de compresor utilizado. Son admitidos dos tipos de accionamiento de compresor: a gas y eléctrica. Como forma de ejemplo en la Tabla 6 a continuación ejemplifica la forma de cálculo descrita para una demanda de  $100 \text{ mil}\cdot\text{m}^3/\text{día}$  y una distancia de 100km.

Tabla 6: Ejemplo de Cálculo del Costo de la Unidad de Compresión

Cálculo del Costo de la Unidad de Compresión			
Demanda	$V$	[ $\text{mil}\cdot\text{m}^3/\text{día}$ ]	100
Distancia recorrida	$L$	[km]	100
Potencia total de los compresores	$Pot_{tot}$	[kW]	440
Consumo anual de energía	$Con_{energ}$	[MWh/año]	4.225
Costo de Inversión	$CI_{comp}$	[MMUS\$]	0,85
Costo de O&M	$CO_{comp}$	[MMUS\$]	0,29
VPL de las Salidas de Caja		[MMUS\$]	2,8
Demanda de la Capacidad	$V$	[ $\text{mil}\cdot\text{m}^3/\text{año}$ ]	36.000
VPL Demanda de la Capacidad		[ $\text{mil}\cdot\text{m}^3/\text{año}$ ]	238.433
Vida útil de la estación compresora	$n$	[años]	20
Tasa de descuento	$r$	[%]	14%
Costo del Sistema del Compresor	Costo	[US\$/ $\text{mil}\cdot\text{m}^3$ ]	11,6
		[US\$/MMBTU]	0,314

### 3.4. COSTOS DA PLANTA DE LICUEFACCIÓN Y DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Para estimar el costo de inversión de la planta de licuefacción, es necesario determinar, previamente, la capacidad deseada de la referida planta, siendo que tal capacidad es función del volumen de gas natural a ser transportado. La metodología aquí considerada asume que el proyecto arca con los costes de inversión en los sistemas de almacenamiento de GNL en el mercado final. El coste de operación de estos tanques se quedará, sin embargo, a cargo de los compradores del GNL. En la Tabla 7 es hecho un ejemplo de este cálculo para demandas de 100, 400 y 1000  $\text{mil}\cdot\text{m}^3/\text{día}$ , vale recordar que la planta no es función de la distancia.

Tabla 7: Ejemplo de Cálculo del Costo da Planta de Licuefacción y Almacenamiento

Cálculo del Costo de la Planta de Licuefacción y Almacenamiento					
Demanda	$V$	[ $\text{mil}\cdot\text{m}^3/\text{día}$ ]	100	400	1.000
Cantidad a ser almacenada	$Es$	[ $\text{m}^3\text{GNL}$ ]	492	1.967	4.918
Capacidad de la planta de licuefacción	$Cap_{pl,proj}$	[ $\text{ton}\cdot\text{año}/\text{año}$ ]	26.946	107.784	269.461
Consumo de energía de la planta	$Con_{energ,pl}$	[ $\text{mil}\cdot\text{m}^3/\text{año}$ ]	6.353	25.412	63.529
Costo de Inversión de la planta	$CI_{pl,proj}$	[MMUS\$]	10,8	24,8	43,0
Costo de Inversión de almacenamiento	$CI_{alm,proj}$	[MMUS\$]	0,3	0,7	1,2
Costo de O&M de la planta de licuefacción	$CO_{pl}$	[MMUS\$]	2,9	10,9	26,7
VPL de las Salidas de Caja		[MMUS\$]	30,1	97,7	221,0
Demanda de Capacidad	$V$	[ $\text{mil}\cdot\text{m}^3/\text{año}$ ]	36.000	144.000	360.000
VPL Demanda de Capacidad		[ $\text{mil}\cdot\text{m}^3/\text{año}$ ]	238.433	953.731	2.384.327
Vida útil de la Planta Licuefacción	$n$	[años]	20		
Tasa de descuento	$r$	[%]	14%		
Costo Unitario de Liquefacción	Costo	[US\$/ $\text{mil}\cdot\text{m}^3$ ]	126,1	102,5	92,7
		[US\$/MMBTU]	3,42	2,78	2,51

### 3.5. COSTOS DEL GASODUCTO

Para calcular la inversión y los costos de operación & mantenimiento de un gasoducto en función de la distancia y demanda, primero se requiere conocer las características (dimensionamiento) del gasoducto. Para cada proyecto abarca muchas variables, como ya habíamos mencionado, una estimativa del coste de inversión de gasoducto puede ser hecha por la Rule-of-Thumb que asocia las variables distancia y caudal del gasoducto. La Tabla 8 da un ejemplo de la forma de cálculo descrita para diferentes valores de distancia y demanda.

Tabla 8: Ejemplo de Cálculo del Costo de Transporte del Gasoducto

Cálculo del Costo del Transporte del Gasoducto					
Demanda	V	[mil-m <sup>3</sup> /día]	100	400	1,000
Extensión del gasoducto	L	[km]	100	400	1,000
Diámetro del gasoducto	D <sub>RLV</sub>	[in]	6,0	14,0	24,0
Costo unitario de construcción	C <sub>U, GD</sub>	[US\$/m-in]	22,8	20,0	18,2
Costo de Inversión	C <sub>I, GD</sub>	[MMUS\$]	13,7	112,3	436,7
Costo de O&M	C <sub>O, GD</sub>	[MMUS\$]	0,7	5,6	21,8
VPL de las Salidas de Caja		[MMUS\$]	18,2	149,5	581,3
Demanda de Capacidad	V	[mil-m <sup>3</sup> /año]	36.000		144.000
VPL Demanda de Capacidad					953.731
Vida útil	n	[años]	20		
Tasa de descuento	r	[%]	14%		
Costo de transporte	Costo	[US\$/mil-m <sup>3</sup> ]	76,3	626,8	2.438,0
		[US\$/MMBTU]	2,07	16,98	66,06

#### 4. RESULTADOS: COMPARACIÓN ENTRE LOS MODOS

La determinación del costo de transporte de gas natural se basó en la estimativa de los costos de inversión y operación para diferentes combinaciones de dos variables claves: volumen a ser entregado (de 0-1.000 mil•m<sup>3</sup>/día), y distancia a ser recorrida (de 0-1.000 km)

Fueron analizados los efectos de la cantidad de gas natural, a ser transportada diariamente, el efecto de la distancia, las velocidades de los vehículos, así como la tasa de retorno de la inversión, comparándose los resultados para los diversos modales considerados.

##### 4.1. DEMANDA DE CAMIONES POR DISTANCIA RECORRIDA

Como puede ser observado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, suponiendo una demanda de 100.000 m<sup>3</sup>/día, el número de camiones de GNC aumenta rápidamente con la distancia a ser recorrida, mientras que el crecimiento de las carretas de GNL se da de forma más lenta. Esto se debe a la densidad energética del GNL en comparación con El GNC.

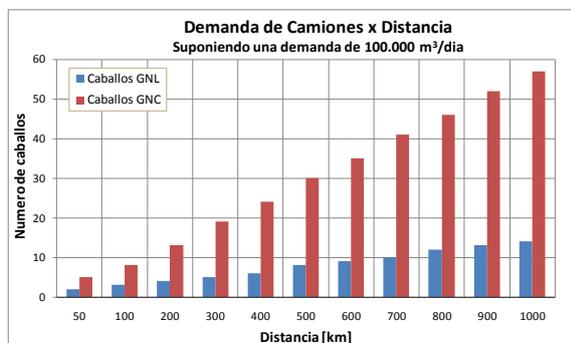


Figura 9: Variación de los números de carretas en función de la distancia.

Como las carretas de GNC no poseen la capacidad de transportar un gran volumen de GN, comparadas las

GNL, estas son obligadas a hacer mayor número de viajes, en comparación a las carretas de gas licuefactado, para atender el mismo cliente. Con la tecnología disponible actualmente, un camión de 40 toneladas de GNC puede transportar cerca de 5.700 m<sup>3</sup>, en cuánto que un camión similar de GNL puede transportar en torno a 24.400 m<sup>3</sup>.

#### 4.2. ELECCIÓN DEL MODAL DE TRANSPORTE DEL GN

La construcción de un gráfico donde se pueda escoger el mejor modal de transporte dada una demanda de GN y una distancia recorrida es el objetivo de nuestro estudio, sin embargo existen sensibilidades entre las más importantes la velocidad media del camión en el tramo recorrido y tasa de retorno que fueron analizadas. Vale recordar que todo esto para las premisas técnicas y económicas establecida en este trabajo para hacer la comparación.

La Figura 10, para una tasa de retorno del 14% y camiones viajando a la velocidad media de 40km/h, presenta las situaciones donde un dato modal resulta en menor costo de transporte del GN, en función de la distancia y demanda. Se observó que la utilización de gasoductos se justifica en casos de altas demandas. Para distancias por encima de 250km, el GNL se muestra altamente competitivo. El GNC es atractivo sólo para bajas demandas y pequeñas distancias aunque este modal exija menor costo de inversión y operacional para distancias cortas.

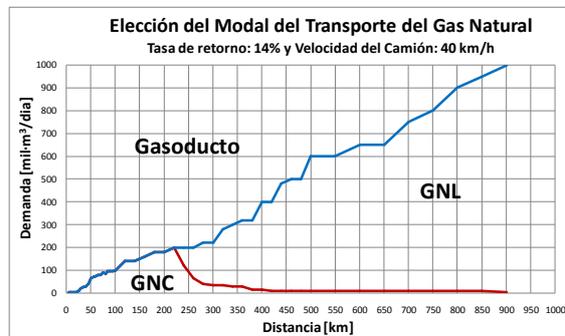


Figura 11: Efecto de la distancia en la elección del modal para una dada demanda de GN.

El efecto de la velocidad media de los vehículos es presentado en la Figura 12, para una tasa de retorno del 14%. Se observa que la posibilidad de que los vehículos puedan viajar a mayores velocidades tiende a favorecer el uso del GNC, cuya área de utilización tiende a ampliarse sobre los demás modales, así como favorece el GNL sobre el uso de gasoductos. Ya que las inversiones en carretas así como sus costos operacionales sufren una caída del número de camiones y por el aumento de viajes al día.

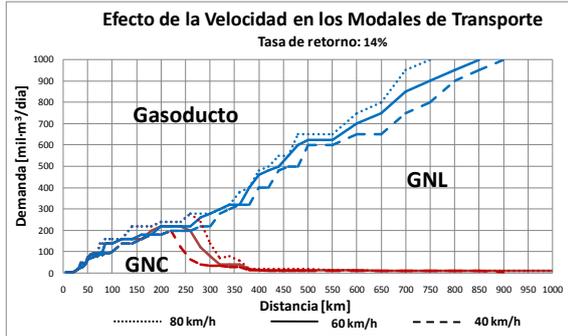


Figura 13: Efecto de la velocidad de los modales de transporte.

Al comparar los valores presentes descontados al: 12%, 14% y 16%, se ve en la Figura 14 que el costo del GNC tiene pequeño efecto, sólo en la región límite entre el GNL y gasoducto para distancias y demandas altas se percibe el efecto de la tasa de retorno.



Figura 15: Efecto de la tasa de retorno de la inversión.

### 4.3. COSTO DEL TRANSPORTE

Las figuras anteriores muestran la competitividad del modal para el menor costo de transporte de GN, pero no se puede obtener el valor del costo de transporte. Para esto se deben construir otros dos gráficos: costo de transporte versus la distancia recorrida dada una demanda y coste de transporte versus la demanda dada una distancia. Vale recordar que esto para una sensibilidad dada.

Para cantidades pre-definidas diarias de gas la Figura 16 presenta el costo de transporte del GN, en US\$/MMBTU, en función de las distancias a ser transportadas, además se muestra para cada demanda diaria el modal más atractivo. Por ejemplo, para una demanda de 100 mil·m<sup>3</sup>/día hasta una distancia de aproximadamente 120 km es más competitivo utilizar gasoducto, para distancias hasta 250 km es mejor GNC y para distancias superiores el GNL; cuando la demanda es de 400 mil·m<sup>3</sup>/día la mejor elección del modal hasta 440 km es el gasoducto y para distancias superiores es GNL; y así para cada demanda se puede hacer un análisis. Se observa también que el costo de transporte es directamente proporcional a la distancia transportada.

