



ANIH
Publicación
No. 3

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA



X
A
N
I
V
E
R
S
A
R
I
O

Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat

Caracas, Venezuela
2009

NUESTRA PORTADA

Gasducto Anaco-Caracas

Inaugurado en 1959, con ampliaciones posteriores. Integrante del Sistema de transporte de gas Anaco-Barquisimeto. Suministra los requerimientos de gas de los sectores eléctrico, petrolero, petroquímico y al vasto sector manufacturero ubicado en el corredor industrial Valles del Tuy, (Estado Miranda), hasta Barquisimeto, (Estado Lara), lo cual incluye áreas ubicadas en Dto. Federal, Aragua, Guárico, Carabobo y Yaracuy. Así mismo, alimenta la red doméstica de distribución de gas de la Gran Caracas. En la foto el Ing. Edgar Pardo Stolk, Presidente del Instituto Venezolano de la Petroquímica inicia el suministro del Gas Natural. (De derecha a izquierda: Anfiloquio Lewel, Pablo Rojas Guardia, Edgar Pardo Stolk, Antonio Arellano Moreno y Ruben A. Caro). (Superior izquierda foto del Dr. Ruben Caro).

Planta compresora de gas TJ-1 en el Lago de Maracaibo

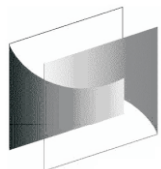
Inaugurada en 1954, con modificaciones posteriores. Ubicada en el lago de Maracaibo, Estado Zulia. Planta múltiple para elevar la presión del gas y utilizarlo para levantamiento artificial de petróleo e inyección en los yacimientos de hidrocarburos. Posee una unidad para remover LGN mediante el proceso de adsorción. Esta planta fue la primera en el mundo en ser instalada aguas adentro sobre una plataforma de concreto armado. Se puede considerar como la pionera de lo que hoy son las plataformas costa afuera, (Offshore). (Superior derecha foto publicación La Industria del Gas en Venezuela, Corpoven)

Complejo de Gas Santa Rosa, Estado Anzoátegui

Inaugurado en 1971, con modificaciones y ampliaciones posteriores. Ubicado en el estado Anzoátegui y esta integrado por unidades de compresión para inyección de gas en los yacimientos petrolíferos del área y unidades para obtener LGN mediante el proceso de refrigeración con el fin de adecuar el gas para su transporte por gasductos. (Inferior derecha foto publicación La Industria del Gas en Venezuela, Corpoven)

Planta de Fraccionamiento del Complejo Criogénico de Oriente Jose

Inaugurada en 1985, con ampliaciones posteriores. Ubicada en la costa del estado Anzoátegui. Actualmente tiene una capacidad para fraccionar 200 mil barriles diarios de LGN en propano, butanos y mas pesados. El LGN proviene de las plantas de extracción criogénica de San Joaquín, Santa Bárbara y Jusepín, todas ubicadas en el mismo estado. (Inferior izquierda foto publicación La Industria del Gas en Venezuela, Corpoven).



ANIH
Publicación
No. 3

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Ruben A. Caro
Diego J. González Cruz
Nelson E. Hernández Reyes
Pedro M. Machado Segovia

Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat
Palacio de las Academias, Bolsa a San Francisco, Caracas, 1010 - Venezuela
Apartado Postal 1723 - Caracas, 1010 - Venezuela.
Oficina Administrativa: Edif. Araure, Piso 5, Ofic. 502, Sabana Grande,
Caracas, 1050 - Venezuela.
Teléfonos: (0212)761.03.10 / Fax: (0212)761.20.70
e-mail: acading@cantv.net / url: www.acading.org.ve

LA ACADEMIA NACIONAL DE LA INGENIERÍA Y EL HÁBITAT HACE CONSTAR QUE LAS PUBLICACIONES QUE PROPICIA ESTA CORPORACIÓN SE REALIZAN RESPETANDO EL DERECHO CONSTITUCIONAL A LA LIBRE EXPRESIÓN DEL PENSAMIENTO; PERO DEJA CONSTANCIA EXPRESA DE QUE ESTA ACADEMIA NO SE HACE SOLIDARIA DEL CONTENIDO GENERAL DE LAS OBRAS O TRABAJOS PUBLICADOS, NI DE LAS IDEAS Y OPINIONES QUE EN ELLOS SE EMITAN.

Título Original:
LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA
© Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat

Impresión: J.C.S. Publicidad. C.A.
Compuesto por caracteres: Times New Roman, 12

Impreso en Caracas - Venezuela / Printed in Caracas - Venezuela
Abril 2009
400 ejemplares

Depósito Legal: If1612009620984
ISBN: 978-980-7106-03-0

**MIEMBROS ACTUALES JUNTA DE INDIVIDUOS DE NÚMERO
ACADEMIA NACIONAL DE LA INGENIERÍA Y EL HÁBITAT**

Sillón	I	Alberto Méndez Arocha
Sillón	II	VACANTE
Sillón	III	Manuel Torres Parra
Sillón	IV	Nagib Callaos
Sillón	V	José C. Ferrer González
Sillón	VI	Asdrúbal A. Romero Mújica
Sillón	VII	Eduardo Roche Lander
Sillón	VIII	José Grases Galofre
Sillón	IX	Alfredo Guinand Baldó
Sillón	X	Gonzalo J. Morales Monasterios
Sillón	XI	VACANTE
Sillón	XII	Guido Arnal Arroyo
Sillón	XIII	Luís Giusti
Sillón	XIV	Rafael Tudela Reverter
Sillón	XV	Alberto Urdaneta Domínguez
Sillón	XVI	Víctor R. Graterol Graterol
Sillón	XVII	Claus Graf
Sillón	XVIII	Arnaldo José Gabaldón Berti
Sillón	XIX	César Quintini Rosales
Sillón	XX	Luís Enrique Oberto González
Sillón	XXI	Vladimir Yackovlev
Sillón	XXII	Heinz Henneberg G.
Sillón	XXIII	David Darío Brillembourg
Sillón	XXIV	Simón Lamar
Sillón	XXV	Julio C. Martí Espina
Sillón	XXVI	VACANTE
Sillón	XXVII	Rodolfo W. Moleiro Pérez
Sillón	XXVIII	Rubén Alfredo Caro
Sillón	XXIX	Eli Saúl Puchi Cabrera
Sillón	XXX	Héctor Hernández Carabaño
Sillón	XXXI	VACANTE
Sillón	XXXII	Roberto César Callarotti Fracchia
Sillón	XXXIII	Aníbal R. Martínez Navarro
Sillón	XXXIV	Walter James Alcock
Sillón	XXXV	Oscar Andrés López Sánchez

COMITÉ DIRECTIVO:

Presidente: Aníbal R. Martínez Navarro
Vicepresidente: Vladimir Yackovlev
Secretario: Manuel Torres Parra
Tesorero: Rubén Alfredo Caro
Bibliotecario: César Quintini Rosales

COMISIÓN EDITORA

César Quintini Rosales, Coordinador
Rubén Alfredo Caro
Alberto Méndez Arocha
Asdrúbal Romero
Manuel Torres Parra

MIEMBROS FUNDADORES
ACADEMIA NACIONAL DE LA INGENIERÍA Y EL HÁBITAT

Sillón	I	Alberto Méndez Arocha
Sillón	II	Marcelo González Molina (†)
Sillón	III	Manuel Torres Parra
Sillón	IV	Nagib Callaos
Sillón	V	José C. Ferrer González
Sillón	VI	Asdrúbal A. Romero Mújica
Sillón	VII	Eduardo Roche Lander
Sillón	VIII	José Grases Galofre
Sillón	IX	Alfredo Guinand Baldó
Sillón	X	Gonzalo J. Morales
Sillón	XI	Efraín E. Barberii (†)
Sillón	XII	Guido Arnal Arroyo
Sillón	XIII	Luis Giusti
Sillón	XIV	Rafael Tudela Reverter
Sillón	XV	Alberto Urdaneta Domínguez
Sillón	XVI	Víctor R. Graterol Graterol
Sillón	XVII	Claus Graf
Sillón	XVIII	Roberto A. Pérez Lecuna (†)
Sillón	XIX	César Quintini Rosales
Sillón	XX	Luis Enrique Oberto González
Sillón	XXI	Vladimir Yackovlev
Sillón	XXII	Heinz Henneberg G.
Sillón	XXIII	David Darío Brillembourg
Sillón	XXIV	Simón Lamar
Sillón	XXV	Julio C. Martí Espina
Sillón	XXVI	Hugo Pérez La Salvia (†)
Sillón	XXVII	Rodolfo W. Moleiro Pérez
Sillón	XXVIII	Rubén Alfredo Caro
Sillón	XXIX	Rafael Suárez Morales (†)
Sillón	XXX	Héctor Hernández Carabaño
Sillón	XXXI	Tomás José Sanabria Escobar (†)
Sillón	XXXII	Armando Vegas Sánchez (†)
Sillón	XXXIII	Aníbal R. Martínez Navarro
Sillón	XXXIV	Walter James Alcock
Sillón	XXXV	Humberto J. Peñaloza Cadet (†)

MIEMBROS HONORARIOS

Santiago Vera Izquierdo (†)
 Alberto Eladio Olivares Herize (†)
 Eduardo Mendoza Goiticoa
 Eduardo A. Arnal Myerston (†)
 Ignacio Rodríguez Iturbe
 Pedro Pablo Azpúrua Quiroba
 Víctor Maldonado Michelena
 Graziano Gasparini

MIEMBROS CORRESPONDIENTES

EXTRANJEROS

William A. Wulf

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

ÍNDICE

PRÓLOGO	9
I. INTRODUCCIÓN	15
II. DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL	23
II.1 PRIMERA ETAPA - DEL ZUMAQUE A LA LEY DE HIDROCARBUROS DE 1943	
II.2 SEGUNDA ETAPA - DE 1943 A LA CREACIÓN DEL MINISTERIO DE MINAS E HIDROCARBUROS (1950)	
II.3 TERCERA ETAPA - DE 1950 A LA LEY QUE RESERVA AL ESTADO LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL (1971)	
II.4 CUARTA ETAPA - DE 1971 A LA LEY ORGÁNICA QUE RESERVA AL ESTADO LA INDUSTRIA Y EL COMERCIO DE LOS HIDROCARBUROS (1975)	
II.5 QUINTA ETAPA - DE 1976 A 1999	
II.6 SEXTA ETAPA - DEL AÑO 2000 AL PRESENTE	
III. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL	65
III.1 RESERVAS	
III.2 PRODUCCIÓN	
III.3 UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL	
III.3.1 USOS DEL GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO	
III.4 PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN)	
III.5 INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DEL GAS NATURAL	
III.6 EVOLUCIÓN ORGÁNICA Y MARCO LEGAL	
III.7 PRECIOS Y TARIFAS DEL GAS NATURAL	
IV. EL FUTURO DEL GAS NATURAL Y SUS COMPONENTES	95
V. LAS OPORTUNIDADES DE NEGOCIO EN LA CADENA DEL GAS NATURAL	99
VI. POLÍTICAS PÚBLICAS EN MATERIA DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL	111
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	117
VIII. ANEXOS	119
A.1 ALGUNAS NOTAS SOBRE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL DE VENEZUELA	
A.2 CREACIÓN DE LA PETROQUÍMICA Y ORIGEN DE LOS SISTEMAS DE GASDUCTOS EN VENEZUELA (IVP -GAS)	
A.3 EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE GASDUCTOS	
A.4 EVOLUCIÓN DE LAS PLANTAS COMPRESORAS	
A.5 TRATAMIENTO Y PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL	
A.6 PROYECTO FORENSE DE EXPORTACIÓN DE METANO LÍQUIDO, LNG (GNL)	

A.7	HITOS DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL	
A.8	CONCEPTOS Y DEFINICIONES	
A.9	FACTORES DE CONVERSIÓN	
A.10	MINISTROS DE HIDROCARBUROS 1917-2002	
A.11	VENEZUELA - ESTADÍSTICAS DEL GAS NATURAL	
IX.	HOJAS DE VIDA DE LOS AUTORES	175
X.	BIBLIOGRAFÍA	181
XI.	ÍNDICE ONOMÁSTICO	185

PRÓLOGO

Ante todo me siento complacido como profesional de la industria petrolera, por el honor dado para escribir el prólogo del libro *La Industria del Gas Natural en Venezuela*, de los profesionales Rubén Alfredo Caro, Diego González C., Nelson Hernández y Pedro Machado, quienes han dedicado tanto en el mundo académico como en la industria de los hidrocarburos, largos años a esta actividad.

En este libro se recogen los esfuerzos realizados en el tiempo para lograr la mejor utilización del gas natural, especialmente el asociado a la producción del petróleo, objetivo principal de las políticas del país.

Con la promulgación de la Ley de Hidrocarburos y demás Minerales Combustibles del año 1928, se creó el Servicio Técnico de Hidrocarburos, lo que posteriormente fue la Dirección General Sectorial de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (MEM) creada después de la promulgación de la Ley de Nacionalización de 1975, dependencia ésta que tuve el honor de presidir, heredando un legado técnico y jurídico que se había aplicado a la industria concesionaria en materia de conservación y aprovechamiento del gas natural asociado, así como el control de una mayor recuperación final de petróleo de los yacimientos de crudos medianos y livianos a través de la inyección de gas y su uso eficiente como combustible o gas de proceso. Es oportuno reconocer la cooperación brindada al gobierno de Venezuela por la Texas Railroad Commission del estado de Texas y de la Federal Interstate Oil Compact Commission. La primera fundada en 1891 con el objeto de asegurar tasas eficientes de producción petrolera, evitar el desperdicio de energía y promover el uso eficiente del gas producido, a través del control de cuotas de producción en los diversos campos de las empresas productoras de dicho estado.

Esto me ha hecho recordar largas conversaciones con el Ministro

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Juan Pablo Pérez Alfonzo, sobre la importancia del trabajo de esta Comisión, que él mencionaba frecuentemente como uno de sus argumentos para proponer la fundación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 1960.

El Ministro de Fomento, Gumersindo Torres, atento al desarrollo de la industria petrolera, envió profesionales a estudiar en universidades americanas y trabajar en la Texas Railroad Commission, formándose así los primeros inspectores de hidrocarburos con destacada actuación tanto en el sector público como en el sector privado de la industria.

La política de conservación de nuestra industria petrolera, industria cuya producción estuvo originalmente bajo el monopolio de las trasnacionales, fue el control de la producción desde los yacimientos, acorde con la conservación del gas producido asociado con el objeto de contrarrestar la declinación acelerada de la producción, lo que técnicamente llamamos la tasa máxima de producción eficiente (MER), aumentando el factor final de recuperación, a través de la inyección del gas natural y control de la relación gas-petróleo por pozo. Estos principios fueron discutidos por los profesionales petroleros del gobierno desde 1950 a 1960 y que el ministro Juan Pablo Pérez Alfonzo usó como criterio para la fundación de la OPEP, como mencioné anteriormente.

Es obvio, sin mencionarlo, que un control de la producción debería mejorar los precios al aumentar el consumo, beneficiándose así los países productores. Esto causó que la OPEP fuese originalmente catalogada por las trasnacionales y los países consumidores como un cartel petrolero.

Ya para 1932 y 1933 las petroleras concesionarias conscientes de los efectos positivos de la inyección del gas instalaron las primeras plantas de compresión en los campos Cumarebo del estado Falcón y Quiriquire del estado Monagas con una capacidad de 100.000 m³/d cada una.

Prólogo

Para 1938, el Estado impulsa la medición y control del uso del gas natural, ya que las trasnacionales lo consideraban como un desperdicio, al venir asociado al petróleo y sin ningún valor comercial. Para ese año, la producción oficial de gas asociado fue de 300 M pc/d (pies cúbicos por día) provenientes de crudos medianos principalmente.

La industrialización del gas natural en Venezuela comienza con la instalación del gasducto Anaco-Caracas-Morón en 1957, adscrito al Instituto Venezolano de Petroquímica, bajo la gerencia del Ing. Rubén Caro, uno de los autores de este libro. Este evento, junto con la fundación por el ministro Juan Pablo Pérez Alfonzo en 1960 de la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) con el objeto de ampliar los programas de suministro de gas asociado al petróleo, bajo la filosofía de que el gas asociado producido por las trasnacionales regresa al "estado concedente", reconociendo solamente los gastos de manejo, fueron los pilares bajo los cuales se arrancó la política de suministro de gas rico a la industria petroquímica para la producción de oleofinas y a las industrias básicas de Guayana para la industria siderúrgica.

La culminación del esfuerzo del Ejecutivo Nacional en esta materia a finales de la década del 60, fue el audaz proyecto propuesto por Rubén Caro y el suscrito, al ministro Hugo Pérez La Salvia, para la instalación de dos plantas de LNG (gas de metano líquido) de 1000 M pc/d, cada una, para ser exportado a la Costa Este de Estados Unidos, quien dió su aprobación y ordenó su ejecución a la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) a través de una empresa mixta. Este proyecto fue bloqueado políticamente en el Congreso Nacional por los partidos Acción Democrática (AD), Unión Republicana Democrática (URD), el Movimiento Electoral del Pueblo (MEP) y otros, al aprobar una ley que prohibía el uso del gas natural no asociado para su licuefacción. Han pasado 38 años y un proyecto similar, originalmente denominado Cristóbal Colón desde 1992, ahora llamado Mariscal Sucre, sigue sin definición con el

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

agravante de que se está desperdiciando a la atmósfera 650 M pc/d de gas por día por falta de mantenimiento a los sistemas de compresión y transmisión tanto en el oriente como en el occidente del país.

