

## **Gas natural**

Toda sustancia que se halle en fase gaseosa en la naturaleza y que intervenga en los equilibrios químicos que tiene lugar bajo la corteza terrestre o en su superficie se considera gas natural. En el gas natural que se origina bajo la corteza terrestre por efectos metamórficos, de presión y temperatura, predomina el metano como elemento constitutivo y que se contrapone a los gases artificiales empleados como combustibles. Se encuentra en las capas superiores de las bolsas subterráneas de petróleo (como consecuencia de su baja densidad) y en los intersticios y fisuras de las rocas. Su capacidad para combinarse con otros compuestos hidrocarbonados arroja como resultado el hecho de que buena parte del volumen de producción del gas natural se licue en gasolina o sea tratado para formar gas licuado de petróleo (GLP)

Este contiene elementos orgánicos importantes como materias primas para la industria petrolera y química. Antes de emplear el gas natural como combustible se extraen los hidrocarburos más pesados, como el butano y el propano. El gas que queda, el llamado gas seco, se distribuye a usuarios domésticos e industriales como combustible. Este gas, libre de butano y propano, también se encuentra en la naturaleza. Está compuesto por los hidrocarburos más ligeros, metano y etano, y también se emplea para fabricar plásticos, fármacos y tintes. No produce mugre ni hollín, por lo tanto los equipos de manejo no necesitan mantenimiento especial. Puede manejarse a presiones deseadas por ser volumetricamente susceptible a la compresión o expansión dependiendo de la temperatura. El gas natural se encuentran en cantidades comerciales en cuencas sedimentarias situadas en más de 50 países de todos los continentes. Los mayores yacimientos se encuentran en Oriente Próximo, donde se hallan más de la mitad de las reservas conocidas de crudo y casi una tercera parte de las reservas conocidas de gas natural.

## **Técnicas de Obtención del gas**

### **Perforación**

Los geólogos y otros científicos han desarrollado varias técnicas que indican la posibilidad de que exista gas en las profundidades. Sin embargo, el único método para confirmar la existencia de petróleo o gas es perforar un pozo que llegue hasta el yacimiento. En muchos casos, las compañías petroleras gastan millones de dólares en perforar pozos en zonas prometedoras y se encuentran con que los pozos están secos. Durante mucho tiempo, la inmensa mayoría de los pozos se perforaban en tierra firme. Después de la II Guerra Mundial se empezaron a realizar perforaciones en aguas poco profundas desde plataformas sostenidas por pilotes apoyados en el fondo del mar. Posteriormente se desarrollaron plataformas flotantes capaces de perforar en aguas de 1.000 metros o más de profundidad. Es probable que la mayoría de los descubrimientos importantes de gas del futuro se produzcan en el mar.

### **Producción**

A medida que se extrae gas de un yacimiento, la presión existente en el depósito, que impulsa el material a la superficie, va disminuyendo gradualmente. Al final, la presión acaba haciéndose tan baja que el gas que queda no avanza por la roca porosa hasta el pozo. Cuando se llega a ese punto ya se ha extraído casi todo el gas de un yacimiento. Las nuevas técnicas que permiten perforar en horizontal y no sólo en vertical han reducido drásticamente el coste de encontrar reservas de petróleo y gas.

### **Transporte**

El gas natural se suele transportar por gasoductos hasta los consumidores, que lo utilizan como combustible o, en ocasiones, para fabricar productos petroquímicos. Puede licuarse a temperaturas muy bajas y transportarse en buques especiales; este método es mucho más costoso que transportar petróleo en un petrolero. El gas

natural compiten en numerosos mercados, especialmente el de la calefacción de viviendas, oficinas, fábricas y procesos industriales.

## Utilidades

Las utilidades del gas son enormes y ademas es mucho más limpio que el petróleo. Como es gaseoso a temperatura ambiente, no contamina los ríos y los océanos. Además, como suele contener poco azufre, se quema de forma limpia. Las mas comunes son:

- Inyección en los yacimientos para el máximo aprovechamiento del petroleo.
- Energia para las casas, industrias y servicios publicos.
- Materia prima para la obtención de nuevos productos a traves de procesos petroquímicos.
- Proceso de desulfuracion del petroleo.
- Poder de calefacción y combustión altamente satisfactorios.
- Fabricación de aceros de distinta consistencia
- Fabricación de hornos de fundición.