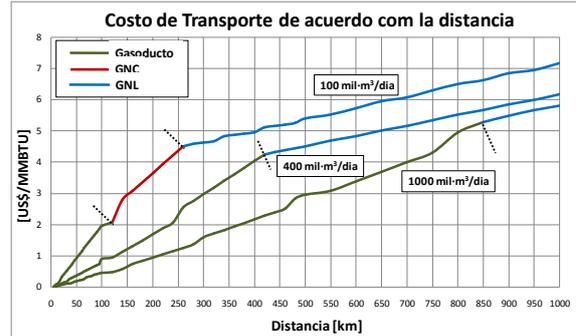


Figura 17: Costo del transporte en función de la distancia.

Para distancias pre-definidas la Figura 18 presenta el costo de transporte del GN, en función de las demandas diarias, análogamente que la figura anterior para cada distancia se puede observar el modal más competitivo. Por ejemplo, para una distancia de 1000 km el modal más competitivo es GNL; cuando a distancia es 400 km con una demanda de 15 mil·m<sup>3</sup>/día la mejor elección es el GNC, para 15 la 400 mil·m<sup>3</sup>/día es el GNL y para demandas superiores la 400 mil·m<sup>3</sup>/día es el gasoducto. Se muestra que el costo de transporte es indirectamente proporcional a la demanda diaria.

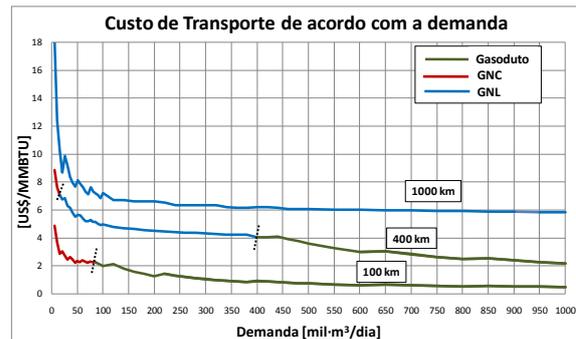


Figura 19: Costo del transporte en función de la demanda.

### 5. CONCLUSIONES

Fue realizada una discusión de las alternativas tecnológicas de transporte y logística del gas natural con la cual se armó una metodología para el cálculo del costo de transporte. Las principales conclusiones derivadas del análisis son listadas a continuación:

- Debido a la densidad energética del GNL en comparación con El GNC el número de carretas de GNC aumenta rápidamente con la distancia a ser recorrida y por eso presentó gran impacto en los costos de inversión y de operación.
- Para evaluar el empleo de las alternativas tecnológicas de transporte de gas natural se diseñó una gráfica donde dada una combinación del volumen a ser transportada y distancia se puede obtener el modal más competitivo.
- Se observó que la utilización de gasoductos se justifica en casos de altas demandas y distancias abajo de 500 km, para distancias por encima de este valor, el GNL se muestra altamente competitivo y el GNC es atractivo sólo para bajas demandas y pequeñas distancias.

- El efecto de la velocidad aumenta la competitividad del GNC y GNL contra el gasoducto, por esto es necesario definir cuál será la ruta óptima para cada proyecto en cuestión.
- La tasa de retorno tiene pequeño efecto en el costo de transporte, es casi imperceptible para demandas y distancias bajas.
- Para obtener el valor del costo de transporte se construyeron dos gráficos uno en función de la distancia y otra en función de la demanda, donde se observó que el coste de transporte es directamente proporcional a la distancia e indirectamente proporcional con la demanda diaria.

Finalmente tenemos que mencionar que la introducción del gas natural se queda asegurada cuando el precio del gas, incluyendo precio en la entrada (fuente), más el transporte, más el coste de transporte del modal, más la tarifa de distribución es menor que el precio del energético sustituible. Es decir, es necesario evaluar en cada caso, en particular el mercado a la ser aprovisionado para saber se tiene viabilidad económica para desarrollar el proyecto del modal escogido.

## REFERENCIAS

- [1] DAVE, R. H.; THOMAS, S. **Review of ways to transport natural gas energy from countries which do not need the gas for domestic use**. Trinidad and Tobago: Elsevier Ltd., 2002.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Glossário ANP**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/glossario>>. Acesso em: 20 mai. 2008.
- [3] BEGAZO, C. D. T.; CARVALHO, E. C.; SIMÕES-MOREIRA, J. R. **Small-scale LNG Plant Technologies**. Hydrocarbon World 2007, v. 1, p. 28-33, 2007.
- [4] BARREIRO, E. **El GNL y sus tecnologías**. Petrotecnia, p. 66-70, 2003.
- [5] HAMWORTHY. Disponível em: <<http://www.hamworthy.com>>. Acesso em: 10 jul. 2008.
- [6] PERRUT, F. M. **Potencial para Difusão das Tecnologias Alternativas ao Transporte do Gás Natural no Brasil: O Caso Gás Natural Comprimido e Gás Natural Liquefeito**. 2005. 72 f. Monografia (Bacharelado) – Instituto de Economia, Universidade Federal de Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro, 2005.
- [7] CORNOT-GANDOLPHE, S. et al. **The challenges of further cost reductions for new supply options (pipeline, LNG and GTL)**. Tokyo, Japan: 22nd World Gas Conference, 2003.
- [8] PITA, G. **Introducción al GNL**. [S.l.:s.n.], 2006.
- [9] BURMAN, V. **Transporte Dutoviário de Gás Natural**. 2004. 58 f. Monografia (Especialização) - Engenharia de Gás Natural, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal da Bahia. Bahia, 2004.
- [10] AXPE, A. M. **¿Cuánto cuesta un gasoducto?** Caracas, Venezuela: Soberania, 2006.



## Mejores Prácticas de la Gestión Ambiental en la Industria Química y Petroquímica

MIGUEL A. MORALES M.  
(MÉXICO)

**Miguel A. Morales M.**  
Subgerente de Protección Ambiental  
PEMEX-Petroquímica

*miguel.angel.moralesmo@pemex.com;*

Biólogo egresado de la Facultad de Ciencias Biológicas, Universidad Veracruzana, tiene Maestría en Ciencias en Ingeniería Ambiental por el Instituto Tecnológico de Minatitlán en el área de Tratamiento de Aguas Residuales. Estudiante de Doctorado por la Universidad Central de las Villas, Cuba. Cuenta con 4 diplomados y una Especialización. Cuenta con experiencia en sistemas de gestión ambiental orientados a la reducción de la contaminación en la fuente y manejo integral (Producción + Limpia/ Eco-eficiencia/ Análisis de Ciclo de Vida) de residuos líquidos y sólidos en la industria Petroquímica, Sistemas de Administración Ambiental y Tratamiento de Aguas Residuales Industriales, donde cuenta con publicaciones en revistas nacionales e internacionales en el campo. Es miembro de la International Water Association (IWA).

Tiene 7 publicaciones en revistas incluidas en el SCIENCE CITATION INDEX, así como exposiciones de sus trabajos en foros nacionales e internacionales, en el campo. Asimismo es revisor de trabajos en el Journal of Environmental Management, Journal of Cleaner Production y Process Biochemistry..

A partir de los años 1960's y específicamente en 1972 en la Cumbre Mundial del Desarrollo Humano, en la que gobiernos y sociedad reconocen la disminución y escases del capital natural, la variable ambiental comenzó a ser considerada en la toma de decisiones.

No fue sin embargo de forma global, sino abordando problemas ambientales específicos, lo cual no representó una solución a largo plazo porque sólo se logró trasladar los efectos ambientales entre áreas geográficas, matrices (aire, agua, suelo) o a través del tiempo. Surgieron así nuevos paradigmas como el eco-desarrollo; al considerar la variable ambiental y económica en los procesos productivos (Sach, 1984). Sin embargo, continuaron usándose metodologías de punto final carentes de una visión sistémica.

En este contexto, el crecimiento poblacional mundial, estimado para el 2012 de 7,000 y de 9,000 millones de habitantes en el 2050 (UNFA, 2009), así el consumo de combustibles fósiles como principal fuente de energía primaria con un 84% del incremento total en la demanda entre 2005 y 2030 (International Energy Agency, 2007; Bates *et al*, 2008); generará importantes problemas ambientales no sólo en el punto de generación sino con impactos en diversas áreas del planeta. Un círculo vicioso de repercusión instantánea (Lovelock, 2006), con cambios globales antropogénicamente inducidos (Crutzen y Stoermer, 2000).

En este contexto, G. Hardin (1998) en su teoría "La tragedia de los Comunes", señala el dilema de los recursos disponibles para todos como el agua, los bosques, tierras de pastoreo o el aire; ciertos individuos motivados por el interés personal y actuando independientemente pero racionalmente, terminan por destruir un recurso compartido limitado - *el común* - aun cuando claramente no pueda ser el interés de ellos -*ya sea como individuos o en conjunto*- que tal destrucción suceda. Y en el mismo sentido, por aumento de la población cuando existe un límite para los recursos disponibles (Wackernagel y Rees, 2001).

De manera particular, las actividades de la industria del petróleo y gas con sus derivados químicos y petroquímicos, ha sido uno de los sectores que ha contribuido al deterioro en la salud humana y a los ecosistemas y sus componentes. La ocurrencia de accidentes es también el núcleo de percepción de la industria química como una amenaza para el público. Eventos como el accidente de Bhopal, India, en 1984, en el que aproximadamente 41 toneladas de isocianato de metilo fueron liberados en la noche de una planta de Unión Carbide, provocó la muerte de más de 3,000 personas y graves secuelas a más de 300,000 (Gupta, 2002), o el accidente de Seveso, Italia, en 1976, cuando una nube tóxica que contenía unos 30 kilos de dioxina fue liberado de una fábrica de productos químicos (Mocarelli, 2001), han contribuido significativamente a este punto de vista. Después de 20 años, el ecosistema en la bahía de Prince William Sound, Alaska, USA; es aún el receptor de hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH's) o compuestos químicos tóxicos por el derrame de 250,000 barriles de petróleo crudo del barco Exxon Valdez ocurrido el 24 de marzo de 1989 (Harwell *et al* 2006). Los impactos sobre el ecosistema y la población por accidentes o por las actividades de la industria del petróleo, gas, química y petroquímica, pueden tener efectos en el largo plazo.

Estas variaciones en la calidad ambiental repercuten en el bienestar de la sociedad, por lo que es conveniente conocer la pérdida ocasionada por dichos impactos. Este costo externo no reconocido (externalidad), ocurre cuando la acción de un individuo resulta en pérdidas de bienestar no compensadas para otro. Esta tiene dos características esenciales: es un efecto unilateral puesto que, quien la padece, no pudo decidir si quería padecerla o no, ni, sobre todo, qué pérdida de bienestar estaba dispuesto a asumir; por otro lado, es una pérdida de bienestar sin compensación (Delacámara, 2008).

Desde el punto de vista histórico, en 1985 fue lanzada en Canadá la iniciativa "Responsible Care" para hacer frente a las preocupaciones del público acerca de la fabricación, distribución y utilización de productos químicos.

En la década de los 90's, las compañías de petróleo y gas se adhirieron al sistema de administración de calidad basado norma ISO 9002 para certificar sus procesos. En Europa se publica en 1995 la norma BS7750 de preservación del medio ambiente y muchas empresas inician la administración de sus impactos ambientales de sus operaciones. Con la emisión en 1996 de la norma ISO-14001 (Sistema de Administración Ambiental), en los 5 continentes se inicia su implantación, buscando la certificación para mejorar la imagen de la empresa ante el público. A finales de los 90's y ya en el 2000; las empresas del sector incursionan en la norma de gestión de seguridad y salud ocupacional OSHA 18001.

Pero es sin duda, la Cumbre de Río de Janeiro en 1992 y en el marco de la Agenda 21, el detonador para que un conjunto de herramientas de gestión ambiental como la eco-eficiencia, la producción más limpia (P+L), las normas aplicables a sistemas de administración ambiental o el análisis de ciclo de vida (ACV), las comenzaron a fomentar cambios en los patrones de consumo y producción (Schmidhendy y BCSD, 1992; UNEP, 1998). Estas metodologías tienen como propósito mejorar las oportunidades de negocio, permitiendo a las empresas ser más responsables ambientalmente al aplicar estrategias de prevención de la contaminación aplicada a procesos, productos y servicios para aumentar la eficiencia de la industria y disminuir riesgos al ser humano, al ambiente y ser más rentables al fomentar la innovación, el crecimiento y la competitividad.