El gran reto de Venezuela es abocarse a la exploración del gas natural libre para contar con las reservas de gas no asociado que sustenten proyectos de industrialización para los próximos 50 años, con inversiones millonarias, para lo cual es necesario una apertura total en este aspecto, como en principio está establecido en la actual Ley Orgánica del Gas Natural (LOGH). La única forma de monetizar el gas natural es a través de proyectos que generen bienestar social y desarrollo industrial. Han pasado ochenta años desde la instalación de las primeras plantas de compresión y actualmente estamos tratando de balancear un déficit de 1.500 M pc/d de gas que requiere el país, debido a la falta de una política integral definida, en donde el gas tenga su justo precio.

El plan de desarrollo de la industrialización del gas natural propuesto por el gobierno nacional para los próximos diez años tiene un retraso de tres años, período de tiempo importante ya que se tiene previsto la inversión de 17 millardos de USD para todos los proyectos hasta el año 2012; escenario éste de imposible ejecución. Como epílogo de este libro, los autores enumeran los proyectos más importantes y sus opiniones relacionadas con su ejecución.

Con el aumento de los precios del petróleo, el valor del gas natural como materia prima cobra más importancia, así que es necesario que exista una política integral energética donde los precios jueguen un papel importante para su implementación. Lo anterior conlleva al crecimiento y permanencia de una industria del gas natural independiente de la del petróleo; de no ser así seguiremos viviendo el sueño de tener una industria gasífera de carácter mundial; al querer conectar Suramérica mediante un gasducto de 30 millardos de USD que iría desde Venezuela a Argentina para suministrar grandes volúmenes de gas que aún no tenemos y la imposible justificación técnica y económica.

Prólogo

No hay duda del éxito que se obtendrá con la publicación de este libro, auspiciado por la Academia de la Ingeniería y el Hábitat, al divulgar los beneficios del desarrollo de esta industria para las nuevas generaciones, tanto para el desarrollo petroquímico como su uso como combustible más amigable ambientalmente que los líquidos del petróleo y del carbón.

Dos anotaciones finales para entender el mensaje directo dado por los autores de este libro: en primer lugar, es necesario hacer grandes inversiones en exploraciones de gas natural no asociado (gas libre) como está implícito en los programas de PDVSA, que complementándolo con el gas asociado aumentaría la recuperación final en estos yacimientos al reactivar más de 17.000 pozos productores de petróleo y gas, actualmente cerrados de crudos medianos y livianos; y segundo, el inmenso potencial de reservas de líquidos del gas natural asociado de etileno, propileno y butanos que alcanzan 9 millardos de barriles, materia prima imprescindible para la industria petroquímica. Igualmente, el metano remanente (CH_4) para su uso como materia prima para producción de fertilizantes y su factibilidad a ser convertidos en líquidos a través de procesos físicos-químicos (tecnología GAL) dándole un valor agregado para competir en el mercado de los hidrocarburos líquidos.

La "siembra del petróleo", mensaje sentido por el pueblo venezolano, debe implementarse efectivamente a través de la industrialización del gas natural como el tractor que abre los surcos para alcanzar este objetivo.

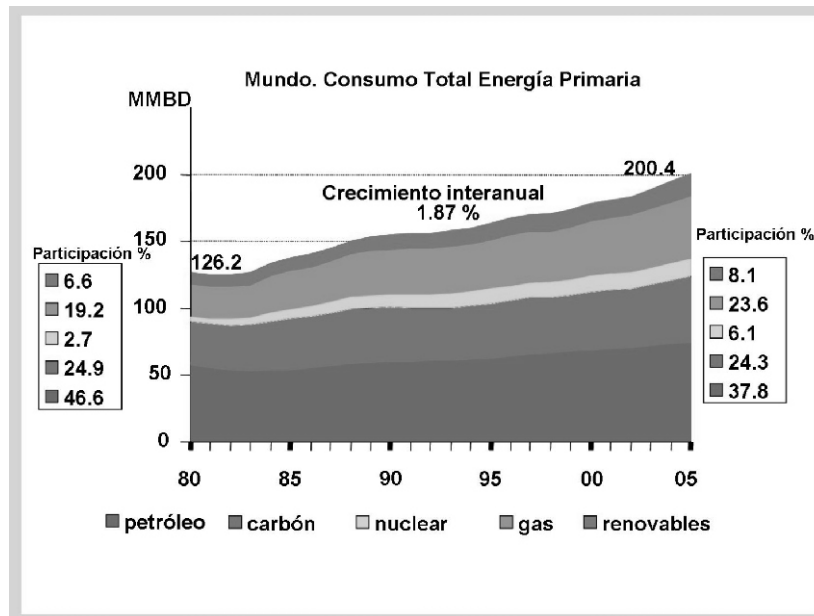
Arévalo Guzmán Reyes Blanchard

I.- INTRODUCCIÓN

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos parafínicos que incluye el metano, en mayor proporción, y otros hidrocarburos en proporciones menores y decrecientes. Esta mezcla contiene, generalmente, impurezas, tales como vapor de agua, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y otros gases inertes.

El gas natural se ubica dentro de las fuentes energéticas no renovables y es considerado como el combustible fósil más amigable al ambiente. Es un recurso versátil, bien sea como energético o como insumo petroquímico y siderúrgico, de allí su importancia dentro de la matriz energética mundial.

Figura N° 1 - Mundo Consumo Total Energía Primaria



Fuente: Nelson Hernández

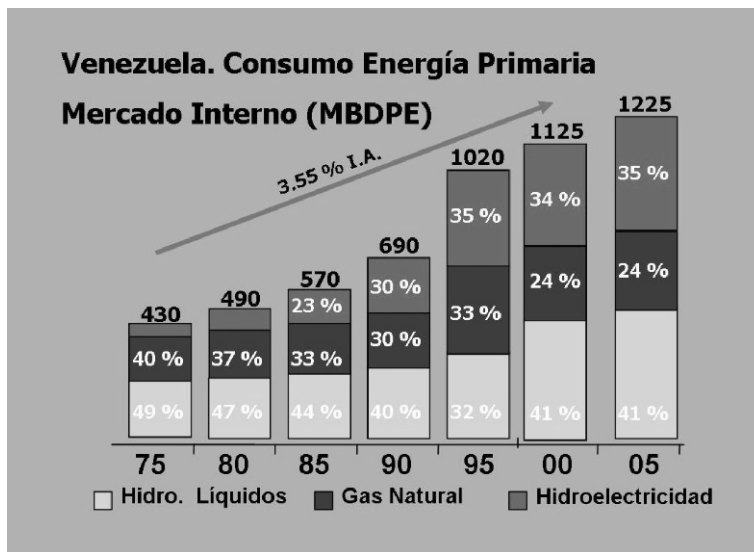
LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Para el año 2006, la participación de las energías primarias en la satisfacción de la demanda mundial fue de 35,8 % para el petróleo, 28,4 % carbón, 23,7 % gas natural, 5,8 % nuclear, y 6,3 % hidroelectricidad y otros renovables.

Por otra parte, en los últimos 25 años se ha experimentado una sustitución del petróleo por otras fuentes de energías, donde el gas natural y las renovables han tomado lugar con 11,8 M bpe/d, (millones de barriles diarios de petróleo equivalente).

En lo referente al gas natural, en los últimos 25 años, el consumo mundial experimentó un aumento de 23,1 M bpe/d, al pasar de 24,2 M bpe/d en 1980 a 47,3 M bpe/d en el 2005, equivalente a un crecimiento interanual de 2,72 %. Fue la fuente de mayor crecimiento absoluto, lo cual tiene su basamento en el menor impacto ambiental de su combustión.

Figura N° 2 - Venezuela. Consumo de Energía Primaria



Fuente: Nelson Hernández

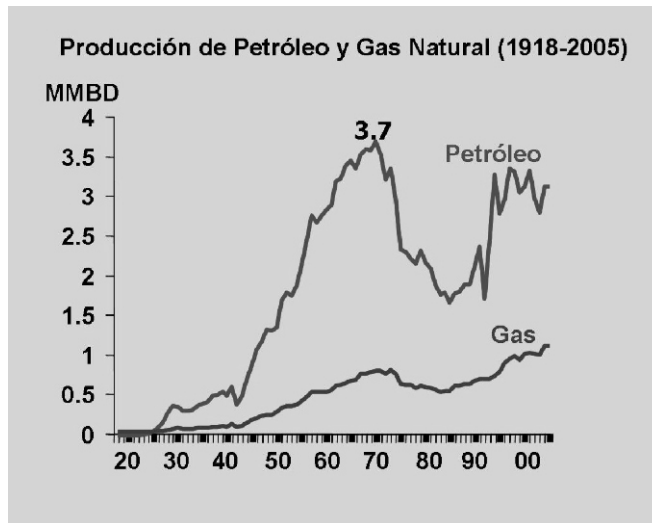
Introducción

En Venezuela, en los últimos 30 años, el consumo de energía primaria se incrementó en 795 m bpe/d, (miles de barriles diarios de petróleo equivalente), al pasar de 430 m bpe/d en 1975 a 1225 mbpe/d en el año 2005, equivalente a un crecimiento interanual de 3,55 %.

El mayor crecimiento lo tuvo la hidroelectricidad con 7,44 % interanual, seguido por los hidrocarburos líquidos con 2,93 %, y el gas natural con 1,85 %.

Es de señalar que en el año 1998 ocurre el máximo consumo de gas en el país, destinado al mercado interno, al alcanzar los 375 m bpe/d. A partir de esa fecha, hasta el día de hoy, el volumen ha decrecido como consecuencia de una disminución de la producción de petróleo. Esto trae como resultado un aumento en el consumo de hidrocarburos líquidos, especialmente en la generación de electricidad con base térmica.

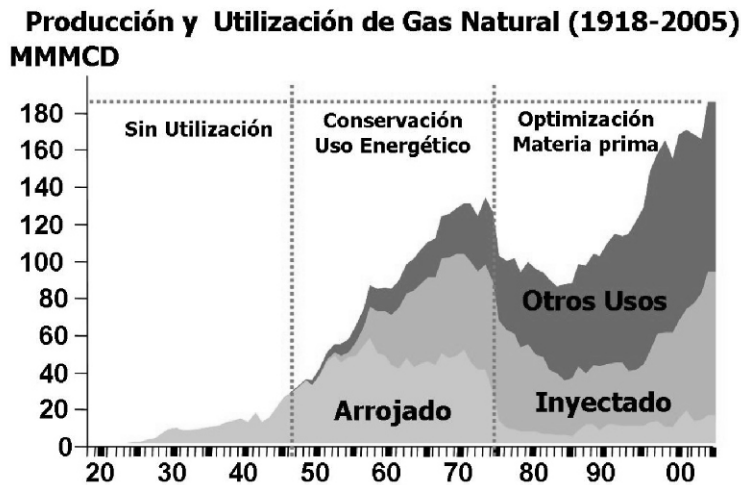
Figura N° 3 - Producción de Petróleo y Gas Natural (1918-2005)



Fuente: Nelson Hernández

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Figura N° 4 - Producción y Utilización de Gas Natural (1918-2005)



Fuente: Nelson Hernández

Lo anterior es motivado al esquema estructural en el que se sustenta la Industria del Gas en Venezuela. El recurso gas está asociado al recurso petróleo y, en consecuencia, su producción varía en función del comportamiento de la producción de petróleo, tal como lo refleja la gráfica.

Al referirnos a la producción y utilización de gas, podemos observar que en el desarrollo histórico de estas actividades se distinguen tres etapas. (Figura N° 4)

La primera desde el inicio de la actividad petrolera hasta mediados de los años cuarenta, que se caracterizó por una escasa utilización y un gran desperdicio del gas producido, que como elemento asociado al crudo era considerado un acompañante indeseable que se quemaba en los mechurrios. Cabe señalar que esta situación estaba

Introducción

presente en todo el ámbito mundial, debido, fundamentalmente, a un desconocimiento de la potencialidad de este hidrocarburo. Las primeras cifras de gas reportadas oficialmente, (Ministerio de Fomento), ocurren en el año 1918, con un volumen de producción de 9.630 m³/d (0,34 millones de pies cúbicos diarios - M pc/d -) asociados a una producción de petróleo de 876 b/d. Esta etapa la podemos denominar "**Sin Utilización**".

La segunda comprende los 30 años subsiguientes, y marca el comienzo de la utilización y conservación del gas que permitió reducir su desperdicio al devolver un alto porcentaje de la producción a los yacimientos con fines de conservación y aumentar la recuperación de crudo, a la vez que se promovió el uso como combustible a nivel industrial y residencial, iniciándose también la extracción incipiente de los líquidos del gas natural. Para el año 1975, la producción de gas se situó en 104 millones de metros cúbicos diarios, (M m³/d) - (3.675 M pc/d), con una producción asociada de crudo de 2,35 M b/d, (millones de barriles diarios). Para ese mismo año, Venezuela consumió, desde el punto de vista energético, 430 m bpe/d. De éstos, el 49 % fue de hidrocarburos líquidos, 40 % de gas natural y 11 % de hidroelectricidad. Esta etapa la podemos denominar "**Conservación y Uso Energético**".

La tercera etapa va desde 1975 hasta el presente, donde se intensifican esfuerzos para aumentar la utilización del gas producido, tanto a nivel de la industria petrolera como en otros sectores, se incrementa la extracción de etano y componentes más pesados con tecnología criogénica, se amplía la infraestructura de procesamiento, transporte y distribución, y se soporta el desarrollo petroquímico e industrial con insumos provenientes del gas. Esta etapa la podemos denominar "**Optimización y Uso Diversificado**".

En estos 87 años de la Industria del Gas Natural en Venezuela, se han producido 2,41 billones de metros cúbicos, BMC, (85 billones de pies cúbicos -TPC). De éstos, el 39 % ha sido utilizado como

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

combustible y materia prima, 35 % se ha regresado a los yacimientos y 22 % no ha encontrado utilización.

Si bien es cierto que Venezuela ha contado con ventajas para lograr un máximo aprovechamiento del gas, en razón de sus ingentes recursos y de su situación geográfica y estratégica con relación a los mercados externos, existen por otra parte factores que han retardado y retardan el desarrollo de la industria gasífera, tales como la dependencia de la producción de gas de la de petróleo, el monopolio estatal en las distintas fases de la industria y la ausencia de una política de precios acorde con las economías del negocio, entre otras.

En este documento se abordará el desarrollo histórico de la Industria del Gas Natural en Venezuela (vale decir mejor la utilización del gas asociado), comenzando con la descripción de los principales eventos que se produjeron en las diferentes etapas de su evolución, para luego presentar las principales características de la cadena de valor de la Industria, desarrollo y situación actual de la infraestructura y las oportunidades de inversión que se identifican para el futuro.

Una observación final en esta introducción. Los autores de este libro hemos tratado en lo posible, (como debe ser) de usar el Sistema Internacional de Unidades (SI) adoptado y recomendado por la 11^a Conferencia General de Pesos y Medidas (CGPM) en 1960; para el uso continuado de otros sistemas de medidas aun después de la aparición del SI, hemos considerado conveniente incluir el anexo "Factores de Conversión".

Dos consideraciones finales para entender el mensaje dado por los autores de este libro. La primera se refiere a la necesidad de aumentar considerablemente los recursos de gas natural no asociados (gas libre) que tiene Venezuela, mediante grandes inversiones en exploración y producción. Las reservas actuales de gas no asociado es del quince por ciento del total de reservas de gas.

Introducción

La segunda consideración se refiere al gas asociado que se obtendría al reactivar los 17 mil pozos cerrados, capaces de producir crudos medianos y livianos que aumentaría la recuperación final de los yacimientos respectivos y al mismo tiempo las cuantiosas reservas de los líquidos del gas natural asociado (9 millardos de barriles) que serviría de materia prima deseable para el desarrollo de la industria petroquímica, y el metano (CH₄) remanente para la producción de fertilizantes.

II. DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

El desarrollo de la industria del gas natural en Venezuela puede analizarse dentro de seis etapas bien diferenciadas, definidas por eventos que influyeron positiva o negativamente en su evolución y en su situación actual

II.1 PRIMERA ETAPA - DEL ZUMAQUE A LA LEY DE HIDROCARBUROS DE 1943

Sobre la presencia de gas natural en el campo La Alquitrana en el estado Táchira, (3 de septiembre de 1878, fecha de nacimiento de la industria petrolera venezolana), no hay registros oficiales, aunque en el campo existió una unidad de destilación primaria muy modesta en capacidad, que debe haber producido gas.

Si en los Estados Unidos de América (USA) la industria del gas natural y sus componentes oficializó su presencia con la fundación en Nueva York de la American Gas Association, (AGA), en 1918, y luego con la Gas Processors Association, (GPA), en 1924, en Venezuela fue apenas en 1983 cuando se creó la Asociación Venezolana de Procesadores de Gas, (AVPG) también conocida como la Gas Processors Association - Venezuelan Chapter.

En julio de 1928 se promulgó la Ley sobre Hidrocarburos y demás Minerales Combustibles y posteriormente, en julio de 1930, se creó el Servicio Técnico de Hidrocarburos. Es entonces en ese año 1930 que aparece el Reglamento de la Ley donde se contempla la creación de lo que con el tiempo devendría en la Dirección General Sectorial de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, (1977). Ese Reglamento explícitamente prohibía desperdiciar el gas dejándolo salir libremente a la atmósfera, (artículo 101), y establecía que la producción de gas debía ser controlada para aprovecharla o para devolverla al yacimiento y, por lo tanto, la producción de petróleo y gas debía ser comprobada por el Ministerio. Nacían así las primeras

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

medidas oficiales de conservación de este preciado recurso. Para ese entonces las empresas productoras argumentaron que era imposible producir el petróleo sin desperdiciar un producto que no tenía beneficios económicos. El argumento de las empresas enfatizaba que era imposible no producir el gas por su condición de asociado al petróleo y, adicionalmente, no tenía valor comercial, ya que no se comercializaba en el país.

La primera cifra de producción de gas registrada por el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, (MMH), data de 1938 y fue 312,5 m pc/d, (MMH, Anuario Petrolero 1950-1951).