## Derivados del Gas Natural

| Derivados del Gas Natural |                     |                  |
|---------------------------|---------------------|------------------|
| Productos                 | Derivados           | Subderivados     |
| Acetileno                 | Benceno             | Fibras acrilicas |
|                           | Acido Acetico       | Elastomeros      |
|                           | Acrilonitrilo       |                  |
| Formaldehido              | Desinfectante       | Combustibles     |
|                           | Plasticos           |                  |
|                           | Metanol             |                  |
|                           | Hidrogenos          |                  |
| Proteina Sintetica        | Neumaticos          | Acido Sulfurico  |
| Negro de Humo             | Anhidrido Sulfuroso | Conservantes     |
| Azufre                    |                     | Colorantes       |
|                           |                     | Fertilizantes    |
| Etileno                   | Polimeros           |                  |
| Amoniaco                  | Fertilizantes       |                  |
|                           | Explosivos          |                  |
|                           | Acido Nitrico       |                  |

## Reservas Venezolanas

Las reservas actuales de gas libre de Venezuela se contabilizan en apenas 32 billones de pies cúbicos (de un volumen total de reservas probadas de 140 billones de pies cúbicos). Tomando en consideración un crecimiento sostenido del país y de la propia industria petrolera, un desarrollo acelerado en la industria petroquímica y la construcción de plantas de mejoramiento de los crudos pesados que consumen bastante hidrógeno generado con gas natural, el consumo para el año 2010 apenas si llegará a algo más de 2 billones de pies cúbicos por año. Considerando el consumo puntual de Venezuela proyectado para ese año, contra las actuales reservas probadas (que en su gran mayoría son de gas asociado al petróleo que se extrae del subsuelo), tenemos gas para 58 años, aproximadamente seis décadas, y para más de 110 años si tomamos en consideración las reservas totales, que duplican prácticamente las actuales probadas.

## **Mercados**

### **Proyecto Cristóbal Colón**

#### **Concepcion General del Proyecto**

Todos los estudios técnicos y económicos que se han hecho alrededor de la idea de determinar la capacidad exportadora de gas natural licuado que puede tener nuestro país, por ejemplo, a partir del año 2002, indican que, efectivamente, y pese a que se plantea una competencia importante a nivel internacional, Venezuela tiene ahora, y tendrá en el mediano y largo plazo, una capacidad mínima garantizada de exportación de gas natural licuado de 6 millones de toneladas anuales

El proyecto Cristóbal Colón está concebido como un proyecto integrado, incluyendo la explotación y producción del gas natural, su procesamiento en un complejo de licuefacción, el transporte marítimo en barcos especializados y su entrada a los mercados a través de terminales de recepción y regasificación. Su comercialización estará orientada a los segmentos de mercado y áreas geográficas más atractivas de Estados Unidos y Europa, bajo la modalidad de contratos a largo plazo que incluirán cláusulas "tome y pague".

El proyecto se desarrollará bajo el esquema de asociación con empresas extranjeras, con la participación de Shell (30%), Exxon (29%) y Mitsubishi (8%). Lagoven se ha reservado 33% de las acciones en la empresas mixta que desarrollará el Proyecto (Sucre Gas)

La producción de gas del proyecto provendrá de los campos costa afuera del norte del Estado Sucre, estimándose un volumen diario de 860 millones de pies cúbicos, los cuales alimentarán un complejo de licuefacción a ser construido al sur de la península de Paria.

Esto permitirá exportar unos 6 millones de toneladas anuales de gas licuado, lo cual requerirá de 5 a 6 barcos metaneros de 127.000 metros cúbicos de capacidad cada uno. Por su parte las inversiones iniciales requeridas por el proyecto se estiman en unos 4.900 millones de dólares, de los cuales 1.400 millones corresponderán al desarrollo de la producción costa afuera y las instalaciones de transmisión necesarias para transportar el gas al complejo de licuefacción; 2.100 millones de dólares corresponden a las citadas instalaciones de licuefacción, incluyendo las instalaciones de almacenamiento y embarques; y entre 1.200 y 1.400 millones de dólares para costear la construcción de los cinco o seis barcos, según sea requerido, de acuerdo al destino geográfico de las exportaciones.