En este contexto, dependiendo del objetivo primario que cumpla la estrategia; bien sea apoyar la gestión empresarial, realizar un diagnóstico ambiental de los procesos o productos, priorizar las áreas de acción ambiental o mejorar los productos y/o procesos, se definirá cual herramienta específica (producción más limpia, eco-eficiencia, análisis de ciclo de vida, eco-balance, matriz MED, pinch, etc.) se deba emplear (Sonnemann *et al*, 2003).

Pero ¿Cómo encarar los actuales retos de producir bienes y servicios sin afectar los sistema biofísicos de una determinada región, y al mismo tiempo, generar riqueza para dotar de los servicios más elementales y de recreación a la población? ¿Cómo afrontar el imperativo y efectos del cambio climático? ¿Pueden las actuales tecnologías limpias resolver los diferentes problemas ambientales? ¿Conocemos realmente las causas de los actuales signos y síntomas del planeta?

No hay una sola solución a todo ello. Lo que si podemos hacer es sistematizar las mejores prácticas de un conjunto de herramientas de gestión ambiental al interior de las organizaciones hacia un determinado sistema-producto (Fig. 1) y ser implantadas y ejecutadas para intentar resolver estos problemas y oportunidades. El objetivo es claro: reducir o minimizar el uso excesivo de recursos y/o reducir o eliminar los impactos ambientales a lo largo del ciclo de vida del sistema-producto para al menos, estabilizar nuestro ritmo actual de demanda de recursos naturales por el desmedido crecimiento y desarrollo de las sociedades humanas, las cual se ha basado en la apropiación del capital natural, siendo fuente de recursos y sumidero de todo tipo de residuos. Pero ¿Cómo armonizar todo esto? ¿Cómo gestionarlo?



Fig. 1 Ciclo de vida de un determinado sistema-producto

Empresas del sector químico y petroquímico como DuPont y BASF usan la Gestión de Ciclo de Vida (GCV) para la mejora de sus procesos, productos o servicios. Aunque muchas compañías han hecho esfuerzos por incluir la sustentabilidad como política corporativa, en la visión, misión e informes anuales, así como del establecimiento de sistema de administración ambiental en las operaciones, se requiere incorporar el uso de herramientas o metodologías en la gerencia media (Fig. 2).

La GCV es la aplicación del pensamiento de ciclo de vida a las prácticas empresariales, con el propósito de gestionar sistemáticamente el ciclo de vida de los productos y servicios de una organización. La GCV promueve patrones de producción y consumo más sostenibles que los que tenemos actualmente. Asimismo, establece un marco flexible e integrado de conceptos, técnicas y procedimientos de gestión, para enfrentar aspectos ambientales, económicos y sociales de productos, procedimientos y organizaciones (SETAC-UNEP-LCI, 2006).

	Dimensión Social	Dimensión Ambiental	Dimensión Económica		
<b>Objetivo</b>	Sustentabilidad				
<b>Concepto</b>	Pensamiento de Ciclo de Vida				
<b>Estrategia</b>	Gestión de Ciclo de Vida				
	Responsabilidad social corporativa	Prevención de la contaminación, Química Verde, Ecología Industrial	Gestión de cambio y suministro		
<b>Sistema</b>	OHSAS 18001	ISO 14001, 14031 & POEMS	ISO 9001, TQM		
<b>Herramientas</b>	Análisis lugar trabajo	P+ L, ACV, Eco-eficiencia, Eco-diseño, Chemical Leasing, DfA, MFCA, HE, HA, HC	EMA, LCC, Ex		
	Materiales	Manufactura	Transporte	Uso	Disposición

**Explicación:** OHSAS = Salud ocupacional y seguridad, POEMS = Sistema de gestión ambiental orientada a productos, TQM = Calidad total, P+L= Producción + Limpia, ACV= Análisis de Ciclo de Vida, EMA= Contabilidad de la gestión ambiental, LCC = Análisis de costos de ciclo de vida; Ex= Externalidades, DfA= Diseño para el ambiente, MFCA= Contabilidad de costos de flujo de materiales, HE= Huella ecológica, HA= Huella de agua, HC= Huella de carbono.

Fig 2. Objetivo, estrategia, sistema y herramientas de la gestión de ciclo de vida

El uso de las herramientas debe de orientarse a responder preguntas que siempre aparecen en el proceso de construcción y administración de una gestión sostenible:

- ¿Dónde están las oportunidades para crear valor mediante la satisfacción de las necesidades de una manera más eficiente?
- ¿Qué factores determinan su éxito?
- ¿Cuáles son los costos y los beneficios para el negocio, la sociedad y el medio ambiente?

En este sentido, los proyectos con enfoque sostenibles necesitan considerar una perspectiva sistémica sobre los procesos de consumo y producción a fin de hallar las formas o mecanismos para maximizar el bienestar en forma rentable y, a la vez, minimizar la presión sobre el medio ambiente.

El desarrollo y la gestión de procesos y/o proyectos sostenibles es un desafío: Con frecuencia se basan en modelos de negocios nuevos con poca experiencia, consideran los impactos sociales, ambientales y económicos en forma simultánea y toman en cuenta a las partes interesadas afectadas por esos impactos, así como su interacción durante el ciclo de vida completo de un producto. Sin embargo, las herramientas estándar para la planificación de negocios no reflejan esos desafíos específicos. Por ello, es importante su incorporación a lo largo del ciclo de vida de un sistema-producto.

10. Sach, I., 1984. The strategic of Ecodevelopment. *Ceres*, vol. 17.No. 4, pp. 17-21.
11. SETAC-UNEP-LCI, 2006. Gestión de Ciclo de Vida. Una Guía de Negocios para la Sostenibilidad. Página del LCI. 16 marzo 2009.
12. Sonnemann, G., Castells, F., Schuhmacher, M., 2003. Integrated life cycle and risk assessment for industrial processes, Lewis Publishers.
13. Schmidheiny, S. & BCSD, 1992. Changing course. MIT, Press.
14. UNFA, 2009. State of World Population 2008. [En línea] URL. <http://www.unfpa.org/swp/> [Consulta: 14 marzo 2009].
15. UNEP & WBCSD, 1998. Cleaner production and eco-efficiency, complementary approaches to sustainable. UNEP & WBCSD. Paris, France-Geneva-Switzerland. 12 p
16. Wackernagel M. & W. Rees, 2005. Nuestra huella ecológica. Reduciendo el impacto humano sobre la tierra. Ed. LOM Ediciones. Santiago, de Chile. 247 p.

## REFERENCIAS

1. Bates, B.C., Z.W. Kundzewicz, S. Wu and J.P. Palutikof, Eds., 2008: Climate Change and Water. Technical. Paper of the Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC Secretariat, Geneva, 210 pp.
2. Crutzen, P. J., and E. F. Stoermer. 2000. The "Anthropocene". *Global Change Newsletter*. 41: 12-13.
3. Delacámara, G., 2008. Guía para decisores Análisis económico de externalidades ambientales. CEPAL. Santiago de Chile. 82 p.
4. Gupta J.P., 2002. The Bophal gas tragedy: could it have happened in a developed country?. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 15 (1), pp. 1-4.
5. Hardin, G., 1998. Extension of the Tragedy of Commons. *Science*, vol. 280.
6. Harwell M. and John H. Gentile, 2006. Ecological Significance of Residual Exposures and Effects from the Exxon Valdez Oil Spill. *Integrated Environmental Assessment and Management*, Volume 2, Number 3. p. 204-246.
7. International Energy Agency, 2007. [En línea] URL [http://www.worldenergyoutlook.org/images/climpo\\_l\\_bangkok2.jpg](http://www.worldenergyoutlook.org/images/climpo_l_bangkok2.jpg) [Consulta: 14 Marzo 2009].
8. Lovelock, J. 2006. La venganza de la tierra. La teoría de Gaia y el futuro de la humanidad. Ed. Planeta. México. D.F. 249 p.
9. Mocalelli P., 2001. Seveso: a teaching story. *Chemosphere*, 43 (4-7), pp.391-402.



## The Petrochemical Industry and the Climate Change

SUJIT SARKAR  
(CANADA)

Sujit K. Sarkar, P.Eng.  
BSG Engineering Business Solutions Group

[www.bsgeengineering.com](http://www.bsgeengineering.com) ;

Sujit K. Sarkar, P.Eng. is the Director of Technology & Research for BSG Engineering. He has 39+ years experience which include the development of three new technologies (Sulfire, BFU and Enhanced BFU), filing patents in Canada and the USA for BFU and Enhanced BFU, strategies for the reduction of greenhouse gases and SO<sub>2</sub> for the upstream oil and gas industry for the Province of Alberta. Sujit coauthored Technical and Cost Evaluation "Option for Reducing Methane and VOC Emissions from Upstream Oil and Gas Operation" for Canadian Association of Petroleum Producers, December 1993. His practical knowledge comes from direct hands on engineering and project management experience for 44 major clients around the globe including the development of specifications, start-up and shutdown logics, feasibility and economic studies, process simulations, design engineering, procurement, commissioning and troubleshooting of process fired heaters, boilers and auxiliary equipment (fans, air preheaters, sootblowers and all instruments and controls), major methanol and hydrogen plant projects, revamps and retro-fittings for new service or environmental compliance for process furnaces and combustion systems (Rotary Kiln for hazardous waste), industrial and power boilers and all auxiliary systems (pulverizers, air preheaters, fuel and ash handling system, SO<sub>2</sub> scrubbing units and sootblowers), hydrogen and ammonia reformers, flare and burnpit systems, Hazard and Operability studies for heaters, boilers and flares. Sujit's, experience in the field of combustion covers the entire range of fuels and fuel handling systems for coal, oil, gas, hazardous waste and all associated instrument controls. He is intimately familiar with all types of Low NO<sub>x</sub> combustion equipment. Projects supported were worldwide in scope and supply, using the latest applicable codes and standards for North America and Europe.

The title of this paper "The Petrochemical Industry and the Climate Change" implies that there is a direct link between the two and the current devastations caused by the climate change somehow can be blamed on the Petrochemical Industry. It is a well known fact that the changes in the climate can be directly related to the so called Greenhouse Gases [4] (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>O etc.), but apportioning most of the blame on human activities alone is definitely the wrong approach. It can only be done if we choose to ignore the results of our findings from analysis of the ice core samples [3] collected from the poles, which indicates that the Earth has gone through several heating and cooling cycles over the last 800,000 years [3], and this may well be one of those cycles. But at the same time it must be acknowledged the Greenhouse Gases do have an influence on the temperature of the Earth, and making any effort to limit our contributions towards it must be useful.

The Greenhouse Gas that has been identified as the major offender is CO<sub>2</sub>, which apart from being an active radiating agent also plays a significant role as exiter for the vast H<sub>2</sub>O (moisture) that occupies over 85% of the Greenhouse Gas volume (including clouds). But if we consider the man made CO<sub>2</sub> in the Greenhouse Gas mix, which is less than 0.00022 % [3] of the total naturally emitted CO<sub>2</sub> from the mantle of the Earth, then mans role in influencing the climate change becomes much clearer [3]. As for CH<sub>4</sub> on a molecule to molecule basis CH<sub>4</sub> is more than 80 times as potent as CO<sub>2</sub>, and since CH<sub>4</sub> emissions are only reported at the first metering station on route to a plant but not at the wellhead, leads to wrong estimates. Similarly, the other components of the Greenhouse Gases (NO<sub>x</sub>), however small, need to be controlled, so as not to make the matter any worse than it is. There are other combustion products (SO<sub>2</sub>) which is not a greenhouse gas but requires considerations as it destroys the very plant life forms that help reduce the CO<sub>2</sub> inventory.