El 13 de marzo de 1943, el Congreso de los Estados Unidos de Venezuela sancionó la bien recordada Ley de Hidrocarburos e inmediatamente el Presidente de la República, General Isaías Medina Angarita, le puso el Ejecútese, para aparecer publicada en la Gaceta Oficial extraordinaria el mismo día 13 de marzo. Cinco meses después, el 27 de agosto del mismo año, el Presidente Medina firmaría el Decreto contentivo del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el cual permanece mayormente vigente hasta el día de hoy (2009), a la espera de su reemplazo.

II.2 SEGUNDA ETAPA - DE 1943 A LA CREACIÓN DEL MINISTERIO DE MINAS E HIDROCARBUROS (1950)

En la Memoria y Cuenta del entonces Ministerio de Fomento, correspondiente a las actividades realizadas en la industria petrolera durante el año 1947, se dedicó un importante espacio a la materia de *Conservación*. El paradigma prevaleciente ya era el que los recursos naturales son limitados, en especial los hidrocarburos, por lo tanto había que (...) *cuidar los yacimientos que constituyen la principal riqueza del país*. Por supuesto, el énfasis estaba en el petróleo y se menciona el término "*rata de máxima eficiencia de producción* o MER por sus siglas en inglés", así como el *factor de recobro* y la *unificación de los yacimientos para optimizar la producción* y el

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

recobro final de los mismos. Se destaca la labor que realizaba la Oficina Técnica de Hidrocarburos, gracias al calificado plantel de profesionales que la conformaba. Se dedica una sección a la *utilización del gas*. En esa fecha sobre el tema del gas, se reconocía y se decía que era lamentable que ese recurso no tuviera una utilización más completa y adecuada. Se daba la cifra de 10 M m³pe equivalentes de petróleo no utilizados (1,6 Mb aproximadamente).

Al tocar la posibilidad de subsidiar a la industria para que mejorara la utilización del gas, es interesante destacar cómo el Ministerio reconoce que esa figura resultaría en pérdidas para la economía venezolana, en especial directamente para las rentas nacionales. El tema lo termina con una excelente frase: "Los problemas, por más complicados que sean, no valen la pena resolverlos caprichosamente para engañarnos a nosotros mismos; siempre será preciso situar las cosas en bases firmes para su propia consistencia". Como solución final propone enviar de nuevo el gas producido al subsuelo, si reinyectarlo para recuperación suplementaria o industrializarlo no es técnica ni económicamente aconsejable.

Para la fecha, el Ministerio y la Corporación Venezolana de Fomento estudiaban proyectos para usar el gas en la producción de abonos y otros productos, (la futura petroquímica); también usarlo para la reducción del mineral de hierro. Sin embargo, la Memoria enumera los proyectos que adelantaban las empresas petroleras en materia de utilización del gas. Se mencionan las siguientes plantas:

1. Planta de Jusepín en Monagas (estabilización y reinyección) para mantenimiento de presión de hasta 30 M pc/d.
2. Planta Guara en Anzoátegui, para inyectar 29 M pc/d de gas y producir 314 b/d de gasolina natural.
3. Planta Oficina en Anzoátegui, para inyectar 18 M pc/d de gas.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

4. Planta Mulata en Monagas para inyectar 2,0 M pc/d de gas.
5. Planta de absorción La Paz en el estado Zulia, para tratar 6,5 M pc/d de gas y extraer 314 b/d de gasolina; sería ampliada para tratar hasta 35,3 M pc/d de gas.

Entre los proyectos que estaban en progreso figuraba uno de inyección para los campos El Roble, San Joaquín y Guarío en Anzoátegui, para inyectar 23 M pc/d. Sería realizado conjuntamente entre las empresas Creole, Mene Grande, Pantepec y Socony. Estaba también un proyecto de la Creole para usar gas de Quiriquire en la refinería de Caripito y otro en el occidente del país para inyectar en los yacimientos de las áreas LL-370 y TJ-102 del Lago de Maracaibo. Finalmente, se menciona un proyecto para construir un gasducto desde Guárico o Anzoátegui para abastecer *la región central de la República*. Era la primera visualización de los gasductos nacionales que se construirían en la década de los 50 y 60.

El primer Oficio-Circular de importancia en materia de control por parte del entonces Ministerio de Fomento, fue firmado por José Martorano Battisti, entonces Director Técnico de la Oficina de Hidrocarburos del Despacho de Fomento, y aparece preparado por Eduardo Acosta Hermoso. La comunicación se refería a la obligación que tenían las empresas de presentar su informe anual de actividades. El Oficio tenía fecha 18 de agosto de 1948 y fue dirigido a 36 empresas petroleras que estaban registradas en el país, algunas con nombres curiosos como Mara Oil Fields, Compañía Española, Monagas Oil, Esperanza Petroleum, California Petroleum, Orinoco Oil y Guasare Oil.

En la Convención Nacional del Petróleo realizada en 1951 (ver Tercera Etapa) se describió muy bien los comienzos de la industria del gas en Venezuela.

1. Se usó como composición típica para el gas natural el

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

producido en los campos del estado Guárico.

2. Se decía que el gas natural producido en Venezuela ya era mayormente asociado.
3. El gas libre encontrado durante las labores de perforación evitaba producirse.
4. El gas natural asociado se usaba mayormente como combustible en las residencias de los campos, como combustible en los equipos de perforación, para iluminación en las plantas, en calderas en el lago, en motores de combustión interna y en las refinerías.
5. Destaca el uso en las plantas de generación de vapor en el campo Bolívar de la Costa Oriental del Lago de Maracaibo. Dichas plantas generaban 50 Kw-hr por cada 1000 pc de gas utilizado. La eficiencia era muy baja (17%).
6. El gas para uso doméstico sólo se empleaba en la ciudad de Maracaibo. Se abastecía las residencias y comercios, la planta eléctrica y la fábrica de cemento. El gas provenía del Campo La Paz, 50 km al oeste de la ciudad. El gas no era tratado, pero sí existían trampas de líquidos en el trayecto del gasducto. La famosa Bola del Gas (cuyo nombre técnico es *Hortonsphere*) ya en esa época sólo se usaba como trampa de líquidos y era controlada y mantenida por las autoridades de la ciudad. Maracaibo consumía 1,7 millones de pies cúbicos diarios (M pc/d) de gas. El sistema de distribución industrial se diseñó para entregar 10,0 M pc/d. Solamente la fábrica de cemento consumía 2,5 M pc/d, porque en 1950 la planta eléctrica estaba en pruebas.
7. Los otros usos del gas eran reinyectarlo a los yacimientos o quemarlo en mechurrios, esto último era lo más frecuente. Las razones que argumentaban las compañías para no usarlo

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

más ampliamente eran: lo remoto de los campos a los centros poblados e industriales y los altos costos para instalar las facilidades de transporte y distribución para comercializarlo.

8. En la época, se analizaron las dificultades técnico-económicas para inyectar gas a los yacimientos. Ya se usaban modelos eléctricos para simular la inyección y el comportamiento de producción de los yacimientos. Un proyecto emblemático de represionamiento a 1.660 ps² fue el del campo Guara Oeste, en el oriente del país. El proyecto se diseñó en 1945 y entró en operación en 1948, tenía 148 pozos productores y 7 inyectores (algunos inyectores tenían la particularidad de que eran productores de arenas inferiores). Esto era posible porque el gas se inyectaba por el espacio anular). Otro proyecto de la época fue el desarrollado en 1947 por la Creole Petroleum Corp. en el Campo Jusepín.
9. Se construyeron las primeras plantas de gasolina natural para separar las fracciones más pesadas del gas, del metano y etano, que eran las comerciales, además que el metano-etano se requería para usarlo como combustible, como se mencionó anteriormente. La primera planta de enfriamiento se construyó en 1940 en el Campo Mene Grande del estado Zulia. En 1949 se construyó una planta de estabilización y represionamiento en el campo Mulata (Creole). En este proyecto se inyectaban 20 M pc/d a presiones de hasta 2.200 ps² (149,7 at) a través de 17 pozos inyectores.
10. Después de publicado en 1945 el primer ordenamiento sobre Conservación de los Hidrocarburos, se construyó en el Lago de Maracaibo la primera gran planta Tía Juana 1 para la conservación del gas natural. Una planta de 6.500 caballos de fuerza (BHP) (4842,5 kw).
11. En 1950 se construyó la planta de absorción de Ulé. Se

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

empezaba a promocionar el uso del gas licuado de petróleo (GLP). En este período se presentaron las primeras evaluaciones económicas para proyectos de gas.

12. El 30 de diciembre de 1950 fue creado el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, que veintiséis años más tarde, en abril de 1977, se convertiría en Ministerio de Energía y Minas, (MEM).

A mediados de la década de los años 40 del siglo pasado, la Universidad Central de Venezuela (UCV) crea los estudios de Ingeniería de Petróleo, cuya primera promoción egresó en 1949. La Escuela de esta Ingeniería fue creada en la UVC en 1974. En su pensum se contemplan materias de Ingeniería de gas. Posteriormente, en los años 70, se creó el primer postgrado de

II.3 TERCERA ETAPA - DE 1950 A LA LEY QUE RESERVA AL ESTADO LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL(1971)

Entre el 9 y el 18 de septiembre de 1951, se celebró en Caracas la Convención Nacional del Petróleo. Los trabajos presentados en esa Convención fueron recogidos y publicados por la Oficina Técnica de Hidrocarburos del Ministerio de Minas e Hidrocarburos. Los temas de gas fueron reunidos en el Capítulo VIII, bajo el título "Utilización de Gas Natural" (páginas 409 a la 453). El trabajo sobre gas fue preparado por la Venezuelan Atlantic Refining Company (VARCO), y los autores fueron J.H. Deming (VARCO), A.N. Lucie Smith de Shell Caribbean Petroleum Co, R.E. McMillen de Phillips Oil Co. y E.T. Lincoln de la Sinclair Oil & Refining Co.:

Los temas presentados fueron los siguientes:

- Naturaleza y ocurrencia del gas natural.
- Utilización actual del gas natural en las operaciones en Venezuela.
- Posibles usos futuros del gas natural.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

En este documento histórico, adicional a los mencionados en la segunda etapa de la industria del Gas Natural, se resaltan los siguientes aspectos:

1. La existencia de una tecnología, desarrollada por la compañía Sinclair para transportar gas licuado a las áreas operacionales, en camiones cargados con un acopio de tubos sellados, de 6,1 m de largo y 40,6 cm de diámetro, que se cargaban en la planta de estabilización de Santa Bárbara.
2. Se utilizaba como factor de conversión del valor calorífico del gas 6.500 pc/bep para un barril equivalente de petróleo. Valga recordar que hoy la cifra usada es de 5.800 pc/b.
3. Se mencionó la tecnología GTL (*gas to liquid*) para producir gasolina y tolueno a partir del gas metano; así como producir petróleo sintético hidrogenando carbón.
4. Se hablaba de la economía del proceso de Fisher Tropsch, que requería dos mil volúmenes de gas para producir uno equivalente de energía.
5. La industria química no se diferenciaba todavía de la petroquímica. Para esa fecha no se consideraba económica la producción de amoníaco para la agricultura venezolana.
6. Se usaba el término "*pipe-line natural gas*" (gas de tubería sin líquidos) para diferenciarlo del gas natural del pozo.
7. Se señalaba el uso del gas natural para reemplazar el coque, en los procesos de reducción del mineral de hierro.
8. También el uso del gas natural para la fabricación de cemento. Se estimaba que quemando 1.000 (mil) pies cúbicos de gas de 1.000 (mil) Btu se producía un barril (b) de

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

cemento (sic). Se pensaba utilizar gas en nuevas plantas de cemento que se construirían en Chichiriviche e Higuerote, así como producir "lime" para una represa que se construiría cerca de El Valle, en las afueras de Caracas (lo que es hoy La Mariposa).

9. Igualmente, ya se visualizaba el uso del gas en las industrias de cerámica, aluminio y textil.

Venezuela, a través de los funcionarios del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, siempre recibió la influencia positiva de organismos reguladores internacionales, en especial de Norteamérica, como The Railroad Commission of Texas y la Interstate Oil & Gas Compact Commission, cuyos representantes se reunieron con la Texas Railroad Commission innumerables veces con sus contrapartes del Ministerio, para asesorarlos en materia regulatoria para la exploración del petróleo y gas.

Para 1951, se habían perforado en Venezuela 176 pozos de gas natural, de los cuales sólo 51 eran productores (MMH, Anuario Petrolero 1950-1951). Para la misma fecha, había 461 km de gasductos (6 gasductos).

En 1952, en la reunión de la Interstate Oil Compact Commission celebrada en Canadá, Venezuela presentó por primera vez a nivel internacional su política sobre la conservación de los hidrocarburos.

En 1953, Venezuela dio el primer paso para la industrialización petroquímica del gas natural cuando se crea, en la Dirección de Economía del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, una oficina llamada Petroquímica Nacional, que más tarde se transformaría en el Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP) y posteriormente en Petroquímica de Venezuela, S.A. (PEQUIVEN)

El 27 de marzo de 1954, el Ing. Luis Plaz Bruzual, Jefe del

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Departamento Técnico de Conservación de la Oficina Técnica de Hidrocarburos, dirigió Oficios a los Inspectores Técnicos regionales instruyéndolos para que exigieran como requisito a cualquier empresa que fuese a realizar algún proyecto experimental de inyección de fluidos, el sometimiento previo del mismo a la Oficina Técnica de Hidrocarburos para su debido estudio.

El 1º de marzo de 1955, el Ing. Luis Jacobo Cordero, encargado de la Dirección de Hidrocarburos, dirigió un Oficio Circular a las empresas para que toda solicitud de construcción de plantas para la inyección de fluidos a los yacimientos con el fin de aumentar la recuperación final, estuviera acompañada del respectivo estudio técnico económico.

El 2 de abril de 1955, el Director de la Oficina Técnica de Hidrocarburos, Ing. Gustavo Thery Fombona, emitió un Oficio Circular que se podría clasificar de audaz, mediante el cual les solicitó a todas las compañías que enviaran al Despacho la totalidad de los arreglos o convenios que hasta la fecha las empresas habían celebrado con sus pares para la explotación de sus concesiones.

En agosto de 1955 es reformada la Ley de Hidrocarburos y en abril de 1957 se creó la Comisión Coordinadora de la Conservación y el Comercio de los Hidrocarburos.

El 26 de junio de 1956, mediante el Decreto N° 367, se crea el Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP).

El 14 de mayo de 1957, el Ministerio envió un Oficio Circular a las Inspecciones Técnicas para que en lo relacionado con proyectos de inyección de gas, los Inspectores de Campo estuviesen en la obligación de hacer una revisión exhaustiva de las fuentes a usarse en el proyecto, y que consideraran recomendar la posibilidad de usar gas de baja presión, tratando de evitar en toda forma la producción innecesaria de yacimientos de alta presión con alta relación gas-

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

petróleo.

El 30 de septiembre de 1955, el MMH le aprobó a la compañía Shell de Venezuela la construcción del gasducto La Paz-Cardón, autorizando el aumento de la relación gas petróleo del Campo La Paz, con la condición que el gas arrojado a la atmósfera no fuese mayor al 15% del producido. Fue en este campo donde se comenzó a utilizar el concepto de la relación gas a petróleo como medida de conservación. Esta medida se asociaba a la conservación de la energía de los yacimientos, principalmente el gas en solución. Si se producía por encima de esa relación el campo sería cerrado. Esta medida tuvo su auge a partir de la política de no más concesiones, para evitar que las compañías sobreprodujeran los yacimientos.

El 13 de agosto de 1957, el Ministerio envió oficios a la Venezuelan Atlantic Refining Co. y a la Richmond Exploration Company, reiterándoles el firme propósito del ciudadano Ministro de Minas e Hidrocarburos de limitar o negar los permisos de perforación a aquellas empresas que no apliquen las medidas de conservación adecuadas a los yacimientos que explotan y, además, cerrar los pozos cuya producción no se considere conveniente a la luz de las sanas normas de conservación.

El 14 de agosto de 1957, el Ministerio envió el primer Oficio Circular relacionado con el uso del método de producción por levantamiento artificial con gas (*gaslift*). Acorde con el MMH, las empresas debían informar del gas usado mensualmente con ese propósito, fuentes del gas, cantidad de petróleo producido asociado, destino del gas después de ser utilizado, y posibilidades de reemplazar el gas proveniente de pozos de gas o condensado por gas asociado.

El 3 de diciembre de 1959, el propio Ministro Juan Pablo Pérez Alfonzo firmó un Oficio Circular relacionado con la unificación de yacimientos como medida de conservación.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

El 30 de diciembre de 1959, el MMH envió un Oficio Circular a las empresas informándoles que a partir del 1º de enero de 1960 se adoptaba el sistema Lahee para clasificar los pozos de petróleo y gas, en perforación y completados.

El 4 de septiembre de 1962, el Ministro Juan Pablo Pérez Alfonzo firmó una Resolución estableciendo que los volúmenes de gas que el Ministerio ordene entregar a concesionarios para ser inyectado, no causarán impuesto de explotación, por ser considerado gas que se devuelve al Estado concedente.

El 3 de octubre de 1963, el Dr. Julio César Arreaza, Consultor Jurídico del MMH, preparó el modelo de oficio para negar a Petrolera Las Mercedes la solicitud de producir pozos de gas libre, mientras en el país se desperdiciaba el gas asociado.

El 8 de julio de 1963, el MMH emitió un Oficio Circular a las empresas para que prepararan un Informe sobre Utilización y Conservación de Gas, con información detallada sobre estas actividades, incluyendo los costos de recolección del gas y los costos de levantamiento artificial.

El 27 de julio de 1964, se establecieron medidas de conservación para el yacimiento Catatumbo Sur del campo West Tarra, que incluía cierre de pozos con alta relación gas-petróleo y la regulación de la producción de gas de los pozos.