Se estima que cerca de 70% de estas inversiones iniciales se financiarán de créditos de exportación de los países que aportarán equipos y materiales los entes multilaterales, como el Banco Mundial, y la banca comercial, tanto nacional como internacional.

El proyecto Cristóbal Colón emerge de la idea de aprovechar el gas libre descubierto por Lagoven en la plataforma submarina situada al norte de la península de Paria durante 1979 y 1980. En esa exploración de Lagoven en busca de petróleo liviano, se topó con ricos yacimientos de gas libre en las áreas de Patao, Mejillones, Dragón y Río Caribe, este último el más cercano a la costa norte de la península de Paria, Estado Sucre, al noreste de Venezuela.

La estructura del proyecto consta, en primer lugar, de una serie de 4 o cinco plataformas de perforación y extracción del gas en los lugares donde están los mencionados yacimientos, los cuales distan unos 45 kilómetros de la costa y están en aguas cuya profundidad es de unos 100 metros. Se trata de yacimientos con una enorme fuerza de expulsión, advertida en las pruebas de producción hecha originalmente por Lagoven.

Además, se tenderán las tuberías que transporten al gas extraído, hasta conectarlo al gasoducto principal que, atravesando el extremo este de la península de Paria, llegue a la localidad de Güiria, donde estarán instaladas las unidades de licuefacción del gas, a razón de unas 500 mil toneladas mensuales, que serán despachadas hacia mercados del exterior, desde un puerto de aguas profundas, a construirse en la citada localización de Güiria. Asimismo, se requerirán alrededor de cinco buques cisterna, tanqueros especialmente contruidos para el transporte de gas licuado a temperaturas bajo cero para garantizar su cualidad de gas líquido, el cual será nuevamente gasificado una vez entregado en los puertos de destino. Allí, cada metro cúbico de gas licuado se convertirá automáticamente en 600 metros cúbicos de gas natural.

## **Antecedentes y Evolución**

En 1971 el Presidente de la república puso el ejecutivo a la ley que reservó al Estado venezolano la industria del gas natural. Este hecho, de trascendental importancia pone bajo control del país un recurso vital para el desarrollo integral.

El 12 de octubre de 1978 partió el buque Wodeco IX con el objetivo de realizar un programa exploratorio en la plataforma continental del país. Se perforaron 29 pozos en las tres áreas de estudio: Plataforma Deltana, Golfo de Paria y Norte de Paria. En esta última zona se hallaron cinco campos de gas libre (no asociado a petróleo) denominados: Patao, Dragón, Mejillones, Río Caribe y Los Testigos.

En 1981, Elf Aquitaine realizó estudios de factibilidad para la explotación del gas libre de la zona. En 1985, Lagoven, conjuntamente con las empresas Total y Transco, realizan otro estudio, pero dirigido a la licuefacción de las reservas gasíferas de esa zona. El fenómeno de 'burbuja de gas' tumba los precios de ese hidrocarburo y se engavetan los planes.

En el año 1988 se reinician los estudios entre Lagoven y Shell. El proyecto luce positivo y se bautiza posteriormente como Cristóbal Colón, pues se estimaba que la primera exportación de gas licuado saldría en el año 1998, cuando se cumplían 500 años de la llegada del navegante a tierras venezolanas.

El 28 de febrero de 1991, Lagoven, Shell, Exxon y Mitsubishi Corporation, suscribieron el acuerdo preliminar de desarrollo a fin de evaluar la factibilidad del proyecto. El 14 de junio del mismo año el Ministerio de Energía y Minas solicitó al Congreso de la República la debida autorización para que Lagoven ejecute el proyecto Cristóbal Colón en asociación, conforme a las previsiones del artículo 50 de la Ley de Nacionalización.

se estableció, como requisito indispensable, la debida autorización del Congreso, la cual fue impartida con fecha 10 de agosto de 1993. En la autorización otorgada por el Congreso se estableció que la participación accionaria de Lagoven fuese inferior al 50%. Y de esa forma, la distribución del capital para el proyecto quedó así: Lagoven 33%; Shell 30%; Exxon 29% y Mitsubishi 8%, respectivamente. El Congreso Nacional otorgó una autorización para la celebración del Convenio de Asociación del Proyecto, el cual fue suscrito el 25 de enero de 1994, dando lugar a la formación de la empresa mixta "Sucre-Gas, S.A", el día 17 de abril de 1994.