The current trend of blaming humans for all the disasters precipitated by climate change has to stop and technically feasible steps to reduce the man made contributions must be undertaken. The other disturbing trend that is emerging is the political infiltration into this problem, so much so that any political candidate without a clear mandate on climate change issues will suffer at the polls. Everyone is routinely bombarded with images of disasters (floods, melting ice caps) to sway public opinion. Voices of reason are rarely heard and if they do make a stand, they are criticized and shut down. There is also a move to link trade policies to climate mitigation [1] efforts for investments to be made. Investments with a high rate of return are marketed for environmentally green projects. These may be the path to follow for the industrially developed West, but do little to address the real problem of so called "Global Warming", which by its own title is a global problem and not just a problem for the West.

The intent of the Kyoto Protocol [5] Climate Change Conference was to establish a legally binding international agreement for all the participating nations (polluters). The whole idea was to develop emission trading between the nations in the way of Carbon Credits, and the establishment of a central authority to develop business opportunities. It failed in the sense that it is after all a global problem that requires a global solution. Taking the carbon credit route only restricts the activity within the offending (participating) group with intent to directly benefit financially from the process. For a proposal like this to succeed, it must be based on global sharing of information, technology and investments that crosses all borders.

Taking the U.S.A. as an example, since it uses almost 25% of all energy resources globally, the CO2 contribution from the Petrochemical Industry accounts for 41% of the total CO2 emissions [2]. If the Natural Gas Industry is added to the mix, this changes to almost 61%. It is therefore expected that in terms of CO2 sequestration or reduction, the U.S.A. will lead the way in developing new technologies. Globally the expectations will be different, as there is no incentive for others (India, China) to embrace any new technology until they are well proven and financially attractive. Alternate energy sources will not be the basis of expansion for emerging countries like China, India, Brazil, etc. In terms of greenhouse gas emissions the five leading countries are as follows. The ranking by % of global emissions [4].

Table I

1. China	17%
2. U.S.A.	16%
3. European Union	11%
4. Indonesia	6%
5. India	5%

But when average per capita emissions (tonnes of GHG) the rankings are as follows.

Table II

1. U.S.A.	24.1
2. Indonesia	12.9
3. European Union	10.6
4. China	5.8
5. India	2.1

This trend clearly indicates that U.S. efforts to reduce GHG will increase, while countries like India and Indonesia etc. will contribute more and more to GHG emissions with the growth of their middle class and industrial base. It is quite possible that they will choose the well proven and conventional technologies to fuel their growth and not any new unproven technologies.

Assuming that most of the growth in Petrochemical demand will be in the emerging countries (Brazil, China, India), and in general they will follow the safe and reliable designs available to fuel their growth, agreements to encourage them to utilize well proven mitigating technologies must be undertaken.

Some of the basic design approaches are as follows:

1. For larger furnaces (radiant/convection designs and capacities >20 million BTU/hr), targeting fuel efficiencies higher than 85% can be used for all natural draft operations, and fuel efficiencies higher than 90% shall be used for forced draft units (with capacities in the 100 to 200 million BTU/hr range).

2. Air preheat systems for achieving even higher efficiencies (>92%) can be used for furnaces with high fluid inlet temperatures (>600° F).

3. For smaller units that generally have capacities < 10 million BTU/hr and designed as a natural draft unit with fuel efficiencies around 50%, a number of them can be grouped together and the combined hot flue gases cooled through a common convection section.

4. The CO2 from the flue gases can be purified and used for other processes, by incorporating a CO2 recovery plant next to it. There are some companies who will build the CO2 recovery plant at their own expense provided there is a sufficient quantity of CO2 in the flue gas system (> 100 Tons/day) and access to utilities for their plant.

5. As for NOX, there are several options available, starting from the use of Low or Ultra Low NOX burners to keeping the firebox heat density lower (9000 BTU/ft<sup>3</sup> of furnace volume). For larger furnaces with air preheat systems and balanced draft designs incorporating an SCR (Selective Catalytic Reduction) System can be used to reduce NOX well below guidelines set for these designs (0.1 lb/million BTU heat release for gas or 0.12 lb/million BTU heat release for liquid fuels).

6. For fuel with Sulphur the SO<sub>2</sub> can be scrubbed by bubbling the flue gases through CaCO<sub>3</sub> beds for very large combustion units. For smaller systems amine scrubbers may be used.

7. Where possible flaring design should include allowance for containing the purged/vent gas within the piping system, and reused at a later time. Flaring is a must in an emergency, but for routine tests or plant stoppages containing the vent gas within the plant system for use later can be incorporated.

8. Use of better quality seals (double seals) for pumps and compressors to prevent fugitive emissions can be utilized.

9. More accurate self checking type instruments can be used for higher efficiencies and reliability of operating units.

10. Carbon capture and sequestration technologies can be considered to reduce its environmental footprint.

In conclusion it can be said that:

Blaming the whole environmental catastrophe on humans is definitely the wrong approach. At the same time as the lesser Greenhouse Gas emitting countries begin to grow, they should be encouraged to limit their contribution to maintain equilibrium. Man made problems do contribute to the overall temperature shift and every effort to limit the damage must be undertaken.

## References:

[1] Climate Change and Energy  
[www.iisd.org/climate/](http://www.iisd.org/climate/)

[2] ANNEX 2 Methodology and Data for Estimating CO<sub>2</sub> Emissions from Fossil Fuel Combustion – Inventory of US Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990-2008

[3] Climate Change is Natural: 100 reasons why  
[www.dailyexpress.co.uk/posts/view/146138](http://www.dailyexpress.co.uk/posts/view/146138)

[4] Greenhouse Gas – Wikipedia  
[http://en.wikipedia.org/wiki/Greenhouse\\_gas](http://en.wikipedia.org/wiki/Greenhouse_gas)

[5] Ethical Investing “The Green Guide”  
2009/2010

[6] Methane and VOC emissions from upstream Oil and Gas Industry in Alberta (1991) By S. K. Sarkar P.Eng. And David Picard P.Eng. A “CAPP” report for Alberta.

[7] Personal files and experience of Mr. S. K. Sarkar P.Eng. (1970-2010)

## Sujit K. Sarkar

Over 40 years of experience in the “EPC” industry, specializing in combustion heat transfer equipment design, engineering and construction. Holder of several patents in North America and Europe for the processing of heavy oil and safety devices.



## Programa de Administración de Integridad de Ductos (PAID)

ING. VICTOR MILTON MARTINEZ TORIZ  
(MEXICO)

Ing. Victor Milton Martinez Toriz  
ABS GROUP

[vmartinez@eagle.org](mailto:vmartinez@eagle.org)

Conocimiento total en la dirección, administración y desarrollo de proyectos de la industria petrolera que incluyen el diseño, compras, fabricación, construcción y puesta en marcha. Amplia experiencia trabajando y administrando equipos multidisciplinarios de alto nivel. Dominio de la aplicación de normas y especificaciones relacionadas a la calidad, seguridad y protección ambiental de proyectos EPC de las industrias de refinación, centrales termoeléctricas, ductos para el transporte de hidrocarburos, plataformas marinas y plantas industriales de proceso, en proyectos cuyas inversiones han sido superiores a \$1,000 MMUS (Mil millones de Dólares Americanos).

Amplia experiencia en la gestión de proyectos multinacionales bajo licenciamiento, así como el conocimiento de la ley de obras públicas, de los procesos concursales y contratos con el Gobierno Federal.

19 años de experiencia profesional en empresas dedicadas a servicios de consultoría, certificación, asistencia técnica, inspección y capacitación, orientadas principalmente a los sectores petrolero, petroquímico, eléctrico, minería, metalmecánica y de manufactura.

Administrar la **Integridad** de un sistema de **ductos** de transporte de hidrocarburos es una prioridad del responsable de la operación, para proporcionar a sus clientes una entrega segura, continua y confiable de productos sin efectos adversos en los empleados, el público, los clientes o el medio ambiente.

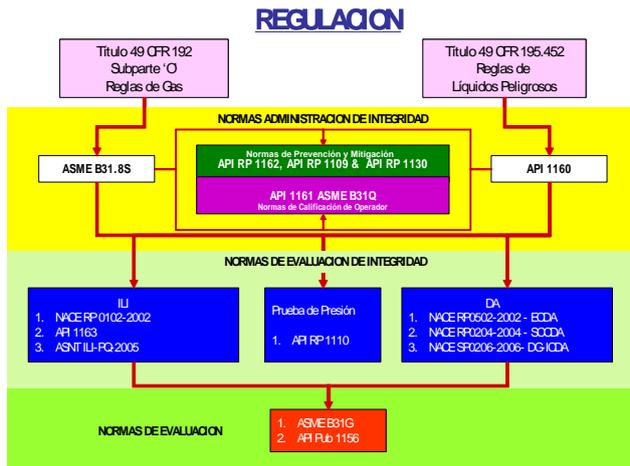
### - Programa PAID.

Un **Programa de Administración de Integridad de Ductos (PAID)**, debe proporcionar los medios para mejorar la seguridad de los sistemas de ductos, especialmente en los segmentos que pasan por zonas de alta consecuencia. Además, provee la información para que se asignen efectivamente los recursos para actividades de prevención, detección y mitigación apropiadas, que resultará en la reducción en el número de incidentes.

### - Normatividad.

La Administración de Integridad de Ductos se basa en el cumplimiento de la normatividad en ductos de transporte de líquidos de gases -ASME 31.8S; API 1160-, las experiencias de la Industria en fallas de ductos, así como el desarrollo de tecnologías para la inspección, detección, prevención y mitigación.

Teniendo la influencia de las más de trece normas publicadas más recientemente por API, NACE y ASME para apoyar la integridad de ductos, la figura siguiente muestra la agrupación de las más significativas



**- Aplicación.**

Para instrumentar un sistema de este tipo es de gran importancia integrar los principios de administración basada en riesgo dentro de sus operaciones, ya que durante la implantación del programa se tendrá la información suficiente para la toma de decisiones que permitirá distribuir correctamente los recursos materiales y financieros. Al mismo tiempo ayudará al propietario a dar cumplimiento a sus estrategias de protección e incremento de valor de las propiedades.

Este sistema requiere que el operador se involucre y establezca una buena comunicación con las partes que puedan resultar afectadas en el caso de un incidente, para incrementar la confianza de las partes que puedan resultar afectadas, ya que se basa en utilizar el conocimiento profundo de las instalaciones y de su comportamiento.

**Etapas del Programa de Administración de Integridad de Ductos**



**- Promotor del cambio.**

Tradicionalmente las actividades de mantenimiento se han basado en la reparación de ductos, en base a una inspección previa, o en el peor de los casos, como respuesta a un incidente y/o accidente.

Un PAID busca promover el cambio cultural de las actividades de mantenimiento de “inspeccionar y reparar” al de “inspeccionar, prevenir, detectar y mitigar”.

El PAID debe considerar los siete procesos esenciales que se mencionan a continuación:

1. Identificar segmentos del ducto en Zonas de Alta Consecuencia (ZAC), (Alta densidad de población, zonas ambientalmente sensibles, etc.).

2. Recolección de datos y análisis profundo para identificar amenazas de falla del ducto.
3. Evaluar el riesgo basado en la probabilidad de falla por cada amenaza identificada y sus consecuencias.
4. Desarrollar una evaluación de riesgos priorizada sobre los segmentos en ZAC’s usando herramientas y métodos capaces de detectar los defectos asociados con las amenazas identificadas.
5. Valoración de los resultados de la evaluación de integridad, identificando y ejecutando las reparaciones prioritarias.
6. Recopilación de información, análisis y desarrollo de la evaluación de riesgos periódica de ductos nuevos.
7. Establecer intervalos de evaluación de integridad.

Establecer y mantener el cumplimiento regulatorio es crítico para proteger el valor del propietario. A nivel internacional muchas de las actividades de inspección y mantenimiento son realizadas por compañías externas, lo que permite que el propietario u operador se pueda enfocar en mejorar y crecer sus operaciones.

**- Beneficios.**

El PAID puede permitir:

- ✓ La reducción en la probabilidad de incidentes que pudieran afectar la seguridad de la sociedad y de los empleados
- ✓ Reducción de derrames/fugas y sus consecuencias
- ✓ Reducción de interrupciones de servicio inaceptables
- ✓ Adquirir un control efectivo de la confianza de la sociedad y de las responsabilidades legales asociadas con potenciales fallas en ductos de transporte
- ✓ Recuperación de la inversión
- ✓ Aplicación óptima de los recursos económicos destinados al mantenimiento.