El 8 de octubre 1965, por Resolución el MMH autorizó el proyecto para la construcción de la planta Lamargas I para inyectar gas a alta presión (3200 lpc) en yacimientos unificados de la Phillips Petroleum y la Shell en el Lago de Maracaibo. Esta Resolución apareció en la Gaceta Oficial N° 27.867 del 19 de octubre.

El 23 de enero de 1967, el MMH aprobó a la Compañía Shell los coeficientes para establecer el consumo de gas como combustible

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

por los calentadores instalados en sus campos Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero, Por ejemplo, para el campo Tía Juana Principal se estableció un consumo de 0,382 metros cúbicos de gas por cada barril de petróleo producido y de 0,876 metros cúbicos de gas por cada barril de agua producida.

El 4 de enero de 1967, el MMH le autoriza a la Creole Petroleum Corp. un programa de perforación y levantamiento artificial por gas en varios yacimientos sometidos a inyección de gas, limitando la producción de petróleo y fijando los volúmenes de gas a inyectar y las presiones de fondo promedio de los pozos productores.

El 8 de marzo de 1967, el Dr. José Antonio Mayobre, Ministro de Minas e Hidrocarburos, recibió de Charles G. Simpson, Vicepresidente y Gerente General de la Philadelphia Gas Works, (PGW), la primera propuesta para que Venezuela enviara gas metano líquido, (GNL) a Filadelfia. El envío inicial sería de 200 a 300 M p³/d, y con aumento posterior hasta los 500 M p³/d. Las plantas de licuefacción ubicadas en el Occidente o en el Oriente del país, o en ambos lugares. El capital para el proyecto sería internacional o venezolano, o ambos. El contrato sería por 20 años. La propuesta establecía que *no podía comprometerse con un precio FOB en Puerto Miranda o Puerto La cruz, sin antes haber completado un estudio detenido y formal de la disponibilidad de gas*, (es decir, de las reservas). Proponían que una agencia independiente, seleccionada por ambas partes, realizara el estudio y certificara las reservas para los 20 años del contrato.

En julio de 1967, se reformó por segunda y última vez la Ley de Hidrocarburos de 1943, que sería derogada el año 2001 con la aprobación de Ley Orgánica de Hidrocarburos.

El 4 de septiembre de 1967, la Oficina Técnica de Hidrocarburos fijó en 90% el porcentaje de utilización de gas para los yacimientos del Cretácico del campo La Paz.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

El 28 de marzo de 1968, el MMH autorizó a la Creole Petroleum Corporation la perforación de pozos interespaciados, le fijó las relaciones gas-petróleo de varios yacimientos y se dispuso que los volúmenes de gas inyectados compensarían la producción de petróleo, gas y agua y el mantenimiento de la presión de cada yacimiento.

El 21 de junio de 1968, se estableció para el campo Mara el límite de utilización del gas producido en no menor del 90%.

El 16 de julio de 1968, se envió Oficio Circular a las empresas informándoles del cambio en el Informe de Reservas, para que éstas incluyesen todo lo relacionado con el gas natural (reservas, líquidos teóricamente obtenibles del gas y reservas probadas de hidrocarburos líquidos).

El 19 de julio de 1968, el MMH mediante Oficio Circular a las empresas uniformiza la nomenclatura para todos los pozos de petróleo y gas, en cualquier estado en que se encontrasen.

El 25 de abril de 1969, el MMH ofició a las cuatro inspecciones técnicas para que requirieran a las empresas un análisis de la composición del gas natural de cada planta de compresión, y el de entrada y salida de las de tratamiento. De no existir plantas en un determinado campo, el análisis debía ser de las estaciones de recolección que fueran representativas del campo en cuestión.

El 11 de septiembre de 1969, el MMH envió Oficio Circular a las empresas solicitándoles, en un plazo de dos meses, los planes que tenían para resolver el problema del desperdicio de gas natural, por ser éste una riqueza pública.

El 11 de septiembre de 1969, el MMH solicitó a las empresas concesionarias que presentaran cada año los informes pormenorizados de progreso de los proyectos de inyección de gas (se

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

le solicitaban doce parámetros de evaluación).

El 17 de octubre de 1969, el MMH autorizó a la compañía Shell producir los yacimientos del Cretácico y del Basamento, con relaciones gas-petróleo ilimitadas, siempre que el gas fuera utilizado en por lo menos 90%.

En 1970, se inicia la operación del complejo de Bajo Grande (estado Zulia), con plantas de extracción y fraccionamiento, con una capacidad de procesamiento de 50 m b/d de LGN (Líquido del Gas Natural).

En 1970, el MEM, dentro de una política de formación de profesionales venezolanos en materia de gas, envía un grupo de jóvenes a USA, para prepararse en materia de Gas Natural Licuado (GNL).

II.4 CUARTA ETAPA - DE 1971 A LA LEY ORGÁNICA QUE RESERVA AL ESTADO LA INDUSTRIA Y EL COMERCIO DE LOS HIDROCARBUROS (1975)

El Informe más completo producido en Venezuela hasta la fecha sobre "Proyectos de Exportación de Gas Natural Licuado (GNL)" fue elaborado por el Ministerio de Minas e Hidrocarburos el 5 de febrero de 1971 (4 años después de la propuesta de la PGW). Se creó una Comisión Mixta LNG-MMH-CVP, que encomendó a los ingenieros Rubén Caro y Publio Salaverría un estudio titulado "Esquema para Instrumentar un Programa de Exportación de Metano Líquido". El estudio recomendó un programa de trabajo y, para llevarlo a cabo, el Ministro de Minas e Hidrocarburos nombró un "Grupo de Trabajo LNG" para preparar un estudio de factibilidad para exportar LNG a USA. Por el MMH se nombró al Ing. Rubén Caro, quien sería el coordinador, y al Ing. Arévalo Guzmán Reyes. La CVP nombró a los ingenieros Publio Salaverría, Manuel Penso, Fausto Bello y Oswaldo Lecuna, al economista Argimiro Natera y al

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

abogado Enrique Landaeta, luego se integraría al grupo el Capitán de Navío Edgar Senior Díaz. El estudio recomendó lo siguiente:

1. La propiedad de los sistemas de alimentación y licuefacción serían en su totalidad del Estado.
2. Obtener el máximo beneficio por la venta del Gas Natural Licuado.
3. Las empresas de licuefacción y de transporte deberán ser distintas.
4. El precio mínimo para iniciar negociaciones estaría entre 0,52 y 0,56 USD/M btu, bajo la figura de la escalación.
5. No se justifica la participación de Venezuela en los terminales y la distribución en USA.
6. Utilizar consultores extranjeros, expertos en las diferentes materias LNG.
7. Estudiar las formas de contratos a largo plazo y estacionales.
8. Necesidad de adiestrar personal en todas las áreas del negocio de licuefacción de gas.

El estudio fue llevado a cabo por la Gas Developments Corporation (del IGT) por encargo de la Corporación Venezolana de Petróleo y destacaba que debía procederse de inmediato con las recomendaciones del mismo para llevar adelante el proyecto, porque aunque había mercado para el gas venezolano en USA, ya se estaban adelantando proyectos en Trinidad, Nigeria y Libia (30 años después se materializarían en los dos primeros países)

Este primer proyecto para exportar gas metano líquido a USA nunca se realizó, entre otras razones, por la cuantía y características de las reservas de gas natural disponibles para el proyecto y, especialmente, por la aprobación de la Ley de Gas de 1971: (Ver Anexo A.6)

1. De las reservas de gas natural, que para la fecha sumaban apenas 36,4 billones de pies cúbicos (TPC), el 93% era

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

asociado.

Con respecto a estas reservas, el estudio concluye que estaban subestimadas por la metodología usada para su cálculo. El gas natural original en sitio se multiplica por el factor de recobro, siendo este último muy bajo, en vez de usar el criterio de las presiones de abandono reales de cada yacimiento. Tampoco se incluía todo el gas no asociado o libre descubierto que no se contabilizaba porque el interés era la producción de petróleo. El gas a producirse entre 1971 y 1994 no sería suficiente para atender las necesidades del mercado interno más la exportación. Estas reservas debían ser certificadas por expertos internacionales, así como la garantía de entrega de los volúmenes acordados.

2. En estudio se estableció que los compradores del gas natural en USA iban a ser estrictos en los contratos, en especial en la garantía de abastecimiento por veinte años.
3. La promulgación de la Ley de Gas, a finales de ese mismo año 1971, señalaba en su artículo 5° la imposibilidad de producir gas libre para el proyecto: *...Sólo podrá licuarse el gas que se produzca asociado al petróleo...* Esto de plano impedía que se explorara y produjera gas no asociado (libre, principalmente metano) que era indispensable para efectos de exportación, por no estar sujeto a cuotas de producción de petróleo OPEP.

La Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural fue promulgada y publicada en la Gaceta Oficial de la República de Venezuela N° 29.594 de fecha 26 de agosto de 1971 y estuvo en vigencia hasta su derogación en 1999 por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. Acorde con esta Ley, la industria del gas sería ejercida por el Ejecutivo Nacional y explotada por la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP). A los concesionarios se les requería entregar al Estado el gas producido. El Ejecutivo

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Nacional establecería las condiciones en las cuales los concesionarios de hidrocarburos podrán utilizar en sus operaciones el gas que se producía asociado con el petróleo.

El 20 de diciembre de 1971, se limitó la relación gas petróleo de la Formación Basal La Rosa (Bloque I del Lago de Maracaibo) a 1.500 PC/b/pozo (RGP). Los pozos con RGP superiores debían ser cerrados como EH, (cerrado por el Ministerio de Minas e Hidrocarburos).

En 1971, entran en operación las plantas TJ-1, TJ-2 y TJ-3, ubicadas en el Lago de Maracaibo, las cuales obtenían los líquidos por compresión y absorción. En el oriente del país entra en operación la Planta Santa Rosa, (estado Anzoátegui). Esta planta al inicio utilizó tecnología de absorción y luego fue redimensionada para tecnología de refrigeración.

En el período 1972-1975, inician operaciones en el occidente del país tres nuevas plantas: (ampliación) de la Ulé, la GLP-2 y El Tablazo. Esta última con capacidad de procesar 4,67 M m³/d (165 M p³/d) con tecnología de Turbo Expansor. Es la única planta donde se extrae etano, por lo que se puede considerar de extracción profunda. Para el período, la capacidad alcanzó 170 mil b/d de LGN.

En la Memoria y Cuenta de 1973, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos informó que el reglamento N° 1 de la Ley de Gas de 1971 y el Decreto 832 conducirían a una utilización de gas, no menor al 95% del gas producido para 1974, pero no sucedió así. En la Memoria de 1975, el MMH estableció que la utilización sería del 98% del gas producido *que sea posible recolectar económicamente*, un detalle que ayudaría a materializar los deseos del Ministerio de Energía y Minas. Esto se encuentra también en los Lineamientos enviados a PDVSA para 1989, así como en los Lineamientos para 1997.

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

El 29 de agosto de 1975, se promulgó la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (G.O. N° 1.769 Extraordinaria). En su artículo primero se estableció que *lo referente a la industria del gas natural y el mercado interno de los productos derivados de hidrocarburos, se regirá por lo dispuesto en la Ley que Reserva al Estado la Industria del Gas Natural y la Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno de los Productos Derivados de Hidrocarburos, respectivamente, en cuanto no colinda con lo dispuesto en la presente ley.*

II.5 QUINTA ETAPA - DE 1976 A 1999

El 28 de septiembre de 1977, el Ministerio ofició a la Compañía Shell para que incluyera en los informes reglamentarios para la determinación del poder calorífico del gas que se usaba como combustible, las concentraciones en ppm. de ácido sulfhídrico (H₂S), mercaptanos y otros compuestos sulfurados. Esa medida obedecía a la producción de gas asociada a los proyectos de inyección de vapor en la Costa Bolívar, que aumentaban la producción de esos compuestos del azufre.

El 1° de diciembre de 1977, el Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP) se convirtió en Petroquímica de Venezuela, S.A. (PEQUIVEN). Antes, en julio de 1977, el Congreso de la República había promulgado la Ley de Conversión del IVP a Sociedad Anónima.

En materia de medición de gas en occidente, durante 1978 se ofició a las empresas para que informaran al MEM sobre la ubicación de los medidores de gas combustible y gas vendido, indicándoles que cualquier cambio o modificación en los mismos tendría que hacerse con el previo consentimiento del despacho.

En febrero de 1979 el MEM presentó en un extenso trabajo el "Documento Rector de la Política Energética Venezolana", donde el

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

gas natural tenía un rol importante.

Los objetivos de la política energética nacional contemplaban:

- Garantizar el suministro de energía requerida por el país, dentro del principio básico de conservación,
- Garantizar un adecuado volumen de exportación petrolera, a fin de obtener los recursos financieros necesarios para el desarrollo económico y social del país,
- Diversificar las fuentes de energía en un esfuerzo dirigido a lograr el equilibrio entre las fuentes de origen renovable y no renovable,
- Garantizar, en lo posible, el autofinanciamiento del sector energético, a fin de satisfacer sus necesidades de expansión, en función de la influencia de los precios de la energía sobre el proceso de desarrollo socioeconómico del país,
- Lograr el mayor grado posible de independencia científica y tecnológica del sector energético nacional,
- Aumentar el grado de integración del sector energético al resto de la estructura económica del país,
- Promover y mantener la cooperación energética a través de los organismos nacionales, regionales y extra regionales, así como mediante acuerdos bilaterales y multilaterales, en competencia con la coyuntura política y económica que en cada caso esté presente, en función de salvaguardar los intereses vitales del país.

Los lineamientos de la política energética serán:

- El Estado tendrá la administración de los recursos energéticos primarios en el territorio nacional,
- El estado garantizará la explotación y aprovechamiento de los recursos energéticos, principalmente bajo el criterio básico de conservación; a tal efecto, el Ministerio de Energía y Minas es el organismo responsable de diseñar la política

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

nacional de desarrollo de fuentes convencionales y de energías nuevas y renovables, así como su fiscalización y evaluación,

- Los programas de desarrollo de fuentes energéticas no deben generar compromisos que pudieran afectar en forma alguna la soberanía del país sobre esas fuentes,
- En el desarrollo económico nacional se utilizarán con preferencia recursos energéticos autóctonos, compatibles con las estrategias de desarrollo regional,
- El desarrollo de fuentes energéticas distintas al petróleo y carbón estará dirigido fundamentalmente a satisfacer los requerimientos internos,
- Los programas de desarrollo energético deberán estar orientados a la incorporación del mayor valor agregado posible y su evaluación no debe regirse exclusivamente por criterios de rentabilidad económica, sino también incorporando factores de soberanía, seguridad, interés nacional, abundancia relativa del recurso y costo social y ambiental,
- El sistema de precios nacionales de la energía deberá fundamentarse en la calidad, escasez, disponibilidad, sustituibilidad, costos relativos y facilidad de uso de las fuentes energéticas internas, tomando en cuenta los precios internacionales de la energía y el mantenimiento de las ventajas comparativas en la economía nacional,
- La transferencia de tecnología requerida por el sector energético deberá garantizar, en lo posible, la autonomía y el desarrollo de la capacidad nacional de asimilación y adaptación, así como una tecnología que fortalezca el poder de decisión del país,
- Se continuará participando activamente en los organismos nacionales, regionales y extra regionales de cooperación energética, estimulando aquellas iniciativas que permitan la acción mancomunada de los países del Tercer Mundo para el mejor aprovechamiento de sus recursos naturales,

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

- especialmente los energéticos,
De acuerdo con los principios de la OPEP, se protegerá el poder adquisitivo de las exportaciones de petróleo en función de su valor intrínseco, la inflación, las variaciones monetarias internacionales y el costo que corresponde en el desarrollo de fuentes energéticas alternas diferentes al petróleo.

Enmarcado dentro de la política energética, se estableció que las energías para apoyar el desarrollo nacional eran en el siguiente orden: la hidroelectricidad, el gas natural, los combustibles líquidos derivados del petróleo, el carbón y las fuentes alternas. Esto permitiría que la matriz energética venezolana tenga un equilibrio entre la hidroelectricidad, el gas natural y los derivados de petróleo, participando cada una de éstas, al menos, con 1/3 del consumo.

En 1981 se fijó la relación gas-petróleo en 2.800 pc/b para yacimientos del Bloque corredor en el Lago de Maracaibo.

Al considerar la importancia creciente que tenía el gas natural, el 28 de mayo de 1982, Petróleos de Venezuela convocó un Comité Ejecutivo Ampliado, donde se discutiría el documento titulado "Perspectivas del Gas Natural en Venezuela hasta el año 2000", preparado por la Coordinación de Producción.

Entre las conclusiones y recomendaciones del documento destacan las siguientes:

1. El gas natural no es exportable en las condiciones actuales del mercado.
2. El uso del gas natural en el mercado interno liberaría líquidos para su exportación.
3. El orden de prioridades de consumo interno debería invertirse así: fuel oil, gas natural, gasoil; a gas natural, fuel oil, gasoil.

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

4. Para aumentar las reservas de gas natural, sin recurrir a las áreas costa afuera, se requiere de un intenso programa de perforación exploratoria y de avanzada en el norte de Anzoátegui, Guárico, Falcón y sur del Lago.
5. No existen problemas en cuanto a los requerimientos de inyección de gas natural para recuperación secundaria.
6. Se requiere, con la mayor brevedad y con carácter prioritario, la interconexión Oriente-Occidente, para resolver el problema del déficit de gas natural en Occidente.
7. El programa evaluatorio costa afuera deberá dirigirse prioritariamente a la búsqueda de hidrocarburos líquidos. En caso de no materializarse las expectativas de reservas de gas natural en tierra, será necesario desarrollar las reservas de gas no asociado costa afuera. En caso contrario, podría considerarse el desarrollo del gas costa afuera para otros fines (Sin duda ya se pensaba en el gas licuado para exportación).
8. A partir de 1995 será necesario construir plantas adicionales de extracción de líquidos.
9. Será necesario desarrollar una política de precios para el gas natural y sus componentes.
10. El orden de prioridades para el desarrollo del potencial de gas natural deberá ser como sigue:
 - a. Gas asociado en tierra
 - b. Gas no asociado rico en tierra
 - c. Gas no asociado pobre en tierra
 - d. Gas no asociado costa afuera.