## **¿Qué paso con el proyecto Cristóbal Colon?**

En 1996 se plantea oficialmente, por primera vez en los tres años del proyecto, la idea de posponer el proyecto esperando por mejores condiciones en el mercado internacional. Hasta la fecha, los cuatro socios habían realizado inversiones por 255 millones de dólares, de los cuales 50 millones fueron aportados por las trasnacionales Exxon, Shell, Mitsubishi.

En los últimos diez años el gas ha más que duplicado su volumen de entrega al mercado

#### Grafico 1

Sin embargo, y a pesar de que son varios los grandes proyectos de producción y licuefacción de gas natural para su exportación que se están construyendo, los precios que se están pagando por el gas al menudeo en las sociedades industrializadas, que son las que tienen mayor consumo y mayor poder de compra, no justifican plena y satisfactoriamente la ejecución de proyectos tan grandes y costosos como el Cristóbal Colón. En una palabra, para que el Cristóbal Colón pudiera ejecutarse, tendría que estar más o menos seguro de que el millón de BTU (1.000 pies cúbicos) de gas se va a vender por encima de 3 dólares.

Originalmente se diseñó el proyecto con una inversión que oscilaría entre 5.500 millones y 6.000 millones de dólares. Sin embargo, pasados los tres primeros años de proceso evaluativo, tanto de las reservas efectivas de gas, como la calidad de éste y, por supuesto, los estudios de mercado, además de la percepción sobre la existencia de nuevas tecnologías aplicables a la ejecución de este proyecto en sus diferentes fases y partes mecánicas, se ha logrado saber que el proyecto no pasaría de los 4.500 millones de dólares como costo global. Sin embargo, el obstáculo único del proyecto es la situación de bajos precios del gas, tanto en Estados Unidos como en Europa Occidental.

Además de la poca rentabilidad del negocio que exigía grandes inversiones en un mercado más apagado, el presidente Caldera y su administración manifestaron, desde el inicio, una profunda animadversión hacia el proyecto, como fue el caso de un grupo conspicuo de afectados al actual Presidente y su gobierno. En una atmósfera semejante, no es de extrañar que los socios no se afanaran en asumir riesgos mayores, conformándose con una rentabilidad menor.

El 13 de Octubre de 1999 se le da Santa Sepultura al proyecto, abandonando las ideas de explotación del gas de la Península de Paria. Pero, la 'eutanasia' aplicada en el Cristóbal Colón implicará el comienzo oficial de un nuevo proyecto gasífero, que conservará no sólo el mismo espíritu comercial de exportación de gas natural licuado, sino que se conformará con los mismos accionistas que hoy asisten a la sepultura del Colón.

#### **Un Nuevo Proyecto**

GNL VENEZUELA será la empresa que se formará para explotar gas no asociado a petróleo aguas afuera, en el oriente del país. Los mercados potenciales para el producto serán la costa este de EEUU e islas del Caribe. EN LA NUEVA iniciativa se prevé una mejor rentabilidad porque la capacidad del plan se rebaja a 1,4 millones de toneladas de GLP, se diversifican los mercados y nuevos socios pueden entrar, como Repsol y Shell. Pdvsa participará con un máximo de 20%. El nuevo proyecto de Gas Licuado de Petróleo (GLP) disfruta de una mejor rentabilidad que el Cristóbal Colón, fundamentalmente porque combina objetivos menos ambiciosos con una tecnología más eficaz.

El primer rasgo favorable a la rentabilidad es la disminución de los volúmenes. Mientras el Cristóbal Colón estimaba una capacidad de entre 4,6 y 6,0 millones de toneladas anuales, el nuevo proyecto prevé sólo 1,4 millones de toneladas anuales de GLP.

Esta reducción en la capacidad implica, por ende, una disminución directa en los trenes para el procesamiento del gas natural y los tanques para el almacenamiento del GLP.

La gran fortaleza del proyecto estará basada en nuevas tecnologías de explotación de gas costa afuera, que ha desarrollado Shell. A la empresa angloholandesa se le unirán sus ex socios del Cristóbal Colón y probablemente también lo harán Repsol y British Petroleum.

A este gas natural le espera un mercado que no sólo se concentrará en Estados Unidos, sino también se orientará hacia Cuba, República Dominicana, Brasil y otros países iberoamericanos.