**- Incrementar/Proteger el Negocio**

Debe entenderse como el riesgo de un desempeño no confiable que afecta sus ingresos. Problemas de integridad de equipos y errores humanos son las principales causas de los problemas que afectan los ingresos, incluyendo paros no programados, ineficiencia de procesos, costos excesivos de mantenimiento y operación, sub-utilización de los activos, accidentes, así como gastos y tiempos excedentes en la ejecución de los proyectos.

La administración de los recursos basado en el riesgo proporciona una información de gran valor que permite que la toma de decisiones se oriente en mayor beneficio de la compañía respetando las mejores condiciones de seguridad de los trabajadores, las instalaciones, la sociedad y el medio ambiente.



## Cost Effective Natural Gas Conditioning Twelve Years Experience of Membrane System Operation

WILLIAM ECHT / JEFF COOK  
(USA)

### William Echt.

*William.echt@uop.com*

*Technology Manager - Gas Purification & Treating Technology Center UOP LLC*

*UOP LLC, a Honeywell Company, Des Plaines, Illinois, USA*

### Jeff Cook

*Sr. VP Operations*

*Quicksilver Resource, Inc. Fort Worth, Texas, USA*

**ABSTRACT:** Quicksilver Resources owns and operates the Hayes 29 Gas Plant near Gaylord Michigan. A paper was published on the decision to install a membrane-based CO<sub>2</sub> removal system at the facility in the April 1995 issue of Hydrocarbon Processing. In the original paper, the justification for choosing a membrane system over an amine/glycol system was discussed and economic data presented. At that time, the membrane system had been in operation for 15 months, allowing comparison of projected cost to actual cost.

This paper reviews the same system's performance over the twelve-year period since commissioning. Actual performance data and cost of operation are presented. Based on operating cost (including product loss and fuel usage), system flexibility, system reliability and system performance, the original economic evaluation is shown to have been conservative. In particular, membrane life has far exceeded expectation and strongly contributed to improved economic performance. Operating costs are shown to be \$500,000 lower per year than estimated for an amine system followed by a glycol dehydrator.

Also presented in the paper is a report on the installation of new, improved membrane elements that have increased hydrocarbon recovery and further reduced operating costs during 2006.

### COMPANY INTRODUCTION

Quicksilver Resources Inc. (Quicksilver) formerly Mercury Exploration Company, was founded in 1965 and is headquartered in Fort Worth, Texas. It is an independent oil and gas company engaged in the development and production of natural gas, natural gas liquids (NGL) and crude oil, which it attains through a combination of developmental drilling and property acquisitions. The Company's efforts are principally focused on unconventional reservoirs, such as hydrocarbons found in fractured shales, coal seams and

tight sands. Quicksilver's operations are concentrated in the Michigan, Western Canada and Fort Worth Basins. As of December 31, 2005, it had estimated proven reserves of 1.1 trillion of cubic feet of natural gas equivalent, of which approximately 92% were natural gas. The Company's asset base is geographically diverse, with approximately 52% of reserves in Michigan, 27% in Canada and 16% in Texas. At year-end 2005, the Company had average daily production of 140.9 million cubic feet of natural gas equivalent per day.

In the Michigan Antrim Shale, Quicksilver drilled or participated in 67 wells in 2005. Of its Antrim wells drilled in 2005, the Company reentered 10 vertical wells and drilled a horizontal leg from each existing well. As of December 31, 2005, Quicksilver's interests in the Antrim Shale had net production of 57.6 million standard cubic feet equivalent per day (MMCFED) and proved reserves of 504 billion cubic feet equivalent (BCFE). Net production for its Michigan non-Antrim properties was 20.9 MMCFED and total proved reserves were 78 BCFE.

The subject of this paper is the Wilderness (Hayes 29) gas processing facility, one of two gas processing facilities owned and operated by Quicksilver in northern Michigan. Located 15 miles SW of Gaylord, Michigan, the plant removes CO<sub>2</sub> and water from gas gathered from both Antrim and non-Antrim properties. Gas arrives at the facility via high-pressure discharge line from satellite compressor stations and via low pressure gathering closer to the plant. Locally gathered gas is compressed to approximately 1000 psig. The combined gas streams are fed to a Separex™ Membrane System for removal of CO<sub>2</sub> to less than two mole percent and removal of water to less than seven pounds per million standard cubic feet. The treated gas goes into the CMS or DTE Energy pipelines for distribution to southern Michigan areas.

## SYSTEM CONFIGURATION

Plant 1 of the Wilderness project was started up in December 1993 by Mercury Exploration Company. Initial gas inlet was less than 15 million standard cubic feet per day (MMSCFD) at 925 psig. The feed gas contained less than the design 11% CO<sub>2</sub>. Product gas with <2% CO<sub>2</sub> was obtained from one 30-tube primary membrane skid and one 6-tube secondary membrane skid.

Two additional 15 MMSCFD membrane trains were added at the same location as Plants 2 and 3 during July and August 1994. These plants saw the installation of the second and third 30-tube primary membrane skids along with one additional 10-tube second stage skid. Each plant has its own pretreatment section. The modular nature of the plant skids allowed phased investment while drilling increased the amount of gas available for treatment. This was one of the advantages of membrane technology over amine treating.

Total processing capacity today is 45 MMSCFD with inlet CO<sub>2</sub> concentration approaching 15 mole%, a 36% increase above the design value. Outlet specification

remains <2% CO<sub>2</sub>. A process flow sketch is shown in Figure 1.

Natural gas is delivered to the first membrane stage pretreatment section which provides key protection for the membrane elements. Accumulation of solids or liquids on the membrane surface can cause a decline in performance by damaging or blocking the membrane surface. Feed gas passes through a high-efficiency coalescing filter for removal of entrained contaminants such as sand, pipe scale, lubricating oil and water or hydrocarbon condensate. Filtered gas is then fed to an activated carbon guard bed to remove trace contaminants – particularly lube oils. Contaminant-free gas is then routed to a particle filter to remove any entrained dust from the guard bed. Filter gas is then fed to a preheater to warm the gas to the desired operating temperature. For the water-saturated feed gas, at least 15 degrees Fahrenheit (°F) of super heat must be provided above the inlet water dew point. The primary membrane preheater is a direct-fired, glycol-water bath heater containing a U-tube downstream of the burner and a process gas heating coil. The preheater has a rated duty of 1.0 million British thermal units per hour (MMBTU/Hr).

After pretreatment, warm gas enters the two-stage membrane system. The first membrane stage consists of six banks (rows) of five membrane tubes. The arrangement of the banks is three tube banks in series with three tube banks. As the feed gas flows through the membrane tubes, the gas is separated into a CO<sub>2</sub>-rich permeate stream at low pressure and a CO<sub>2</sub>-depleted residue stream (or non-permeate stream) at high pressure. The residue gas contains <2% CO<sub>2</sub> and is sent to sales gas metering. Pressure drop from feed to residue is less than 10 pound per square inch (psi). Overall pressure drop, including pretreatment, is 15-20 psi.

The CO<sub>2</sub>-rich permeate gas is compressed and routed to the second stage pretreatment section to remove lubricating oil entrained from the permeate compressors. The secondary pretreatment equipment is identical to the primary pretreatment, but smaller in size. The secondary membrane preheater has a rated duty of 0.25 MMBTU/Hr. Residual gas from the second stage membranes is recycled to the first membrane stage for hydrocarbon recovery. Permeate from the second stage is sent to the vent.

The use of piping headers to distribute the gas between the three membrane skids and between the six available permeate compressors has yielded maximum flexibility in the operation of the plant. Downtime for the entire plant is very rare, given the arrangement of the equipment. It should be noted that even if all the permeate compression were to be off line, the plant could still process gas and meet pipeline specifications for CO<sub>2</sub> and water. In single-stage mode, hydrocarbon recovery is reduced, but on-specification product gas continues without interruption.

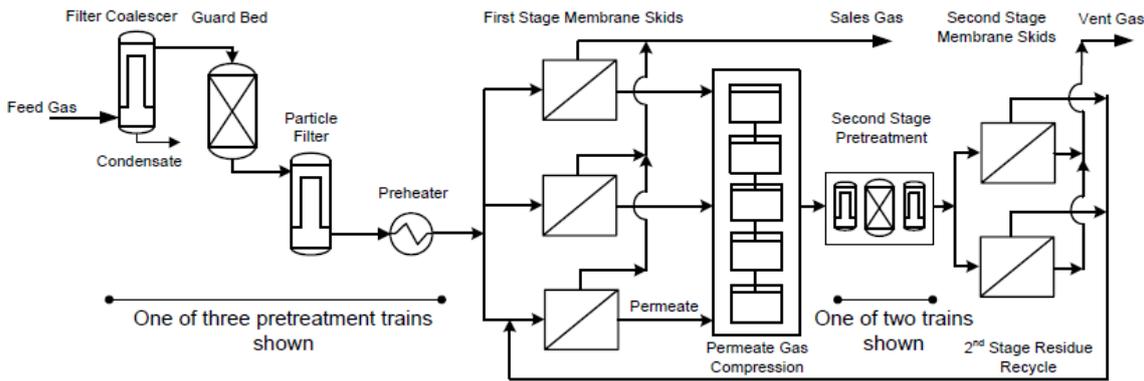


Figure1: System Configuration

**SYSTEM PERFORMANCE**

Information is available on system operating performance, element replacement rates, downtime and overall costs. Operating data was taken from the system logs, which were compiled into a Microsoft Excel spreadsheet from the computer used to monitor plant operation. The computer records begin in January 1995. Most of the data shown here uses monthly average values to demonstrate trends in the operation of the plant.

**System Operation**

The facility is staffed by rotating three full time employees that spend approximately 8 hours a day, seven days a week, monitoring and maintaining the entire

facility, including the local feed gas booster compressors and other production equipment. Operator time at the facility works out to less than 60 hours per week. Operators are on call for compressor outages.

Battery limit flow rates are shown in Figure 2. After completion of Plant 2 in July 1994, the system feed rate rose above 30 MMSCFD and climbed steadily with the addition of Plant 3 in August 1994, peaking at the rated capacity of 45 MMSCFD. The sales gas rate parallels the feed gas rate, rising from 26 MMSCFD and peaking at 39 MMSCFD. There has been no outage for the entire facility during the 12 years of operation from 1994 to now. In fact, two Plants (out of the three trains available) have ever been off-line at the same time over that span of years.