A partir de enero de 1982, Petróleos de Venezuela, a través de su Coordinación de Exploración y Producción, estableció la normativa para la valorización interna del gas, creando el mecanismo para la distribución de Obligación al Mercado Interno. El procedimiento consistía en lo siguiente:

1. Las obligaciones de suministro al mercado interno se

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

determinarían con base a la producción de hidrocarburos líquidos de cada filial, (gasolina y destilados, diesel, fuel oil y productos especiales), y a la entrega de gas natural para el mercado interno. El porcentaje de participación de la filial respectiva, se determinaba así:

$$\% \text{ de participación}^* = \frac{[(\text{producción de crudo} + \text{LGN}) + \text{Entrega de gas al M.I.}] \text{ de la filial}}{[(\text{producción de crudo} + \text{LGN}) + \text{Entrega de gas al M.I.}] \text{ de PDVSA}}$$

(*) Todo calculado en miles de barriles diarios equivalentes.

2. En la práctica, las entregas físicas eran diferentes a la obligación, por lo que algunas filiales recibían compensaciones por su sobre-entrega. La acción de optimizar el consumo propio de gas para dedicarlo al Mercado Interno (M.I.) representaba un beneficio para la filial, al recibir compensación como residual. Dado que Corpoven entregaba la mayor parte del gas, era la filial que más recibía compensación.

En noviembre de 1984 se aprueba el Proyecto Nurgas, para la construcción y ampliación del sistema de Gasducto Oriente-Occidente del inició en 1987 y se concluyó en 1991. Este sistema consta de 2.210 km de líneas (cuatro desde Anaco hasta Altagracia) con una capacidad de transporte de 27,4 M m³/d (970 M pc/d). Adicionalmente, es el único sistema que posee planta compresora, instalada en Altagracia, para elevar la presión y poder mover el gas hacia Barquisimeto.

En 1987 se ofició a las empresas para que excluyeran de sus informes de producción de petróleo los volúmenes de gasolina natural y condensados de compresión producidos (condensados de plantas y otros líquidos).

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

En 1988, se aprueba el Proyecto de Gas Natural para Vehículos (GNV) desarrollado por Corpoven, y se inició en el Área Metropolitana de Caracas en 1989; a partir de 1992 se extendió a otras ciudades del país, llegándose a instalar 150 puntos de suministro y la conversión de unos 50 mil vehículos, con énfasis en el transporte público. El proyecto no funcionó como se esperaba, porque las grandes ciudades y poblaciones no llegaron a tener gas por tubería para garantizar el abastecimiento a las estaciones de servicio y, más importante, porque los precios de la gasolina no fueron elevados a niveles que hicieran que el gas se convirtiera en una opción económica atractiva para los consumidores, como es el caso, por ejemplo de Argentina, Brasil y Colombia. En los últimos años prácticamente se paralizó el desarrollo de esta actividad, pero a finales de 2007 el Gobierno Nacional anunció su plan de incrementar el uso del GNV, dentro del cual PDVSA espera crear, en el corto plazo, 350 nuevos puntos de suministro y estiman que para el año 2012 la red llegaría a 744 puntos.

El 15 de junio de 1988 se firmó entre el Ministerio de Energía y Minas y Maraven, el Convenio para el Pago del Impuesto de Explotación (regalías) del 16 2/3% de los hidrocarburos líquidos producidos del gas tratado en las "plantas de gasolina natural", acorde con lo establecido en el ordinal 3° del artículo 41 de la Ley de Hidrocarburos y se estableció que dicho impuesto sería pagado totalmente en efectivo. Así mismo, quedó entendido como hidrocarburos líquidos producidos, el etano, el propano, los butanos, la mezcla de propano-butano, el pentano, la gasolina natural y las naftas. Las partes convinieron en usar gravedad API para los hidrocarburos líquidos obtenidos, a los efectos de determinar el valor mercantil correspondiente;

Etano 11,3° API
Propano 11,3° API
Mezcla de propano-butanos 20,6° API
Butanos 20,6° API

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Gasolina Natural 35,0° API
Pentano y Naftas 35,0° API

Una vez asociados los líquidos del gas con esas gravedades, el Convenio usaba las fórmulas para pagar las regalías de los crudos Lagunillas, Tía Juana Mediano y Tía Juana Liviano, respectivamente. Esta situación tan curiosa de usar el precio de crudos para pagar regalías por los líquidos del gas natural, funcionó hasta el momento en que se dispararon los precios del petróleo y la empresa terminó pagando regalías que excedían con creces el valor por el que se vendían esos productos. Esta situación se agravó cuando el Ministerio trató de incluir el metano en esa lista.

Petróleos de Venezuela a partir del 1° de enero de 1988, elaboró como parte del Manual de Normas y Procedimientos de Finanzas, los siguientes agregados o normas:

1. Costo de producción, manejo, entrega y comercialización de gas para ventas; el cual tenía como objetivo *establecer un método uniforme para acumular y presentar trimestralmente a Petróleos de Venezuela, los costos de las operaciones de producción, recolección, transporte y comercialización de gas para ventas, para todas las empresas filiales*. Esta normativa sustituyó a la de agosto de 1983, que era muy sencilla.
2. Costo de elaboración, manejo y entrega de LGN, el cual tenía como objetivo *establecer un método uniforme para acumular y presentar trimestralmente a Petróleos de Venezuela, los costos de las operaciones de elaboración, almacenamiento, transporte y distribución de LGN por todas las empresas filiales*.

Entre 1991 y 1992 se creó un Comité de Trabajo con participación de Cordiplan, el Ministerio de Energía y Minas, Petróleos de Venezuela y las empresas filiales, para establecer los costos marginales del Gas

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

Natural en Venezuela, bajo un lineamiento de política de hidrocarburos del MEM, que establecía...*"Los precios de los energéticos transables deberán reflejar su costo de oportunidad y los no transables su costo marginal a largo plazo"...*

Durante las labores del Comité, algunos participantes opinaban que el precio del gas asociado debería ser cero, porque era un subproducto de la producción del petróleo que no se podía dejar de producir si se quería producir el crudo. Esas opiniones fueron descartadas y, para todos los efectos de costos de producción del gas asociado, se utilizó la relación de poder calorífico entre los dos hidrocarburos. Se tomó como referencia una producción de crudo de 1.000 barriles diarios con una relación gas-petróleo de 1.500 pc/b, lo que significaba que se producían 1,5 M pc/d de gas, equivalentes a 1.800 M/btu de energía. Los 1.000 b/d de petróleo equivalían a 6.960 M btu, para un total de 8.760 M/btu producidos, lo que representaba 20,6% atribuibles al gas asociado y 79,4% al petróleo. Para estos cálculos se usó como referencia 1.200 btu/pc de gas y 5.800 pc/b de petróleo equivalente.

Petróleos de Venezuela, efectivo el 1º de enero de 1995, elaboró para el Manual de Normas y Procedimientos Corporativos de Finanzas la norma para la distribución de las obligaciones de suministro al Mercado Interno y los precios de transferencias interfiliales operadoras (que sustituyó a la original del 15-08-1984). Esta Norma fue revisada el 26/01/1996. Allí se fijaron los precios de transferencia para el gas natural (bajo las modalidades del precio de Gaceta Oficial y el Costo de desarrollo a largo plazo), el etano (tenía 3 precios), el propano, los butanos (a negociar entre la filial y Pequiven), la nafta y el azufre.

Durante el mes de noviembre de 1996 ocurrió uno de los hechos más curiosos en la industria del gas en Venezuela; Maraven transfirió sus activos (vendió) de la Planta de Líquidos del Gas Natural de El Tablazo a la empresa Pequiven, incluido su personal de operaciones.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

El voluminoso y engorroso contrato de venta establecía que Maraven entregaría gas rico (entre 265 y 320 M pc/d) para ser procesado por Pequiven y ésta devolvía a la primera todos los productos obtenidos que no utilizara para sus procesos petroquímicos y como combustible, según volúmenes establecidos en el Contrato.

En 1998, se terminó la ampliación de la planta de fraccionamiento Jose, elevándose la capacidad de fraccionamiento a 150 m b/d. La capacidad total de producción de LGN en el país se situó en 330 m b/d.

En septiembre de 1991, PDVSA presentó un extenso documento en materia de gas, titulado "Portafolio de Gas", preparado por un Comité Interfiliar (Corpoven, Lagoven, Maraven y Pequiven) que tenía como objetivo proponer estrategias de uso del gas natural y sus líquidos asociados. El Comité también desarrolló un modelo de optimización energética que estimó una demanda operacional para todo el país, incluyendo la inyección, de 2.340 M pc/d para el 2010.

- En materia de refinación se estimó un consumo entre 550 y 1.030 M pc/d para el 2010. El consumo alto suponía el mejoramiento de 3,0 millones de barriles por día, (M b/d), de la Faja del Orinoco, utilizando procesos de hidrogenación.
- El sector petroquímico estimaba consumir entre 880 y 1.080 M pc/d para 2010, en un escenario de producción entre 6,0 y 9,5 millones de toneladas métricas, (M tm), de productos para ese año.
- El sector siderúrgico/aluminio consumiría entre 440 y 745 M pc/d en 2010.
- Para el sector eléctrico (el modelo más complejo para simular) los consumos se estimaron entre 815 y 1.135 M pc/d para 2010, es decir, que la demanda de gas natural para el 2010 estaría entre 5.600 y 7.067 M pc/d. En 1990 la capacidad térmica instalada de generación eléctrica era de 6.950 MW. El gas aportaba el 65%, el fuel oil 30% y el diesel

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

5%. En 1990 el gas equivalía a 65.000 mil bpe/d, el fuel oil 28 mil bpe/d y el diesel 5 mil bpe/d.

- Los otros sectores (cemento, manufacturero, transporte y doméstico) consumirían entre 575 y 737 M pc/d para el mismo año de referencia.
- El modelo también preparó estimados y economías para exportar gas metano, en barcos, en forma comprimida a Puerto Rico. También se considero la forma de Gas Natural Licuado (LNG).
- El modelo calculó el "net back" en USD M btu para cada uso del gas por sectores, resultando en el mejor uso en el sector eléctrico, seguido de la producción de metanol. El uso del gas para producir amoníaco y para la reducción de hierro resultaban marginales, así como el GNV.

El estudio estableció las reservas probadas de gas en 3,1 BMC (110 TPC), de los cuales 0,3 BMC, (10 TPC), eran de gas no asociado. Por otra parte, las reservas probables eran de 0,82 BMC, (29 TPC), las posibles de 2,4 BMC (83 TPC), las hipotéticas de 1,4 (51 TPC), y los recursos especulativos eran de 2,3 BMC, (82 TPC), para un total de 10,4 BMC, (366 TPC), de los cuales 9,1 BMC, (323 TPC) eran de gas asociado y 1,2 BMC, (43 TPC) eran de gas libre. Estos recursos se identificaban por áreas de interés.

El 30 de junio de 1992, por Decreto Presidencial N° 2.408, se creó una Comisión Presidencial formada por Oswaldo Álvarez Paz, Fernando Chumaceiro, Jorge Pérez Amado, Ulises Ramírez, Arévalo Guzmán Reyes, Simón Díaz y Jorge Barrientos, para que presentara, en un plazo de dos meses, un informe para resolver los problemas de seguridad y suministro de la red de gas de Maracaibo. Esto condujo a que se llevara adelante el "Proyecto Red de gas de Maracaibo - REGMA". Este proyecto tuvo como objetivo crear una empresa, formada por personal del MEM, de la Fundación Instituto Municipal de Energía, (FIME), y de Maraven, con el propósito de resolver los problemas operacionales de la red de gas de Maracaibo y

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

para garantizar los suministros futuros de gas de la ciudad. El proyecto recibió el apoyo financiero del PNUD (Naciones Unidas) y de Maraven, y el apoyo técnico de las empresas Gaz de France y Maraven.

En 1992, ante la crítica situación de la oferta de gas en el occidente del país, ocasionada por una creciente demanda de ese hidrocarburo, Petróleos de Venezuela se vio en la necesidad de elaborar un sistema de jerarquización para el uso del gas en la región. La jerarquización se apoyaba en la posibilidad que tenía un usuario de reemplazar el gas por otro combustible en los casos de recortes de oferta, y quedó establecida de la manera siguiente:

1. Las operaciones de producción,
2. Las plantas de hidrógeno de las refinerías de Cardón y Amuay,
3. El gas doméstico,
4. La industria petroquímica, y dentro de ella primero había que atender las plantas de proceso y en segundo lugar el uso de gas como combustible,
5. El sector eléctrico,
6. La inyección de gas en los yacimientos,
7. Otros usos del gas en las refinerías,
8. Gas para otras industrias.

Ese sistema sería supervisado por una Coordinación del Sistema de Gas de Occidente que se creó el 20 de agosto de 1992. La supervisión recayó primero en la empresa Corpoven y luego en Maraven.

Físicamente, el sistema tenía su sede en El Tablazo, desde donde se producían las comunicaciones con las filiales operadoras y los usuarios. Esta Coordinación regional estaba supervisada desde la Coordinación de Exploración y Producción de PDVSA, donde funcionaba el Comité Asesor de Gas de la Industria Petrolera Nacional, dirigido inicialmente por el Ing. Nelson Hernández y

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

luego por el Ing. Alexis Alvarado.

El 18 de agosto de 1992 comenzó el estudio más importante que se ha realizado en el país para establecer los precios y tarifas del gas natural en Venezuela, con la participación de MEM y CORDIPLAN y el patrocinio del Banco Mundial. La primera fase del estudio terminó en abril de 1993 y se diseñó la metodología y procedimiento de cálculo del costo marginal a largo plazo del gas natural en Venezuela. El estudio fue asesorado y coordinado por el economista Jesús Iván Rojas y se realizó en las oficinas de PDVSA.

En el estudio participaron, entre otros, por el MEM, Ana María de Godoy; por PDVSA, Carlos Eduardo Luciani, Carlos Mager, Alexis Alvarado, Rafael Estrada y Lelis Pinto; por Corpoven, Víctor Silva (nombrado coordinador del Grupo principal del estudio), Pedro Machado, Francisco Pérez Santana, Bernardo Lorenzo y Gloria Briceño; por Lagoven, Pedro Vicente Silva, Oscar Romero, Jorge Jiménez y Alfredo Pineda; por Maraven, Diego González, HenryPino, Alfonso Blundun y Gabriela de Rojas; por Pequiven, Enrique Torres, Edgar Vilchez y Daniel Tagger; por EDELCA, Andrés Matas y Jenny Azocar.

En 1993, inicia operaciones la primera ampliación del Complejo Criogénico de Oriente, denominado ACCRO I y II. Se elevó la capacidad de extracción a 28,32 M m³/d (1.000 M pc/d) y la de fraccionamiento de 100 mil b/d.

En 1997, un equipo interfilial dirigido por el Lic. Ramón Castro P. y coordinado por el Lic. Pedro Machado S., elaboró un Anteproyecto de Ley Orgánica de Apertura del Mercado Interno de los Productos Derivados de Hidrocarburos a la Participación de los Particulares. El proyecto, que incluía todo lo relacionado con el mercadeo del GLP, nunca fue aprobado por el Congreso Nacional.

En 1997, el MEM estableció el precio para el gas que se produciría

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

en la Faja del Orinoco.

El 12 de septiembre de 1999, enmarcado en la Ley Habilitante de fecha 26 de abril de 1999, el Presidente de la República, Hugo Chávez, dictó el Decreto N° 310 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, en cuya Exposición de Motivos quedaron establecidas las líneas fundamentales del Gobierno en materia de gas natural y sus componentes, que pueden sintetizarse en los siguientes puntos.

- a) Explotar las reservas probadas de gas natural para atender primordialmente el mercado nacional doméstico, comercial e industrial y, eventualmente, el de exportación como materia prima o combustible a otros países.
- b) Incrementar las reservas de gas libre, para no depender demasiado del gas asociado sujeto a las variables de la producción petrolera, estimulando la búsqueda de yacimientos de gas libre.
- c) Las actividades con hidrocarburos gaseosos pueden ser realizadas directamente por el Estado o a través de entes de su propiedad, o por personas privadas nacionales o extranjeras con o sin la participación del Estado, a través de licencias y permisos.
- d) Las licencias y permisos se otorgarán a proyectos determinados dirigidos al desarrollo nacional.
- e) El Estado exigirá una regalía de veinte por ciento (20 %) sobre los volúmenes de hidrocarburos gaseosos producidos.
- f) La creación de un ente con autonomía funcional, denominado Ente Nacional del Gas, para promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos relacionadas con las actividades de transporte y distribución.
- g) El transporte y la distribución de hidrocarburos destinados al consumo colectivo son declarados de servicio público.
- h) Los precios del gas natural y las tarifas de transporte y distribución deberán atender a facilitar la recuperación de las

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

inversiones, y obtener una rentabilidad razonable, así como al mantenimiento adecuado del servicio y asegurar a los consumidores el menor costo posible.

- i) Con el fin de evitar conductas monopólicas, no se permitirá que una misma persona realice o controle en una región dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución, sin embargo, cuando la viabilidad del proyecto así lo requiera, podrá ser autorizado por el MEM para ejercerlas; en este caso deberán llevarse contabilidades separadas como unidades de negocio claramente diferenciadas.
- j) Se dará prioridad a los proyectos de industrialización de los hidrocarburos gaseosos que propendan a la formación de capital nacional, a una mayor agregación de valor a los insumos procesados y cuyos productos sean competitivos en el mercado exterior.