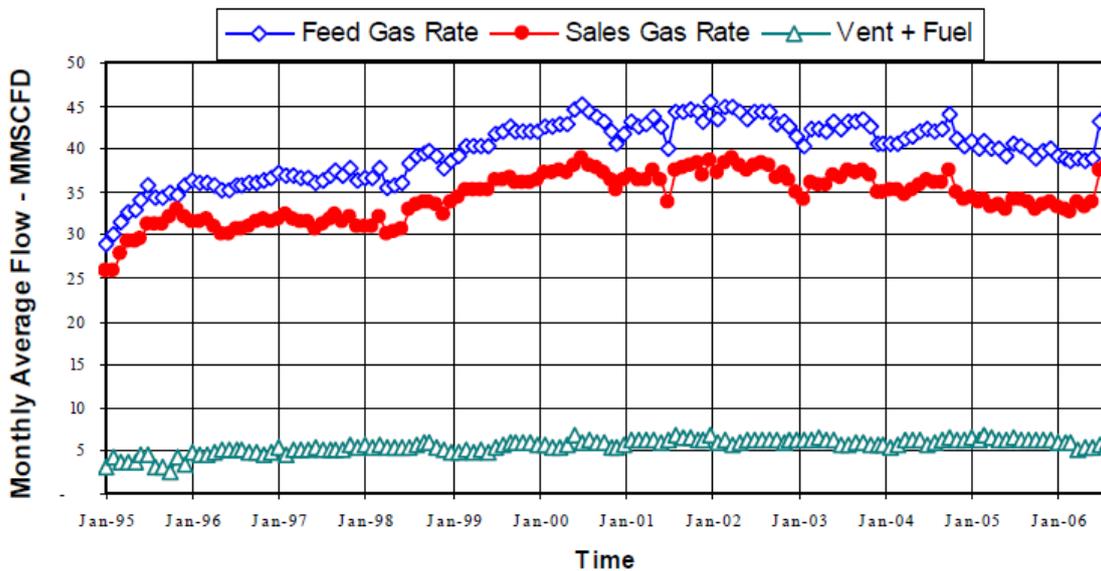


Figure2 Battery Limit Flow Rates

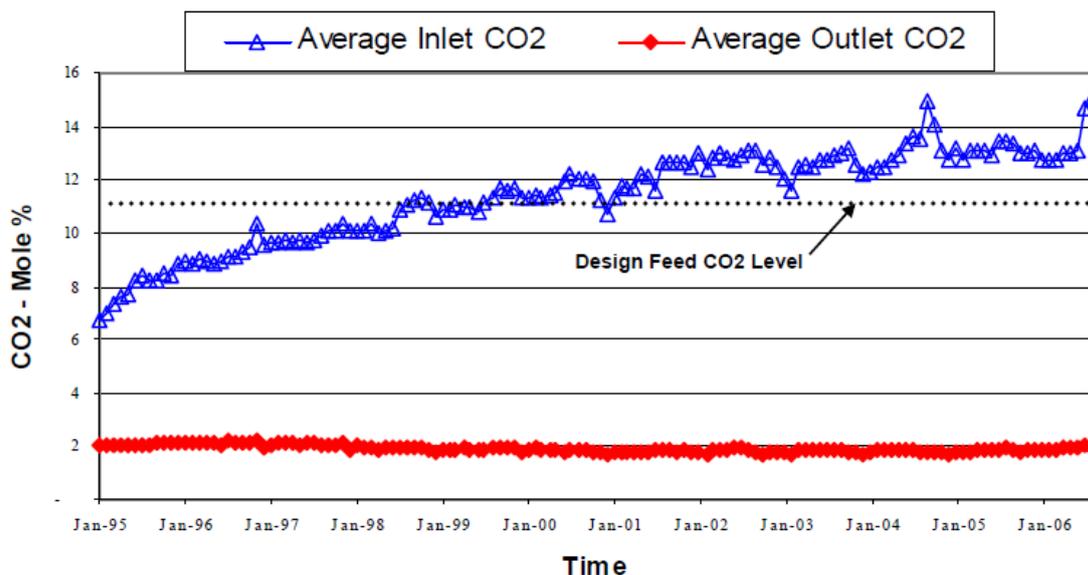


Figure 3 – CO2 Levels

### 1.1 CO2 Performance

The system maintained its capacity despite a steady rise in the inlet CO2 content. Figure 3 shows the average inlet and outlet CO2 content. In the early years, feed gas was below the design level of 11% CO2. CO2 now exceeds that value, but the plant is still able to operate on specification at capacity feed flow rate.

There are two principle ways to accommodate higher CO2 levels in the feed gas to a two-stage membrane plant. The first would be to increase membrane area in both stages. This can be easily done if there is spare capacity to load additional elements in series within the membrane tubes. With more membrane area on line, more CO2 can be removed based on equivalent inlet gas flow rates. This change would, however, increase permeate compression requirements.

The second method to accommodate higher CO2 would be to increase the feed gas temperature to the primary stage. Membranes permeate more CO2 at higher inlet temperatures based on equivalent inlet gas flow rates. Increasing feed temperature would increase permeate compression requirements and increase methane loss to the vent. Membrane selectivity is reduced when operating at higher inlet temperatures.

The Wilderness plant has not had to add membrane area or increase feed gas temperature to handle the additional CO2 in the feed gas. They have achieved higher capacity due to the evolution of the Separex Membranes. Based on improvements to cellulose acetate membrane technology and membrane construction, the capacity of the elements has improved, allowing for lower

temperature operation without increasing membrane area. Lowering the feed gas temperature improves membrane selectivity, allowing exiting permeate compressors to maintain high recovery despite the increase in feed gas CO2 content. A specific example of this is presented in Figure 4.

### 1.2 Hydrocarbon Losses

In early 2006 the plant was operating a little below rated capacity but average CO2 levels were at 13% and showing signs of going up even further. Methane loss to the vent was holding steady in the range of 2-2.5% of the feed gas methane (97.5 – 98% hydrocarbon recovery). Quicksilver decided to change out all the elements in the primary stage of the Plant 1 membrane skids. When the change was made in April of 2006, the feed gas temperature was also lowered to all membrane skids to improve hydrocarbon recovery. The result was a reduction in vent losses to less than 1%. Additionally, fuel use went down with the reduction in preheater duty and easing of permeate compressor loading. Since August of 2006, production has climbed to the rated capacity of 45 MMSCFD. Fuel gas usage and vent losses remain low.

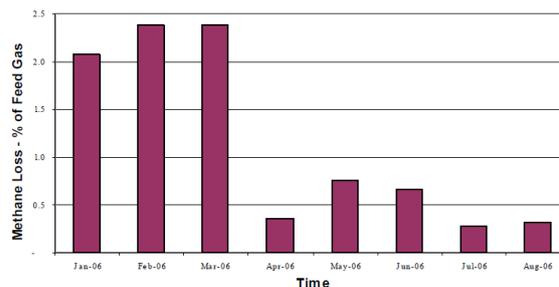


Figure 4 – Methane Losses as a Percent of Feed Gas

### 1.3 Element Replacement Rates

Figure 5 shows the percentage of elements replaced during 12 years of operation. The initial 100% loading of elements are shown for Plants 1, 2 and 3. Other than those initial fills, the plant has never replaced more than 33% of the membrane elements at any one time, 33% representing a full load for any one of the three plants. Overall, the facility has replaced 110% of the initial fill of elements. Element life has far exceeded the original estimate of four years. Longer element life translates into lower annual operating cost. Annual costs for element replacement have been less than one third the expected value used during the economic evaluation to justify the plant.

Long element life is mostly attributed to two factors. First, the gas feeding this plant is very lean, meaning there are very few heavy hydrocarbons that could contaminate the membrane elements. Heavy hydrocarbon components, when condensed, coat the membrane surface and prevent permeation. Secondly, the operators at the Hayes 29 facility are ever vigilant in maintaining the pretreatment equipment. They keep detailed records and look for the slightest signs that the carbon guard beds may be saturated. Spending a little more time and money on quality pretreatment maintenance has paid off in lower than expected membrane replacement cost.

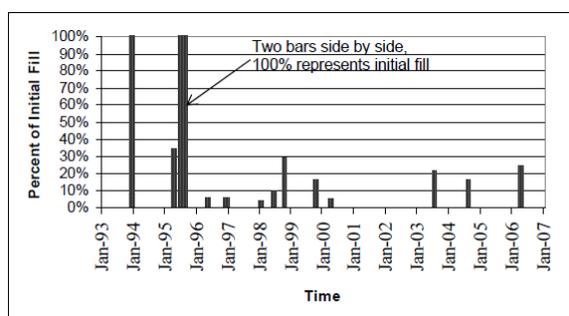


Figure 5 – Element Replacement

### 1.4 Downtime

The membrane system has been extremely robust. Operating logs indicate the main reason for any reduction in feed gas rates has been loss of feed gas compression. As noted above, there has been no outage for the entire facility (or even two of the 3 trains) since startup. That calculates to a downtime of 0.00% for the facility.

Smaller reductions in gas flow were related to pretreatment maintenance and membrane maintenance. Replacement of pretreatment consumables typically requires 3-4 hours and occurs 1-2 times per year for each pretreatment train. Only primary pretreatment maintenance results in a reduction of feed gas to the facility. Based on the numbers above, facility flow reduction of up to one-third (replacing pretreatment consumables in one of the three plants) only occurs for

24 hours in any year. That is a rate of 0.3% of the time at reduced rates due to pretreatment maintenance.

Due to the arrangement of the membrane elements in series, it is not typically required to replace all the elements after a certain amount of time. The first few elements see the most difficult service – higher partial pressures of CO<sub>2</sub> and more permeation than subsequent membrane elements. Replacement of the “lead” banks of elements is more frequent than replacement of the element banks in the “lag” position.

The duration of reduced feed gas flow due to membrane replacement depends upon the number of membrane tubes that are opened. When replacing membranes in an entire plant (30 primary tubes and 6-10 secondary tubes), two crews work for 30 hours to complete the job. This worst case scenario includes cleaning the tubes if any contaminants are found. Most element replacement takes less time because fewer elements are replaced. If all elements are replaced every 6 years, downtime for that plant would be 0.06%

### 1.5 Overall Costs

Quicksilver calculates the cost of operating the Hayes 29 facility based on actual dollars allocated to plant operation divided by the raw gas entering the plant. In the April 1995 article it was estimated that processing costs would be 13 cents per 1000 standard cubic feet of gas (0.131 \$/MCF). Since the initial operation was at lower than actual plant capacity, there was an estimated potential cost of 0.116 \$/MCF due to longer element life.

In actuality, the average cost over the life of the plant has been 0.095 \$/MCF. This represents a substantial savings when compared to the estimated cost of 0.130 \$/MCF for amine treating followed by glycol dehydration. Comparing these two costs for a plant rated at 45 MMSCFD, operating costs for the membrane plant are over \$500,000 less per year. Most of that savings come from prolonged membrane life and lower than expected fuel cost.

### ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to acknowledge the contributions of Mike Richardson, Area Manager for Quicksilver Resources based in Gaylord, Michigan and Hank Traylor, Account Representative for UOP based in Houston, Texas.

# Aspectos Normativos





## Desarrollo del Marco Normativo de la Industria Gasífera en Brasil

JOSÉ CESÁRIO CECCHI Y  
MELISSA CRISTINA PINTO PIRES MATHIAS  
(BRASIL)

**José Cesário Cecchi**

*jcecchi@anp.gov.br*

Economista, graduado por la Universidad Federal de Rio de Janeiro. Posee Doctorado en Planificación Energética por la misma institución. Fue Coordinador General de la Rio Ciencia 92, evento paralelo a ECO 92, reuniendo la comunidad de científicos nacional e internacional. Fue Coordinador Adjunto del Centro de Estudios de Energía - ENERGE, entre 1994 y 1997. Entre 1995 y 1998, fue Secretario Ejecutivo da Comissão Especial de la Matriz Energética del Estado de Rio de Janeiro - CEMEE. Desde 1998, trabaja en la Agência Nacional do Petróleo, inicialmente como Asesor Especial del Director y, actualmente, como Superintendente de Comercialización y Movimiento de Petróleo, sus Derivados y Gas Natural.

### 1. Introducción

A partir de los fines de la década de 1970 una serie de países ha implementado reformas en sus sectores de infraestructura. La motivación para dichas reformas fue la introducción de la gestión de la libre iniciativa en actividades que anteriormente eran, a menudo, gestionadas por empresas de los gobiernos. Se creía que la iniciativa privada podría hacer una gestión más eficiente de dichas empresas, generando beneficios para la economía y para los agentes.

De esta manera, inicialmente en Europa y posteriormente en otras regiones del mundo, varias empresas estatales fueron privatizadas, pasando a las manos de la libre iniciativa. Pero, en el caso de industrias con características de monopolio natural (las industrias de red) era necesario que los gobiernos ejercieran algún tipo de control sobre la actividad monopólica, para evitar abusos y el ejercicio de poder de mercado por parte de los monopolistas.

Dos características principales estuvieron presentes en las reformas de los sectores de infraestructura: i) privatizaciones de las compañías, y ii) creación de organismos reguladores para monitorear las acciones de los agentes, en especial en las actividades de monopolio natural. El objetivo principal de los reguladores es garantizar la prestación de los servicios de manera eficiente, atendiendo los intereses de los consumidores respecto a cualidad, seguridad y precios.

Como en el caso de otros países, Brasil también ha pasado por reformas estructurales en sus sectores de infraestructura, privatizando empresas y creando organismos reguladores. En el caso de la industria de hidrocarburos, no hubo privatización pero sí la exigencia de separación jurídica de las distintas actividades de las cadenas del petróleo y del gas. El marco legal de la reforma, publicado en el año 1997, creó un agente regulador con el objetivo de contratar, regular y fiscalizar las actividades integrantes de las industrias de petróleo y gas natural en Brasil.



## Desarrollo del Marco Normativo de la Industria Gasífera en Brasil

JOSÉ CESÁRIO CECCHI Y  
MELISSA CRISTINA PINTO PIRES MATHIAS  
(BRASIL)

**Melissa Cristina Pinto Pires Mathias**

*mmathias@anp.gov.br*

Economista, graduada por la Universidad Federal de Rio de Janeiro. Posee maestría en Economía Industrial por la misma institución y Doctorado en Planificación Energética por la Coordinación de los Programas de Post-grado en Ingeniería de Universidad Federal de Rio de Janeiro. Ingresó en la Agência Nacional do Petróleo en 2001, donde actuó en el área de regulación económica del transporte de gas natural. En 2006 ingresó en Petrobras, donde actuó en el área de Marketing y Comercialización de Gas y Energía. Regresó a ANP al final del 2008, volviendo a trabajar con regulación económica de ductos. Desde 2008 es profesora en los cursos de graduación, maestría y doctorado en ingeniería de petróleo e ingeniería mecánica de la Pontificia Universidad Católica de Rio de Janeiro (PUC-Rio).

No obstante, es fundamental destacar que así como la industria es dinámica, la regulación también debe serlo. De esa manera, una vez que el marco legal original del gas natural no le confió al regulador brasileño las herramientas para introducir la competencia y garantizar los intereses de los consumidores, una nueva legislación fue publicada en 2009, para tratar específicamente del gas natural.

Este texto presenta la evolución del marco regulatorio en la industria de gas natural en Brasil. Para ello, está dividido en tres secciones además de esta introducción y de la sección conclusiva. La sección siguiente discute las características y los objetivos de las reformas de las industrias de infraestructura, por la cual han pasado una serie de países del mundo. A continuación, la sección 3 presenta el proceso de reforma en la industria del gas natural en Brasil. La sección 4 analiza el rol del regulador de la industria brasileña de gas natural bajo los marcos legales existentes. Finalmente, la sección 5 recupera las principales conclusiones presentadas a lo largo del artículo.

### 2. Modelo básico de reforma de las industrias de infraestructura

Las reformas de las industrias de infraestructura tienen como principal objetivo la introducción de competencia en las actividades potencialmente sujetas a competencia y el establecimiento de la regulación en las actividades de red, que son monopolio natural (Joskow, 1998; Sioshansi y Pfaffenberger, 2006; Vickers y Yarrow, 1991). Para que sea posible lograr un tratamiento diferenciado para cada una de las actividades de la cadena es necesario, por lo tanto, que dichas actividades sean separadas unas de las otras, ya que, históricamente, muchas empresas operaban de manera integrada. Con la separación, cada segmento pasaría a ser gestionado por diferentes agentes (con algunos de los segmentos sujetos a competencia y otros bajo la regulación).

Por eso, una serie de países adoptó el modelo de *unbundling*, o separación o separación de actividades de la cadena (Mathias y Szklo, 2007). De esta manera, se puede notar que el *unbundling* es una imposición de los gobiernos con el objetivo de introducir competencia, y no un resultado de las acciones de los agentes de mercado que, generalmente, buscan la integración (Baldwin y Cave, 1999).

No obstante el modelo de *unbundling* haya sido adoptado en una serie de países, las diferencias entre el nivel de desarrollo de las industrias en cada uno de los países generó diferentes niveles de separación de las actividades de la cadena. Los tres niveles observados en las reformas son: i) separación contable; ii) separación jurídica, y iii) separación propietaria.

El primer nivel determina que aunque una empresa opere en más que un segmento de la cadena, cada actividad debe poseer cuentas separadas (para evitar la práctica de subsidios cruzados). En el caso de la separación jurídica, es necesario que cada actividad de la industria sea ejercida por empresas diferentes, pero no hay exigencias sobre el control accionario de cada una de las empresas. El nivel más restrictivo es el tercero, que establece límites a la participación de un grupo económico en el control societario de empresas que operen en una misma cadena industrial.

La separación de actividades es necesaria para introducir la competencia y también para permitir la introducción del acceso de terceros a las redes de transporte, que es un segmento de monopolio natural. El derecho de acceso de terceros a las redes de transporte supone que los titulares de las instalaciones (los transportistas) deben permitir a otras empresas (los cargadores, agentes que comercializan el gas natural) la utilización de sus infraestructuras para el transporte de gas natural, mediante un pago por el servicio de transporte prestado.

De hecho, cuando la separación de las actividades no permite la creación de un transportista independiente, la introducción de competencia en las actividades aguas arriba o aguas abajo no es efectiva (Mathias y Fidélis, 2009). Eso porque el transportista puede adoptar estrategias de discriminación de acceso, objetivando sus intereses, e inviabilizando la competencia en los demás segmentos de la cadena.

La separación de actividades, por lo tanto, obedece a los objetivos de introducir transparencia en los costes de las distintas actividades de la cadena, pero también de permitir que el acceso a las actividades monopólicas sea garantizado a todos los agentes que participan de los mercados competitivos aguas arriba y aguas abajo.

### 3. La experiencia brasileña de reforma: La industria de Gas Natural

En el caso de Brasil, las reformas institucionales han sido iniciadas con la publicación de dos Enmiendas Constitucionales (EC). La Constitución de Brasil, publicada

en 1988, determinaba que la responsabilidad sobre la actividad de distribución de gas natural pertenecía a los Estados (provincias), y que la misma debería ser ejercida por empresa estatal. La Enmienda Constitucional n. 05/95, de agosto de 1995, estableció que la distribución de gas canalizado, de responsabilidad de los Estados, sería ejercida mediante concesión a empresas estatales o privadas. De esa manera, fue dado el primer paso para el ingreso de agentes privados en el sector brasileño de gas natural.

Tres meses después, en noviembre, fue publicada otra Enmienda a la Constitución (EC n. 09/95), la cual permitió la entrada de agentes privados en las actividades de producción, refinado y transporte de hidrocarburos (pues la legislación vigente determinaba que esas actividades eran monopolio de Petrobras).

En el año 1997 fue publicado el marco principal de la reforma en las industrias de hidrocarburos: la Ley 9.478/97, conocida como *Ley del Petróleo*. Dicha Ley estableció los objetivos para la política energética nacional, los cuales deberían ser definidos por el gobierno y seguidos por los agentes y creó el *Conselho Nacional de Política Energética* (Consejo Nacional de Política Energética – CNPE), con el objetivo de proponer al Presidente de la República las políticas nacionales para el sector de energía.

La Ley del Petróleo también creó la *Agência Nacional do Petróleo*<sup>1</sup>, el regulador de las industrias de petróleo y gas de Brasil. A partir de la creación de ANP ese ente pasó a ser responsable por la reglamentación de la Ley, publicando reglamentos específicos para los temas regulados.

No obstante la introducción gradual de las reformas, se puede decir que la reforma del sector de hidrocarburos en Brasil fue peculiar, pues no hubo privatización o segmentación de la empresa estatal (Petrobras). La Ley del Petróleo exigió que Petrobras creara una empresa jurídicamente distinta para construir sus ductos y operar como transportista (separación jurídica), pero no exigió la separación societaria. De esta manera, Petrobras creó una empresa llamada Transpetro, que construye y opera sus ductos, pero dicha empresa pertenece exclusivamente a Petrobras.

Por lo tanto, el legislador claramente señaló el interés de separación de las actividades de la cadena. De hecho, la Ley determinó el segundo nivel en la separación de los segmentos de la industria: la separación jurídica. Simultáneamente, la legislación determinó la libertad de acceso de terceros a las redes de transporte (en ductos existentes o nuevos ductos). Se nota, por lo tanto, que la idea del legislador era separar la actividad de transporte y garantizar el acceso a las redes, con el fin de introducir la

<sup>1</sup> El nombre y el alcance de las atribuciones del regulador fueron cambiados en 2004, por la Ley no. 10.847/2004. El regulador pasó a llamarse *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP*, y recibió la atribución de regular los biocombustibles.

competencia en las actividades potencialmente competitivas y de regular la actividad de transporte, que es un monopolio, en acuerdo con los objetivos de las reformas de los sectores de infraestructura presentados y discutidos arriba.

La Ley del Petróleo trataba de los hidrocarburos de manera genérica, no habiendo distinción de tratamiento entre las industrias de petróleo y del gas natural. No obstante, las dos industrias poseen una lógica de funcionamiento distinta, principalmente en función de la existencia de actividades de monopolio natural en la industria de gas natural (los segmentos de transporte y distribución). Por esta razón, los agentes de la industria del gas natural han notado las dificultades de aplicar la Ley del Petróleo a algunas situaciones en la industria del hidrocarburo gaseoso. Por eso, diversos agentes le solicitaron al gobierno la publicación de una nueva legislación, específica para la industria del gas.

En el año 2005 el Senado propuso un Proyecto de Ley para tratar del tema. Un año después fue propuesto un Proyecto de Ley por la Cámara de los Diputados. Los dos Proyectos han tramitado en el Congreso y en marzo del 2009 ha sido publicada la Ley 11.909/09, o "Ley del Gas", que ha implementado significativos cambios en la regulación en el segmento de transporte de gas natural, como se presentará adelante.

#### 4. Marcos Legales de la Industria de Gas Natural en Brasil

Como se ha presentado en la sección anterior, los dos marcos legales que establecen las reglas para el funcionamiento y la regulación de la industria del gas natural en Brasil son la Ley 9.478/97 y la Ley 11.909/09. Ambas Leyes establecen un rol central a ANP en la regulación de las actividades económicas de la industria<sup>2</sup>.

##### 4.1 Ley 9.478/97 (Ley del Petróleo)

Bajo la Ley del Petróleo, ANP, a través de la regulación, contratación y fiscalización de las actividades económicas de la industria del petróleo, del gas natural y de los biocombustibles, debe implementar las políticas nacionales relativas a dichas industrias, con énfasis en la garantía del suministro y en la protección de los intereses de los consumidores respecto a precios, calidad y oferta de los productos.

Como dicho anteriormente, la Ley del Petróleo es amplia y trata de hidrocarburos líquidos y gaseosos. En el caso específico de la industria del gas natural, la Ley 9.478/97 trata del procesamiento y del transporte del gas natural, facultando a cualquier interesado el acceso a los ductos de transporte y a los terminales. Además de eso, la Ley determina que ANP es responsable por autorizar la construcción y la operación de las instalaciones de transporte. Así, a lo largo de su

existencia, ANP exigió criterios mínimos para que los agentes pudieran ingresar en la actividad de transporte ductoviario de gas natural, construyendo u operando ductos.

Específicamente respecto a la regulación económica de la industria gasífera, la Ley del Petróleo estableció: i) el acceso negociado a las redes de transporte; ii) la regulación indirecta de las tarifas; y iii) la separación del segmento de transporte.

Sobre el acceso de terceros a las redes, la Ley del Petróleo determinó la posibilidad de uso de cualquier interesado a las instalaciones de transporte (de petróleo o gas natural), conforme el artículo 58, abajo.

*"Art. 58. Cualquier interesado puede solicitar el uso de los ductos de transporte y de los terminales marítimos existentes o futuros, a través de remuneración adecuada al propietario de las instalaciones.*

*§ 1º ANP fijará el valor y la forma de pago de la remuneración adecuada, caso no haya acuerdo entre las partes, cabiéndole verificar si el valor acordado es compatible con los valores del mercado."*

No obstante la Ley 9.478/97 haya determinado el acceso de terceros a las redes de transporte, el acceso no era regulado, pero negociado directamente entre las partes. Luego, para acceder a un gasoducto uno había que negociar las condiciones del servicio de transporte (incluso las tarifas de prestación del servicio) con el transportista. En este caso, la participación del regulador en el proceso de acceso estaba limitada al caso de que los agentes no logran éxito en las negociaciones.