Esta Ley permite, en principio, la participación de la empresa privada en todas las actividades de la industria de los hidrocarburos gaseosos sin la participación accionaria del Estado, y estaba dirigida hacia el pleno desarrollo de la industria del gas en Venezuela, así como para industrializar los componentes de este hidrocarburo en el territorio nacional.

II.6 SEXTA ETAPA - DEL AÑO 2000 AL PRESENTE

La empresa GASEBA, filial de Gaz de France, cesó sus actividades en Venezuela a partir del 1º de enero de 2000, después de haber actuado en el país por más de 5 años trabajando en acuerdo con PDVSA. La razón de la decisión fue *por las dificultades de lograr sinergias y proactividad deseable en el proceso de apertura de los negocios de gas por parte de las autoridades venezolanas. Antes había cesado sus actividades la empresa Transcanadá.*

El Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos se aprobó el 5 de junio de 2000 (Gaceta Oficial N° 5.471

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Extraordinaria). Este Reglamento es su artículo 2º recoge un glosario sobre la industria del gas natural.

El 24 de septiembre de 2001 Bernardo Álvarez, Viceministro de Hidrocarburos del MEM, envió al Presidente de PDVSA Gas (Nelson Nava) el Oficio N° VMH-381, donde le informaba que *por instrucciones del Presidente de la Republica Bolivariana de Venezuela, el Ministro de Energía y Minas ha creado una Comisión dirigida por el Viceministro de Hidrocarburos para la creación de una empresa independiente de gas. En este sentido, le agradezco comunicar a todo el personal de esa empresa que cualquier observación, pregunta o aclaratoria sobre este proceso deberá ser dirigida directamente a la Comisión antes señalada, a través de su Coordinador.*

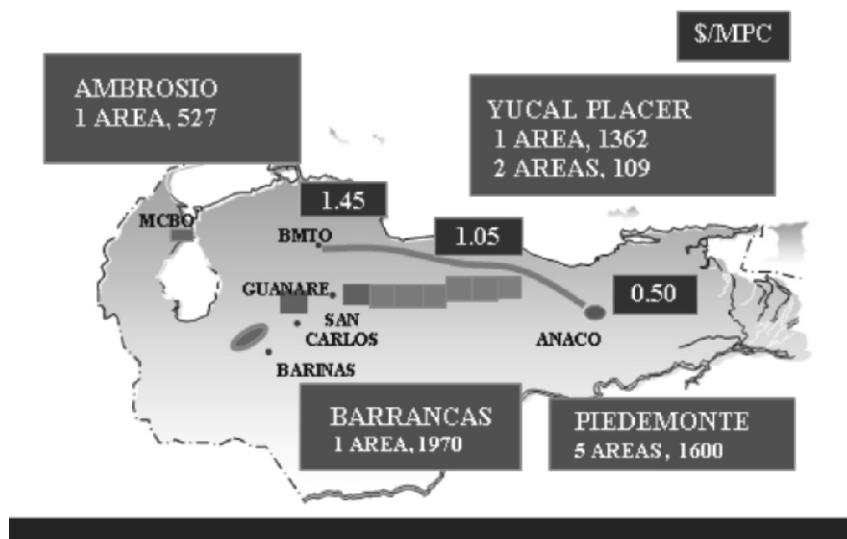
El 31 de octubre de 2001, la Comisión MEM/PDVSA que se creó a raíz del oficio VMH-381 preparó un "Análisis de la Separación de PDVSA Gas de PDVSA". Los representantes del MEM (Bernardo Álvarez, Francisco Simonpietri, Ana María de Godoy, Alicia Medina, Pedro Vicente Silva y Rafael Ramírez) recomendaron crear la nueva Corporación en forma inmediata y simultáneamente crear equipos de trabajo para resolver todas las observaciones que habían sido presentadas por los representantes de PDVSA Gas. La posición de los representantes de PDVSA Gas (Luis Andrés Rojas, Juan Santana, Orlando Morales, Carmen Elisa Hernández y Alfredo Gómez), fue crear equipos de trabajo para analizar con detenimiento las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas de la propuesta. Las dos partes estuvieron de acuerdo en estructurar la Corporación por etapas, redimensionar el Plan de Negocios de PDVSA Gas, firmar un contrato paraguas con PDVSA para garantizar la continuidad operativa y diseñar una campaña informativa para explicar los alcances de la nueva empresa. Finalmente esta Corporación nunca se creó.

El 6 de septiembre de 2000, Petróleos de Venezuela, con

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

autorización del MEM, abrió el proceso de licencias de exploración y explotación de gas libre. El documento normativo inicial definió el proceso como "Licencias de Gas Venezuela 2000 (LG 2000)". Se ofrecieron dos áreas con reservas probadas (Yucal-Placer Norte y Sur) y nueve áreas para exploración y explotación. El 29 de junio de 2001 se otorgaron licencias para las áreas de Yucal-Placer, Barbacoas, Tiznados, Tinaco, Barrancas. En julio 2002 se otorgó el área de San Carlos.

Figura N° 5 - Oportunidades Licitación 2000

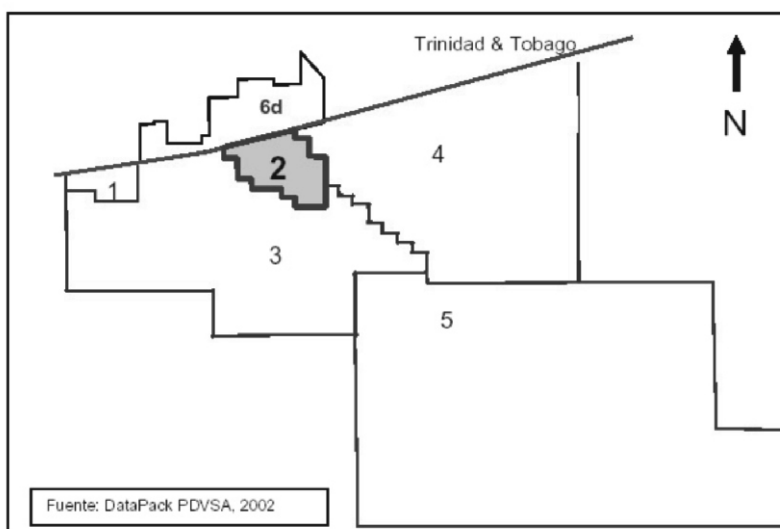


Fuente: PDVSA

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

En el 2003 se otorgaron licencias para operar en los Bloques 2 y 4 de la Plataforma Deltana. En el 2004 se entregó el Bloque 3. Faltan por otorgarse los Bloques 1 y 5. Este gran campo fue descubierto en febrero de 1983.

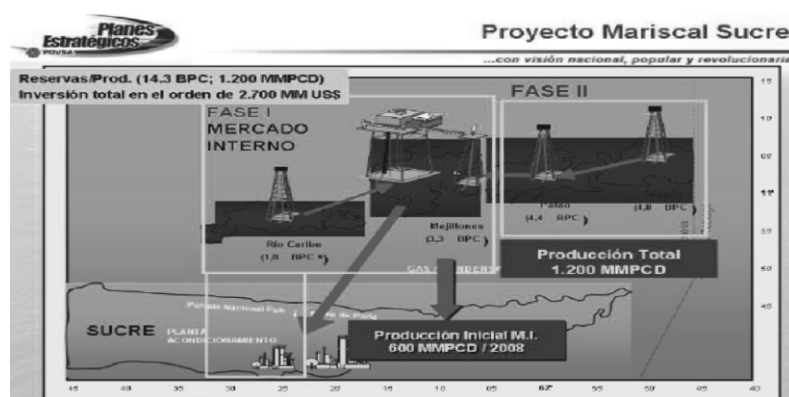
Figura N° 6 - Ubicación de los Bloques de Plataforma Deltana



Fuente: DataPack PDVSA, 2002

El Proyecto Mariscal Sucre, originalmente llamado Cristóbal Colón, ubicado en áreas descubiertas en 1980 con la perforación del Pozo Mejillones-1 en el Campo Patao, comprende cuatro áreas bien evaluadas (Río Caribe, Mejillones, Patao y Dragón), hasta ahora no evaluados adecuadamente.

Figura N° 7 - Planes Estratégicos



Fuente: PDVSA

El Proyecto Rafael Urdaneta comprendía el desarrollo del área costa afuera del Golfo de Venezuela y Falcón Noreste, fue dividido en las Fases "A" y "B" para el otorgamiento de las licencias de exploración y explotación y fue ofertado en el 2005.

En la Fase A se otorgaron tres licencias de gas no asociado a las empresas Gazprom de Rusia y Chevron de Estados Unidos.

Gazprom se hizo de los bloques Urumaco I y II con ofertas de 15,2 y 24,8 millones de USD, respectivamente; mientras que Chevron obtuvo la licencia del área de Cardón III al ofertar 5,6 M de USD para un total de 45,6 M de USD.

En la Fase B se ofertaron cinco áreas: Cardón II, Cardón IV, Castilletes Noreste II, Moruy II y Urumaco III.

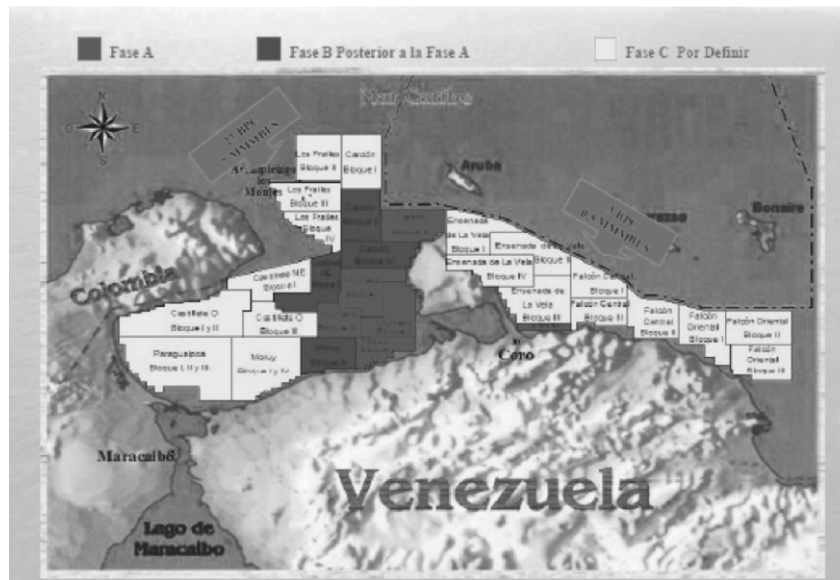
Wincler Oil & Gas se hizo del bloque Castillete Noreste II por un monto de 7 millones 388 mil USD; Petrobras Teikoku del bloque Moruy II por un monto de 19 millones 500 mil USD y Repsol YPF-

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Eni de Cardón IV por 34 millones 399 mil USD. Las áreas Cardón II y Urumaco III fueron declaradas desiertas.

Las empresas Wincler Oil & Gas, Petrobras Teikoku y Repsol YPF-Eni invertirán en conjunto más de 61 millones de USD para emprender los trabajos en el Golfo, según indicó el Ministro de Minas y Petróleo.

Figura N° 8 - Proyecto Rafael Urdaneta - Bloques Exploratorios y de Desarrollo



Fuente: PDVSA

Las compañías ganadoras recibieron sus licencias de explotación, que con una duración de 30 años y con la condición de que el Estado podrá participar a través de Petróleos de Venezuela en un porcentaje de hasta 35%, una vez declarada la comerciabilidad.

El total de las ofertas ganadoras recibidas para la Fase "B" alcanzó la

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

cantidad de 61 millones 287 mil USD y el monto global entre la Fase "A" y "B" fue de 150 millones 375 mil USD.

El 16 de septiembre de 2007, el Ministerio de Energía y Petróleo anunció el programa "La Revolución del Gas", integrado por los siguientes proyectos:

1) Proyecto Gas Anaco

Este proyecto sustituirá la actual infraestructura con modernas instalaciones que garantizarán el suministro seguro de la creciente demanda de gas natural.

2) CIGMA, Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho

Este complejo concentrará todo el gas natural proveniente del norte de Paria y de la Plataforma Deltana, para alimentar las plantas de licuefacción, industrialización y petroquímica, y facilitará el procesamiento de los crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

3) ICO, Interconexión Centro-Occidente

Interconectará los sistemas de transporte de gas Centro Oriente con Occidente con la ejecución de la red de gasductos ICO (Interconexión Centro-Occidente).

4) Complejo Criogénico de Occidente

En la Costa Oriental del Zulia, (Ulé), se construirá el Complejo Criogénico de Occidente (CCO), que permitirá la extracción profunda de Líquidos del Gas Natural (LGN).

5) Gasductos Internacionales

Construcción de gasductos para la importación y exportación de gas. En octubre 2007 se inauguró el primero de ellos, el Gasducto Transguajiro, tramo Antonio Ricaurte, en la Guajira colombiano-venezolana.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

6) Bombona Comunal

Contempla todas las actividades asociadas a la Ingeniería Básica y Detalle, Procura de Equipos Mayores, Permisología, Construcción, Formación y Capacitación de EPS y Cooperativas, Arranque y Puesta en Servicio de nueve Plantas de Llenado de Cilindros de Gas Licuado de Petróleo (GLP), a ser operadas y mantenidas por comunidades organizadas, las cuales serán instaladas estratégicamente en diferentes estados del país.

7) Proyecto de Gasificación Nacional

Construcción de redes de distribución de Gas Metano, a fin de satisfacer la demanda de este servicio a los sectores doméstico y comercial, a través de la instalación de más de 20.000 km de redes de distribución.

8) Proyecto Autogas

Relanzamiento del uso de gas metano, (GNV), para el parque automotor. De igual forma se creará la normativa legal que establecerá la utilización del gas natural como combustible primario en el transporte vehicular.

9) Proyecto de Electrificación Nacional

Intensificar el uso de gas metano en la generación eléctrica, en plantas existentes y nuevas, hasta alcanzar un 70% de la generación con base gas y utilizando tecnología "ciclo combinado"

10) Gasducto Eje Norte Llanero

Sistema de transmisión de gas. Un proyecto estratégico por su ubicación para el desarrollo integral de nuestra nación. Saldrá de Anaco y del ICO, para unir los sistemas y balancear el déficit. Se incorporarán nuevos volúmenes de gas para llevarlos a Occidente y a los estados llaneros.

En agosto de 2007, el Ministro de Energía y Petróleo anunció la creación de la filial PDVSA Gas Popular, mediante la cual se hará

Desarrollo de la Industria del Gas Natural

directamente la distribución de gas metano y Gas Licuado de Petróleo, (GLP), a las zonas de menores recursos. Entre los principales proyectos de la nueva filial se encuentran la construcción de plantas de llenado, la creación de una red de distribución en función de las necesidades del usuario y la incorporación de los Consejos Comunales en el reparto de las bombonas a los hogares venezolanos. En septiembre del 2007, PDVSA suscribió un acuerdo para la adquisición de las empresas Vengas y Tropigas, las dos envasadoras y distribuidoras de GLP más grandes del país.

III. EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

El gas natural ocupa una posición cada vez más importante en el escenario energético mundial, enmarcado en un crecimiento de la demanda en el orden del 2% interanual. La incorporación de nuevas tecnologías ha intensificado su uso eficiente en generación termoeléctrica y procesos industriales diversos.

La creciente utilización del gas natural, por su poder calórico y por ser un combustible primium limpio que produce poca contaminación al medio ambiente, lo coloca en primera línea para el consumo en ciudades y zonas industriales, ya sea como combustible doméstico, para generación de termoelectricidad o para insumo de la industria petroquímica u otros importantes procesos industriales.

La importancia que ha adquirido el gas natural y sus derivados dentro de la matriz energética nacional, se puede determinar al analizar el anexo A.11, con las estadísticas que se muestran en la Tabla N° 16.

Para el período analizado, se puede concluir en el anexo A.11 que el esfuerzo y desarrollo de la industria del gas natural en Venezuela estuvo dirigido a tres grandes áreas:

- Definición y consolidación del área de protección de los sistemas de transportes de gas natural.
- Ampliación y expansión de la infraestructura para el procesamiento del gas natural.
- Creación del marco legal y orgánico para la apertura del negocio del gas natural con participación del sector privado

III.1 RESERVAS

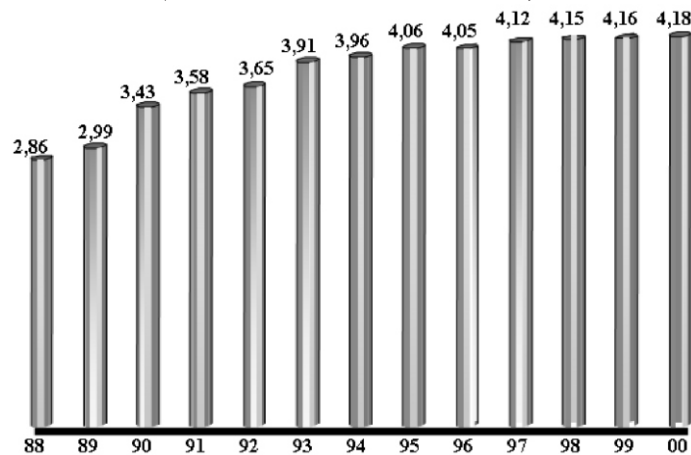
Para 1988, Venezuela contaba con 2,86 Bm³ de reservas probadas de gas natural, (101 TPC) (anexo A.11). Durante el período 1988-

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

2004, el volumen se incrementó en 1,32 billones, para situarse en el año 2000 en 4,18 BMC, (147,6 TPC). Este aumento equivale al 46,2% y refleja un incremento interanual del 3,02%. Desde el punto de vista de su origen, alrededor del 90% de estas reservas son asociadas a crudos, lo que indica la poca importancia que, históricamente, se le ha dado al desarrollo de gas no asociado o gas libre.

Sin embargo, esta minusvalía del gas no asociado tiende a cambiar en el mediano plazo, al considerar dos eventos importantes como son: a) la aprobación por parte del MEP del desarrollo como yacimientos de gas libre a los ubicados en el área de Anaco. Igualmente, se aprobó la explotación como gas libre de los yacimientos del Bloque E del sur del Lago de Maracaibo. La elaboración del documento de Términos y Condiciones de la Licencia a Terceros de Exploración y Explotación de Gas No Asociado. (Ver anexo A.1)

**Figura N° 9 - Reservas Probadas de Gas Natural
(Billones de Metros Cúbicos)**



Fuente: Nelson Hernández

Evolución de la Industria del Gas Natural

En la figura, se muestra la evolución de las reservas probadas de gas. Es de destacar que el volumen correspondiente al año 2000 le otorga a Venezuela una posición privilegiada en el escenario mundial al ocupar el séptimo lugar entre los países de mayor volumen de reservas probadas y el primero en Latinoamérica.

III.2 PRODUCCIÓN

En lo concerniente a la producción de gas natural, ésta pasó de 38.385 M m³ en 1988 (1,35 TPC), a 61.455 M m³ en el 2000, (2,17 TPC). Este aumento equivale al 60,3% y refleja un incremento interanual de 4%. El 99% de esta producción está asociada a la producción de crudos, situación que cambiará en la medida que se incorpore mayor producción de las áreas de Anaco y del Sur del Lago, y se desarrollen los campos de gas libre a ser explorados y explotados por las empresas ganadoras de las licencias.

De la producción de gas para el período 1988-2000, el 67% fue utilizada por la propia industria petrolera en la ejecución de sus actividades operacionales y para efecto de inyección de gas natural con fines de extracción adicional de crudos. Con respecto a la inyección, merece mención especial por ser Venezuela pionera mundial en la inyección de gas a alta presión con el proyecto PIGAP, desarrollado en el norte de Monagas. El volumen de inyección es de 85 M m³/d a una presión mayor de 535 kg/cm² (204 at)

III.3 UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL

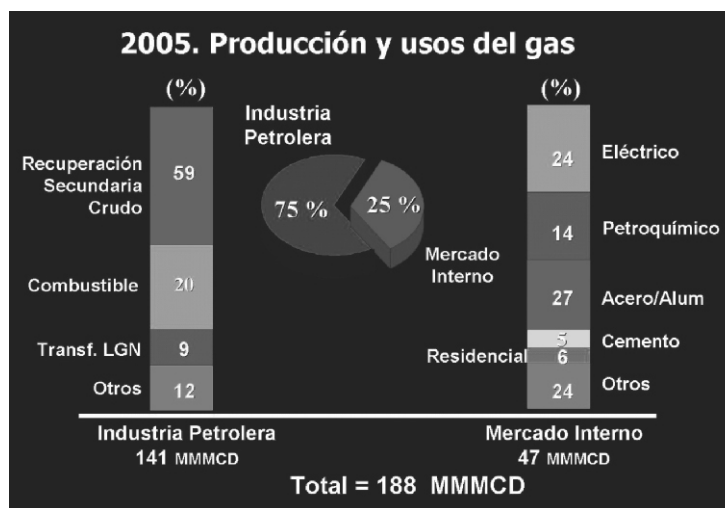
La utilización del gas natural se incrementa con la construcción de la infraestructura necesaria para llevarlo desde los centros de producción hasta los centros de consumo, ya bien sea en su versión gaseosa o líquida, (GNL).

Por lo tanto, es de suponer que su uso, de una manera incipiente, comienza en Venezuela con la producción petrolera, principalmente

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

como combustible en las operaciones de la misma. En la siguiente gráfica se señala la producción y uso del gas natural en Venezuela para el año 2005.

Figura N° 10 - 2005. Producción y usos del Gas



Fuente: Nelson Hernández

Haciendo historia, podemos indicar que, en 1938, Maracaibo se convirtió en la primera ciudad venezolana en contar con una red para el suministro de gas directo al sector doméstico. Fue la Compañía Shell la que operó la red inicialmente y en 1945 le transfirió esos derechos a la municipalidad de esa ciudad.

Como se mencionó en la sección de gasductos, es en 1951 cuando se reportan por primera vez las características de los sistemas de transporte de gas en Venezuela, pero no así detalles de todos los clientes conectados a éstos y el volumen consumido.

En ese mismo año, Caracas se incorporó al uso de gas directo por tuberías, al crearse la primera empresa privada dedicada a la

Evolución de la Industria del Gas Natural

comercialización de gas: Venezolana Doméstica de Gas, (DOMEGAS), con un área de influencia en las urbanizaciones La Paz y Vista Alegre. En 1965, CVP inició la red de Caracas al celebrar un convenio con el Concejo Municipal del Distrito Sucre del Estado Miranda. Al año siguiente, CVP adquirió de Domegas los derechos y equipos instalados para la distribución de gas natural a 1.400 usuarios en varios sectores de Caracas. Otras ciudades que poseen red de gas doméstico son: Barcelona, Guarenas, El Tigre, Puerto La Cruz y la Costa Oriental del Lago de Maracaibo.

En junio de 1956, mediante el Decreto N° 367, se crea el Instituto Venezolano de Petroquímica, (IVP), adscrito al Ministerio de Minas e Hidrocarburos y el cual tendría por objeto el estudio y desarrollo de industrias destinadas al aprovechamiento de minerales e hidrocarburos, en especial de gas natural. Esta es la primera vez que el Estado venezolano establece un uso específico para el gas natural diferente al ya utilizado en las operaciones petroleras y a través de una entidad gubernamental para manejar los asuntos de gas: el Departamento de Gas del IVP (ver anexo A.2). Este departamento diseñó una red de gasductos para la industrialización del gas natural. Se inicia así la estatización de los hidrocarburos en Venezuela.

El mismo año de 1956, se inicia la instalación de las plantas petroquímicas en Venezuela en la localidad de Morón, estado Carabobo. La primera para la obtención de 150 mil toneladas métricas anuales de fertilizantes nitrogenados y fosfatados, para satisfacer la demanda nacional.

En 1960 se crea la empresa estatal venezolana para la explotación y manejo de los hidrocarburos: La Corporación Venezolana del Petróleo, (CVP). La CVP recibe en 1961, los gasductos que el IVP operaba y el personal adscrito a su departamento de gas, el Ing. Rubén Caro, Gerente de Gas del IVP fue ratificado como Gerente de Gas de la Corporación Venezolana de Petróleo.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

El desarrollo de las industrias del hierro y el acero de Guayana dió un impulso al consumo de gas natural como materia prima para la reducción del hierro y para ello se construyó el gasducto Anaco - Puerto Ordaz, cuya primera línea fue concluida en 1970.

Un sector que representa hoy en día el mayor consumo de gas, es el eléctrico. A partir de 1959 se inicia el suministro eléctrico a la planta de Arrecife, al concluirse el gasducto Anaco-La Mariposa.

Las tres plantas termoeléctricas a turbo-vapor son: Ramón Laguna, (Zulia), Planta Centro, (Carabobo) y Planta Tocoa, hoy Planta Josefa Joaquina Sánchez Bastidas, (Vargas). Ellas totalizan 4.300 MW de capacidad de generación y utilizan gas o fuel oil, dependiendo de la disponibilidad de estos combustibles.

Planta Centro, el complejo termoeléctrico más grande de América Latina, ubicado en el estado Carabobo, comenzó su operación en 1978. Tiene una capacidad instalada de generación de 2.000 MW, a través de cinco unidades de 400 MW cada una. Su diseño y construcción fueron determinados por la necesidad de usar el combustible residual (fuel oil) de la Refinería El Palito, así como por las definiciones de política de consumo interno de hidrocarburos que consideraban la no utilización de gas natural para la generación eléctrica. Posteriormente, debido a cambios en la estrategia de uso de combustibles, se convirtió la unidad dos a gas. Actualmente, está en proceso la conversión del resto de las unidades.

En 1981 se concluyó en Planta Tocoa la instalación de tres unidades de turbo-vapor de 400 MW cada una. El 19 de diciembre de 1982 ocurre el "Accidente de Tocoa", lo cual condujo al uso del gas natural como fuente principal de combustible. En 1993 estas unidades fueron repotenciadas a 460 MW cada una.

Para 1989 entraron en operación las unidades 15, 16 y 17 de la Planta Ramón Laguna, con 120 MW cada una.

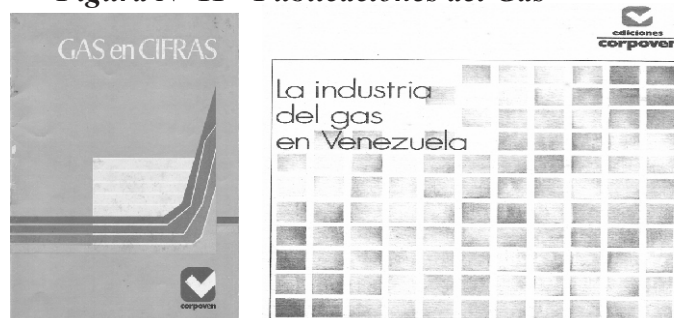
Evolución de la Industria del Gas Natural

La Planta Termozulia I inició operaciones en junio de 2007. Fue la primera planta en utilizar la tecnología de ciclo combinado. Los gases calientes de las dos unidades de 150 MW cada una, son utilizados para mover otro generador de igual capacidad, con lo cual se optimiza el uso del gas.

El desarrollo de las industrias manufactureras ha estado asociado al desarrollo de la infraestructura de transporte de gas, ya que iniciaron el uso de este combustible una vez que estuvo disponible en el área donde estaban instaladas, o se instalaban donde ya existía el suministro. Es así como se desarrollaron parques industriales a lo largo del corredor de los gasductos, siendo el principal el denominado corredor Tejerías, (Aragua) - Morón, (Carabobo) que corresponde al sistema Anaco - Caracas - Morón - Barquisimeto.

La carencia de estadísticas integrales y consolidadas sobre el consumo de combustibles en las instalaciones de los sectores industriales, condujo a las publicaciones "Gas en Cifras" y "La Industria del Gas en Venezuela", con series de estadísticas para el período 1970-1983 y además transmitir conceptos y definiciones sobre las características del gas, las reservas, su producción, los sistemas de gasductos, plantas de LGN, su utilización, precios, normas de seguridad y marco legal de la industria.

Figura N° 11 - Publicaciones del Gas



Fuente: Corpoven

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Las primeras cifras de gas vendido al mercado interno aparecen registradas en el año 1956, con un volumen de 2,55 M m³/d (90 m pc/d). Los primeros 28,32 M m³/d (1.000 M pc/d) se alcanzan en 1984. Desde el punto de vista energético este volumen es equivalente a 172 mil barriles de petróleo equivalente.

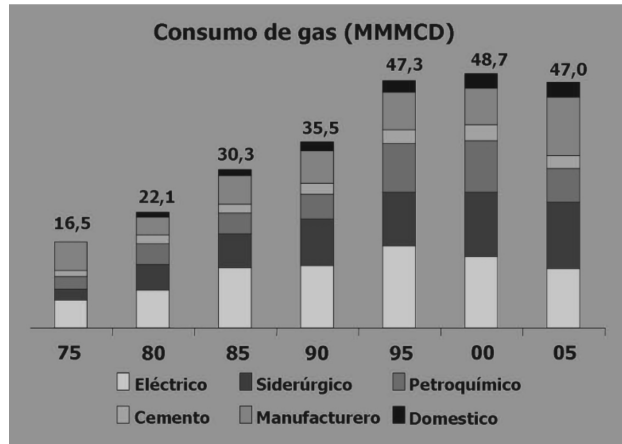
Para estar en línea con la tendencia mundial, en 1990 se fijó para efecto de comercialización, un valor calorífico del gas de 8.900 K cal/m³, (1.000 Btu/pc).

Para efecto de darle al "gas natural" un tratamiento igual al dado a cualquier producto derivado de hidrocarburos, los Ministerios de Energía y Minas e Industria y Comercio establecen en 1997, que para fines comerciales y legales, se utilizaría el termino "GAS METANO" en vez de "GAS NATURAL, definiéndose como Gas Metano a la mezcla de hidrocarburos gaseosos que contiene principalmente metano (CH₄) y cumple a su vez con las especificaciones de las normas técnicas aplicables para su transporte y comercialización, que puede ser obtenido a través de tratamiento, procesamiento o mezcla del gas, como resultado de la refinación del petróleo o de la explotación directa de hidrocarburos naturales.

La gráfica siguiente muestra la evolución del consumo de gas metano en los diferentes sectores productivos y en el sector doméstico. Para el año 2005, el sector petroquímico y el sector eléctrico muestran una baja al compararlo con el año 2000, como consecuencia de la reducción de la disponibilidad de gas, la cual se estima en 42,5 M m³ (1500 M pc/d).

Evolución de la Industria del Gas Natural

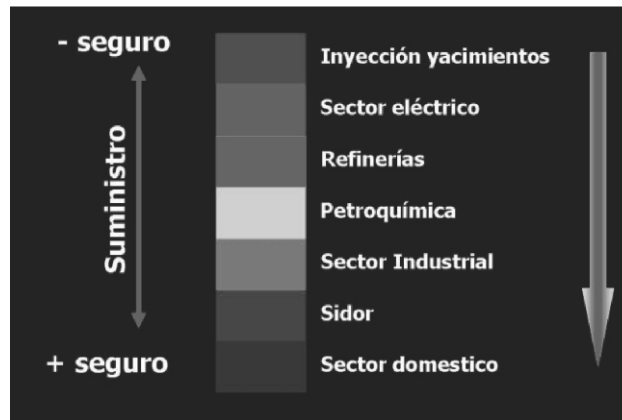
Figura N° 12 - Consumo de Gas



Fuente: Nelson Hernández

Cuando existe una disponibilidad baja de metano, se jerarquiza el suministro en función de la flexibilidad que tiene el sector para consumir otro combustible. La gráfica presenta esta jerarquización.

Figura N° 13 - Jerarquización suministro de Gas



Fuente: Nelson Hernández

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

La primera restricción sucede en la propia industria petrolera al reducir los volúmenes destinados a inyección de gas en los yacimientos con fines de recuperación suplementaria de petróleo. Esta acción conduce a una reducción en el factor de recobro del petróleo en el yacimiento, lo cual es irreversible.

En el sector eléctrico aumenta el consumo de hidrocarburos líquidos (gasoil, fuel oil) para compensar el déficit de gas, lo cual resulta en un aumento del uso de hidrocarburos en el mercado interno potencialmente exportables.

En las plantas de refinación de petróleo, donde se incrementa el uso de hidrocarburos exportables ante la ausencia de gas.

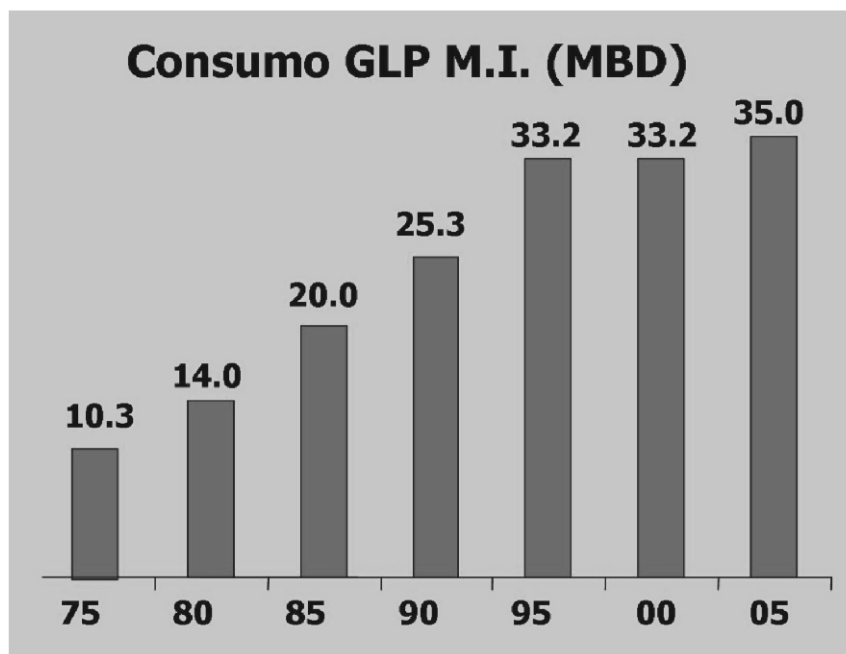
El sector petroquímico se perjudica más, ya que tiene un alto uso del gas como materia prima en la producción de oxigenados y fertilizantes y, por otro lado, la insuficiencia de los líquidos del gas natural para la producción de etilenos y propilenos.

En otros sectores -parte del petroquímico, el manufacturero, el siderúrgico y el doméstico/comercial- se perjudican en grado menor.

Por otra parte, el auge del uso del gas a nivel internacional no es por azar, sino que obedece a la versatilidad de utilización que tiene este hidrocarburo, ya bien sea como materia prima o combustible. Pero lo más importante es que por ser el combustible fósil más ambientalmente amigable, tiene una alta demanda como sustituto del carbón en la generación de electricidad.

Lo ocurrido con el consumo de GLP en el mercado interno, se muestra en la gráfica a continuación.