Respecto a las tarifas de transporte de gas natural, la Ley del Petróleo no permitía la determinación de las mismas por el regulador. Bajo la legislación, la actuación de ANP estaba limitada al establecimiento de los criterios para el cálculo de las tarifas (conforme determinado por el ítem VI del artículo 8º de la Ley del Petróleo, transcrito abajo), que eran directamente negociadas entre transportistas y cargadores.

*"VI – establecer los criterios para el cálculo de las tarifas de transporte por medio de ductos y arbitrar sus valores, en los casos y formas previstos en esta Ley;"*

Finalmente, sobre la separación de las actividades de la cadena, como ha sido presentado anteriormente, la Ley del Petróleo exigió que Petrobras creara una empresa para construir y operar sus ductos.

*"Art. 65. PETROBRAS deberá constituir una subsidiaria con atribuciones específicas de operar y construir sus ductos, terminales marítimos y embarcaciones para transporte de petróleo, sus derivados y gas natural, quedando facultado a esa subsidiaria la asociación, mayoritaria o minoritaria, con otras empresas."*

<sup>2</sup> La Ley 9.478/97 no fue revocada con la publicación de la Ley 11.909/09. La nueva legislación ha añadido atribuciones a ANP en el tema de la regulación de la industria de gas natural.

La Ley 9.478/97, por lo tanto, determinó la separación jurídica de las actividades de la cadena, pero solamente para Petrobras, una vez que ella fue la única empresa explicitada en el texto legal. Para las demás empresas no había limitación o exigencia de separación de la actividad de transporte en la Ley. No obstante, la idea clara del legislador era la separación del transporte de las demás actividades de la cadena, motivo por el cual las normas de ANP siempre expresaron ese principio.

Además de los temas específicos tratados anteriormente, es importante destacar que no había un agente responsable para la planificación de las redes de transporte de gas natural. De hecho, la ampliación de los ductos existentes o la construcción de nuevos gasoductos dependían exclusivamente del interés de los agentes privados. Bajo la legislación anterior y sus reglamentos, para que un agente obtuviera autorización para construir un gasoducto, debería solicitar la autorización a ANP, presentando el proyecto del ducto y cumpliendo los requisitos establecidos en la norma (Orden ANP 170/98).

De lo expuesto se desprende que ANP era el regulador de la industria de gas natural, pero no poseía las herramientas necesarias para establecer una regulación en bases no discriminatorias, con equidad de condición entre los agentes y garantizando el acceso de terceros a las redes. La ampliación de la capacidad de transporte dependía de los intereses de los agentes del mercado, y la ausencia de limitaciones a las participaciones cruzadas de los agentes en los distintos segmentos de la cadena, permitió a Petrobras detener participación en casi todos los transportistas del país.

La Ley del Petróleo, por lo tanto, no contemplaba las especificidades de la industria de gas natural, en especial el carácter diferenciado de las redes de transporte, que son monopolios naturales. De hecho, el gas natural no recibía un tratamiento de fuente primaria de energía. Desde el punto de vista de la regulación del gas natural, la Ley 9.478/97 era incompleta, ya que no le daba a ANP los instrumentos para permitir el cumplimiento de los objetivos de la reforma y los principios de regulación.

#### 4.2 Ley 11.909/09 (Ley del Gas)

En marzo del 2009 fue publicada la Ley del Gas, que trata de las actividades relativas al transporte, procesamiento, almacenaje, licuefacción, regasificación y comercialización de gas, con énfasis en la actividad de transporte. La Ley 11.909/09 determinó una serie de cambios en el funcionamiento del sector, con implicaciones directas sobre el proceso regulatorio de la industria brasileña de gas natural.

La primera gran alteración con relación a la Ley del Petróleo se refiere al proceso de planificación de las redes de transporte de gas natural. Bajo la Ley del Gas la planificación de las redes pasó a ser responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía (MME) de Brasil. De esta

manera, en la nueva legislación, cabe al MME proponer los ductos que deben ser ampliados o construidos.<sup>3</sup>

Después de la propuesta de MME, cabe al regulador (ANP) verificar el correcto dimensionamiento del ducto y definir la asignación de capacidad entre los cargadores interesados en la contratación de servicio de transporte firme en el ducto, lo que se hará a través del mecanismo Llamada Pública para asignación de capacidad. Ese procedimiento (Llamada Pública) fue establecido en la Ley como la única manera de asignar capacidad firme de transporte.

Aunque no existan etapas fijadas para el proceso de Llamada Pública (el procedimiento va a ser definido en reglamento de ANP), ésta deberá tener algunas de las etapas del Concurso Público para Asignación de Capacidad (CPAC)<sup>4</sup>, como la publicidad del proceso, el envío de las Manifestaciones de Interés por parte de los cargadores, la solicitud definitiva de capacidad por parte de los cargadores (análogo a las Propuestas Irrevocables) y la asignación de capacidad en bases no discriminatorias. Otras etapas del proceso fueron explicitadas en la Ley del Gas, como la definición de la tarifa máxima por parte de ANP y la firma de los Términos de Compromiso de compra de la capacidad solicitada durante el proceso de Llamada Pública.<sup>5</sup> El mecanismo de Llamada Pública cumple con los objetivos de evitar que las inversiones sean realizadas con un dimensionamiento bajo su capacidad óptima, garantizar el acceso a los cargadores a la infraestructura y permitir que los cargadores iniciales tengan un período de uso exclusivo de la capacidad contratada (Mathias y Fidelis, 2009).

Con la capacidad del ducto definida y asignada entre los cargadores, la Ley del Gas exige un proceso de licitación (subasta pública) para elegir el transportista. La subasta será realizada por ANP y el vencedor deberá firmar un contrato de concesión con ANP. Esa es otra importante diferencia con relación al marco anterior, una vez que en el régimen anterior los transportistas recibían una autorización para construir y operar los ductos y ahora van a tener que firmar un contrato de concesión, teniendo, por lo tanto, derechos y obligaciones.

De esta manera, ahora hay un instrumento, dentro de la Ley, de garantía del acceso a las redes de manera no discriminatoria, ya que el transportista es definido después de los cargadores (en el caso de nuevos gasoductos). Para la expansión de ductos existentes, o en el caso del fin de un contrato de transporte, también será

<sup>3</sup> La proposición del MME considerará estudios propios (o realizados por la Empresa de Pesquisa Energética – EPE – una empresa del Estado con el objetivo de realizar investigaciones sobre los sectores energéticos de Brasil) o sugerencias del mercado. De esta manera, el legislador le da al Ministerio la responsabilidad de la planificación pero no excluye la participación del mercado en ese proceso.

<sup>4</sup> CPAC es el procedimiento definido en reglamento de la ANP (Orden 027/05) para asignación de capacidad de transporte en el caso de ampliación o construcción de ductos.

<sup>5</sup> Para detalles sobre las posibles etapas del proceso de Llamada Pública, ver Mathias y Cecchi (2010).

utilizada la Llamada Pública, garantizando a cualquier agente el ingreso en la capacidad de los ductos existentes.

## 5. Conclusiones

Así como otros países, Brasil ha implementado reformas en sus industrias de infraestructura de manera general, y de hidrocarburos, de manera particular. En Brasil dos Leyes tratan del funcionamiento de la industria gasífera: la Ley del Petróleo, publicada en el año 1997 y la Ley del Gas, publicada en el año 2009.

La primera estableció la apertura del sector de hidrocarburos en el país, creando las bases institucionales para la planificación y regulación de las industrias de petróleo y gas natural. Fueron creadas instituciones como el Consejo Nacional de Política Energética y la Agencia Nacional del Petróleo, esta última con el objetivo de regular las actividades de las cadenas del petróleo y del gas.

Respecto a la regulación de gas natural, aunque la Ley del Petróleo haya establecido los principios de no discriminación entre los agentes, no le dio a ANP las herramientas e instrumentos que permitieran implementar la competencia en la industria, garantizando equidad de condiciones a todos los agentes. Las reglas y los mecanismos de control instituidos en este marco legal se revelaron insuficientes para constituir una regulación efectiva en la industria de gas natural.

Algunas de las debilidades de la Ley del Petróleo tenían relación con la asimetría de información entre el regulador y los agentes regulados. De hecho, la Ley no le daba al regulador el derecho de verificar los registros de contabilidad de las empresas reguladas. Además, la Ley del Petróleo no estableció límites a la participación cruzada de los agentes a lo largo de la cadena, de manera que un mismo agente podía poseer participación integral en todos los segmentos de la industria, aún con empresas jurídicamente distintas.

Bajo la Ley del Petróleo, ANP no poseía la potestad de participar en el proceso de acceso de terceros a las redes, que estaba restringido a las negociaciones de los agentes. La participación del regulador se limitaba a los casos en que los agentes no lograran éxito en las negociaciones. También las tarifas eran negociadas directamente por los agentes de mercado durante el proceso de negociación de acceso a las redes. Por lo tanto, ANP poseía un rol muy limitado respecto al acceso, se restringiendo a los casos de solución de controversias.

El escenario ha cambiado con la publicación de la Ley del Gas, en marzo del 2009, ya que ese marco legal contribuyó al perfeccionamiento de los instrumentos regulatorios de la actividad de transporte de gas natural, añadiendo más solidez y transparencia en la normativa regulatoria de la industria.

Los principales avances del nuevo marco legal tienen relación con la disminución de la asimetría de la

información, el aumento de instrumentos regulatorios a disposición de ANP para actuar en el mercado y el crecimiento de la transparencia derivada de los dos primeros.

Sobre la reducción de las informaciones asimétricas, la Ley 11.909/09 permite que los órganos fiscalizadores tengan acceso, en cualquier época, a las obras, los equipos, las instalaciones y los registros de contabilidad de los agentes regulados. La Ley del Gas también determinó la obligación de separación de contabilidad entre las actividades de transporte y almacenaje de gas natural en el caso de que sean ejecutadas por el mismo agente concesionario.

Respecto al acceso, los nuevos mecanismos regulatorios, es decir, la Llamada Pública para asignación de capacidad de transporte firme y la subasta para elegir el transportista, contribuyen a aumentar la transparencia del mercado y la garantía del tratamiento no discriminatorio entre los agentes. Además de eso, la Ley del Gas determina que ANP publique las capacidades de movimiento existentes y no utilizadas en la infraestructura de transporte, así como las modalidades en que pueden ser contratadas.

Sin embargo, todavía hay un largo camino que recorrer por el regulador para establecer las reglas de funcionamiento del mercado. La Ley 11.909/09, que contiene las normas generales para la industria, será reglamentada por Decreto Presidencial. Después de publicado el Decreto, cabrá a ANP editar los reglamentos que tratarán dos temas específicos de la industria, como las reglas para las Llamadas Públicas, las reglas para la subasta de transporte y el mecanismo para el cálculo de las tarifas.

## 6. Referencias Bibliográficas

- Baldwin, R.; Cave, M. (1999). *Understanding Regulation: Theory, Strategy and Practice*. Oxford University Press.
- Brasil (2009). *Lei 11.909/09*. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências.
- \_\_\_\_\_. (1997). *Lei 9.478/97*. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.
- Joskow, P. (1998). Electricity Sectors in Transition. *The Energy Journal* 19. pp. 25-52.
- Mathias, M. C. P. P.; Cecchi, J. C. (2010). *Marco Regulatorio de la Industria del Gas Natural en Brasil: Evolución Reciente y Nueva Legislación*. In: Perspectivas de la Regulación Energética en Iberoamérica. 1ª ed. Madrid: Thomson Reuters, 2010, v. 1, p. 45-58.

- \_\_\_\_\_ (2009). *Regulación y Open Access en el Mercado de Gas Natural en Brasil*. I Congreso Internacional Desarrollo de la Industria del Gas Natural en Perú.
- Mathias, M. C. P. P.; Fidelis, M. A. B. (2009). *Diez años de experiencia regulatoria en el transporte de gas natural en Brasil: los desafíos de la ANP*. IV Congreso Iberoamericano de Regulación Económica.
- Sioshansi, F.; W. Pfaffenberger. (2006) (Eds.) *Electricity Market Reform: An International Perspective, Global Energy Policy and Economics Series*, Elsevier.
- Vickers, J.; Yarrow, G. (1991). *Reform of the British Electricity Industry*. *European Economic Review* 35. pp. 485-495. North-Holland.