Figura N° 14 - Consumo GLP M.I. (MBD)



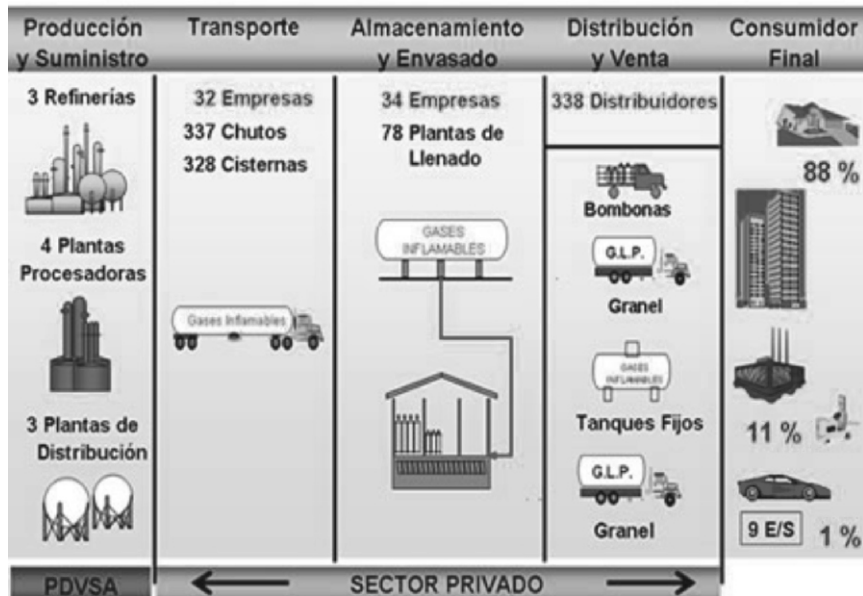
Fuente: Nelson Hernández

Los sectores productivos y de servicios que consumen GLP son el doméstico con el 88 % del total, el industrial/comercial con el 11 % y el vehicular con el 1 %. Es de señalar que los planes del Ejecutivo Nacional contemplan incorporar otras ciudades al servicio de gas directo por tubería con el objeto de reducir el consumo de GLP y exportar, o dirigir al sector petroquímico, los volúmenes reemplazados.

El negocio de GLP se puede considerar como el único negocio de hidrocarburos en Venezuela que está en manos del sector privado. Las fases del negocio se muestran en la siguiente gráfica.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Figura N° 15 - Cadena de Comercialización del GLP



Fuente: PDVSA

III.3.1 USOS DEL GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO

La utilización de gas metano por los diferentes sectores de consumo, ya sea como combustible o materia prima, pasó de 11.752 M m³ en 1988, a 17.767 en el 2000, con un máximo de 19.896 M m³ en 1998. La tasa interanual de crecimiento es 3,5%.

Evolución de la Industria del Gas Natural

Tabla N° 1 - Consumo de Gas Natural en el Mercado Interno

SECTOR	1988 (M m³)	2000 (M m³)	CRECIMIENTO INTERANUAL (%)
ELÉCTRICO	4.010	4.961	1,8
PETROQUÍMICO	1.633	3.576	6,8
SIDERÚRGICO	2.191	3.876	4,9
ALUMINIO	424	641	3,5
CEMENTO	723	1.096	3,5
DOMÉSTICO	713	1.075	3,5
MANUFACTURERO	2.058	2.357	1,1
GNV	-	185	-
TOTAL	11.752	17.767	3,5

Como se observa en la tabla, el sector de mayor crecimiento fue el petroquímico, debido principalmente a la entrada en funcionamiento del Complejo Petroquímico Jose para la producción de oxigenados como el Metil Terbutil Eter (MTBE).

En lo referente al sector eléctrico, el aumento estuvo asociado a la conversión a gas de la Unidad N° 2 de Planta Centro de Cadafe, en 1989 y de la repotenciación, en 400 MW, de la Planta de Tocoa de ELECAR, en 1994.

En el sector siderúrgico, el crecimiento estuvo por la entrada en operación de las nuevas empresas, Comsigua y Orinoco Iron, para la reducción de mineral de hierro en el área de Puerto Ordaz.

El crecimiento en el sector de aluminio y cemento se produjo por una mayor utilización de la capacidad de las plantas instaladas en Puerto Ordaz.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

El incremento en el sector doméstico lo determinó la incorporación al servicio de gas directo por tuberías de poblaciones que hoy conforman la Gran Caracas. Igualmente, en el estado Zulia, además de Maracaibo, se ha extendido este servicio a otros municipios de la Costa Oriental del Lago.

El sector manufacturero presentó un pequeño crecimiento, el cual puede considerarse como el crecimiento vegetativo del sector.

Dentro de este sector cabe mencionar las siguientes empresas y los bienes que producen:

- Alimentos: Productos lácteos y achocolatados, chocolates y dulces, hojuelas de cereales, gaseosas, secado de granos, elaboración de harinas y pastas, panaderías, bebidas fermentadas, hidrogenación de grasas y aceites, azúcar, etc.
- Papel: Preparación y secado de madera, preparación de pulpa de papel, secado del papel, envases de papel y cartón, etc.
- Materiales no metálicos: Cerámicas, vajillas, cementos, bloques, tejas, pisos, etc.
- Plásticos: Juguetes, materiales de construcción, muebles, herramientas, partes vehiculares, recipientes, telas, recubrimientos, pisos, etc.
- Textiles: Secado de fibras textiles, secado de telas, etc.
- Químicos: Alcoholes, pinturas, medicinas, cosméticos, dentríficos, jabones, fenoles, tinturas, etc.
- Vidrios: Recipientes, ornamentales, materiales de construcción, etc.
- Metales: Acero, aluminio, recipientes, etc.
- Fertilizantes: Urea, amoníaco, fosfatos, NPK, etc.

El sector automotor inició el uso de gas metano como combustible vehicular iniciado experimentalmente en Caracas en 1989, sustituto de la gasolina (GNV). El proyecto piloto se inició en el área

Evolución de la Industria del Gas Natural

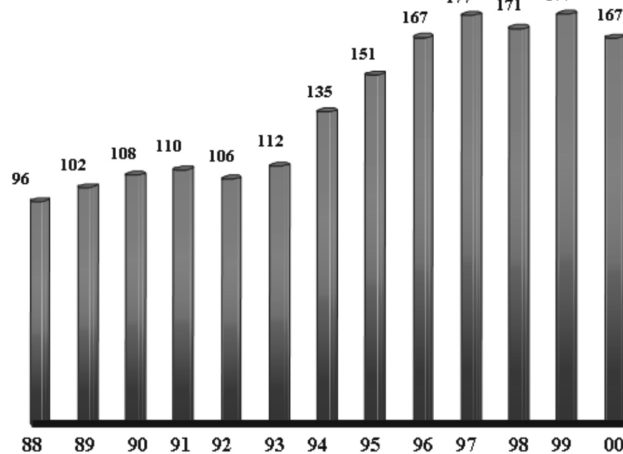
metropolitana de Caracas en 1989. En 1992, el proyecto se extendió al territorio nacional. Como producto del relanzamiento del GNV en el 2007, actualmente se encuentran en recuperación 150 puntos de suministro de GNV.

III.4 PRODUCCIÓN DE LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN)

En lo concerniente a la producción de líquidos de gas natural, ésta pasó de 96,4 km³/bd en 1988, a 167 km³/bd en el 2000, cifras que representan un incremento puntual del 73,2% y un incremento interanual de 4,7%.

La figura a continuación muestra la producción de líquidos del gas natural para el período 1988-2000. El incremento en la producción está directamente relacionado con la ampliación y expansión de la infraestructura de procesamiento de gas natural (extracción y fraccionamiento).

**Figura N° 16 - Producción de Líquidos de Gas Natural
(Miles de Barriles Diarios)**



Fuente: Nelson Hernández

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Así se tiene que:

- En 1992, se elevó la capacidad en las plantas de extracción de LGN de San Joaquín y de Jose de 22,6 a 28,3 M m³/d y de 70 a 100 mil b/d.
- En 1995, inicia operación el segundo fraccionamiento en Jose, tren de extracción en la planta de Santa Bárbara, con una capacidad de 11,3 M m³/d.
- Por otra parte, en 1998, inició operaciones la Planta de Refrigeración San Joaquín, con una capacidad de acondicionamiento de gas de 11,3 M m³/d y una producción de 2 kb/d de LNG.
- En 1999, inició operación la planta GLP-5, en el Zulia, con una capacidad de producción de 4,8 kb/d de LNG.

Es así como en el año 2000, para las operaciones de extracción y procesamiento de los líquidos de gas natural, PDVSA contaba en el área de Oriente con las plantas de extracción Jusepín, San Joaquín, Santa Bárbara, Guara Oeste; de refrigeración San Joaquín y Santa Rosa y la planta de fraccionamiento de Jose. En el área de Occidente, con las plantas de extracción El Tablazo I y II, Tía Juana I y II, Lama Proceso, Lamar Líquido y GLP-5 y las plantas de fraccionamiento Bajo Grande y Ulé, así como 334 km de poliductos, con un valor de activos de 565 M USD y una capacidad de procesamiento de 121 M m³/d y fraccionamiento de 230 kb/d de LGN.

Potencial Olefinico en Venezuela

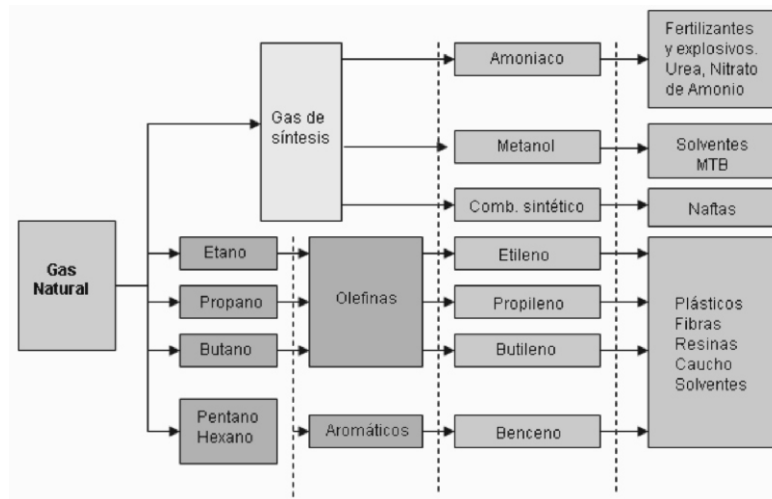
La petroquímica es la industria que genera productos químicos a partir de hidrocarburos, especialmente del gas natural asociado o de yacimientos de gas libre.

Los productos de la industria petroquímica están presentes en todas las áreas de la vida, y con la creciente población mundial cada vez serán más indispensables. Lo que hace atractiva esta industria es la particularidad de que genera un alto valor agregado a las empresas y

Evolución de la Industria del Gas Natural

sectores de la economía.

Figura N° 17 - Principales Productos Derivados del Gas Natural



Fuente: Nelson Hernández

Los principales insumos para la industria petroquímica son el etano para la producción de etileno y el propano para la producción de propileno. Ambas olefinas constituyen la base de la industria plástica en general. En Venezuela los líquidos del gas natural a partir del butano son usados en su gran mayoría en las refinerías en la preparación de gasolinas.

Para el establecimiento y óptimo desarrollo del sector petroquímico es de tomar en consideración los siguientes factores:

- Disponibilidad de materias primas, los precios razonables.
- Economías de escala.
- Inversiones.

En lo concerniente al Potencial Olefinico (PO) el cual depende de la disponibilidad de materia prima, de gas natural asociado a nivel de

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

superficie y de la composición del mismo.

El gas no asociado o libre está compuesto principalmente por metano, utilizado en la petroquímica para la producción de oxigenados, alcoholes y compuestos inorgánicos como los fertilizantes.

Para cuantificar el potencial olefinico deberán analizarse los parámetros siguientes:

1. Las reservas estatales de gas asociado, restándoles las reservas asociadas a los crudos pesados y extra pesados, por ser de gas pobre, de bajo contenido de líquidos.
2. Se descontarán los volúmenes de gas reinyectados a los yacimientos, ya que es el gas metano, o sea del gas natural al cual se le han extraído los líquidos.
3. Al volumen de reserva de gas resultante se le aplicará la composición promedio del gas asociado en Venezuela

Para el año 2007, Venezuela contaba con 170×10^{12} pc ($4,81 \times 10^{12}$ m³).

Tabla N° 2 - Venezuela. Reservas Probadas de Gas Natural al 31-12-2007

	10 ¹² pc	10 ¹² m ³
Totales	170	4,81
No asociadas	15	0,42
Sub - Total Asociadas	155	4,39
Asociadas a FPO	20	0,57
Asociadas a X Pesado	19	0,54
Gas de Inyección	31	0,88
Total Para PP	85	2,40

Fuente: Nelson Hernández

Tabla N° 3 - Venezuela. Composición Promedio Gas Asociado

Componente	% en volumen	Volumen (10 ¹² pc)	Volumen (10 ¹² m ³)
Metano	74,7	63,5	1,7980
Etano	8,7	7,40	0,2095
Propano	4,9	4,17	0,1181
I – Butano	0,9	0,77	0,0218
N – Butano	1,3	1,11	0,0314
I – Pentano	0,4	0,34	0,0096
N – Pentano	0,3	0,26	0,0074
Hexanos	0,3	0,26	0,0074
Heptanos	0,2	0,17	0,0050
CO2	8,1	6,89	0,1900
N2	0,2	0,17	0,0050

Fuente: Nelson Hernández

Potencial de Etileno: En la tabla anterior, podemos observar que el potencial de etano es de $7,40 \times 10^{12}$ pc ($0,21 \times 10^{12}$ m³), equivalentes a 4.760 M b de etano. Para efectos prácticos y operacionales, el recobro de etano de una corriente de gas sometida a procesamiento está entre un 80 y un 95% del etano de alimentación. Para una recuperación de 80% el volumen sería de 3.810 M de b, lo que representa un potencial de producción de **381 M de toneladas métricas de etileno (Mt)**. El consumo mundial actual de etileno es de 112 Mt al año.

Potencial de Propileno: El potencial de propano es de $4,17 \times 10^{12}$ pc ($0,12 \times 10^{12}$ m³) equivalentes a 2.745 M de b de propano, lo que representa un potencial de **producción de propileno de 215 M de toneladas métricas (Mt)**. La tecnología actual obtiene una recuperación mínima de 95% hasta máximos de 99% del propano de alimentación. Para un 95% el potencial sería de 205 millones Mt. El consumo mundial actual de propileno alcanza los 70 Mt al año.

Butano y más pesados: Los butanos más pesados son obtenidos al someterse una corriente de gas a un proceso criogénico. Los líquidos recuperables se destinan a refinería. La producción en Venezuela es de 2.710 M de b.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Metano: El metano además de utilizarse como combustible es materia para la industria petroquímica para la producción de amoníaco y metanol; el mercado de estos productos es muy limitado. Con el objeto de aprovechar el hidrocarburo de mayor proporción en el gas natural (metano) se ha desarrollado la tecnología "**Gas a Líquido (GAL)**", que permite la obtención de los hidrocarburos más pesados como -etano, propano, butanos, pentanos, etc.-, lo cual da al metano un valor agregado en el mercado de los hidrocarburos líquidos.

Dióxido de Carbono CO₂: Por ser un componente indeseable en la mezcla de gas natural al no tener ningún valor calorífico y por originar congelamiento y taponamiento de tuberías en procesos criogénicos, es necesario extraerlo del gas natural producido. El CO₂ obtenido se usa en inyección de yacimientos de hidrocarburos para la recuperación suplementaria y en la obtención de gas de síntesis y producción de alcoholes y fenoles.

Venezuela tiene un gran potencial petroquímico a partir del gas natural asociado. Esto, sin embargo, limita su desarrollo por depender de la producción petrolera. Por ello la necesidad de producir el gas natural no asociado (gas libre).

III.5 INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DEL GAS NATURAL

En materia de sistemas de transporte de gas metano, para satisfacer los requerimientos de los sectores doméstico, comercial, automotor e industrial, el desarrollo de la industria del gas durante el período 1988-2000 estuvo dirigido, además de la expansión de los sistemas existentes, al diseño y aprobación de una reglamentación para los usos permitidos en las áreas adyacentes de los gasductos, con el objeto de protegerlos en su espacio y fijar los usos de las áreas adyacentes a los mismos.

Evolución de la Industria del Gas Natural

En este sentido, se emitieron decretos mediante los cuales se declararon Área de Protección de Obra Pública, Plan de Ordenación y Administración, y Reglamento de Uso del área adyacente, para los siguientes sistemas de transmisión de gas: Anaco-Puerto La Cruz, Altagracia de Orituco-Caracas, Charallave-Valencia, Guacara-Morón, Santa Teresa-Guareñas, Morón-Barquisimeto y Anaco-Altagracia de Orituco.

Por otra parte, entraron en operación los siguientes gasductos:

- En 1988, el tramo de 72,2 cm de diámetro y 108 km de longitud del NURGAS, entre el km 109 del sistema Anaco-Barquisimeto y la planta compresora de Ipare, en Altagracia de Orituco.
- En 1989, el gasducto Santa Teresa-Guareñas, de 25,4 cm de diámetro y 39 km de longitud.
- En 1990, los tramos de NURGAS entre la planta compresora de Ipare y Morón, y Anaco km 109, para una capacidad total de transporte de 18,4 M m³/d.
- En 1991, el lazo al NURGAS entre Anaco-Altagracia de Orituco, de 91,4 cm de diámetro, para aumento de capacidad del NURGAS en 12,7 M m³/d.
- En 1996, se concluyó la ampliación del gasducto Anaco-Puerto Ordaz, elevando la capacidad de transmisión a 28,3 M m³/d.

Adicionalmente, se implantaron sistemas de monitoreo y control automático de las variables operacionales de la red nacional de gasductos y apertura y cierre de válvulas, tales como el SISUGAS y el SAGAS, para mayor seguridad, confiabilidad y optimización a la operatividad de la red. Así mismo, para los clientes industriales de alto consumo, se instalaron sistemas de control y medición telemétrica, lo que permitió un monitoreo continuo de las fluctuaciones de consumo y la medición en tiempo real de los volúmenes de gas metano requeridos.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Para el año 2000 la infraestructura de transmisión y distribución de gas metano, abarcó a 15 de las 24 entidades federales de Venezuela, con una población de 18,8 millones de habitantes y un área de 533 mil km cuadrados. Dicha infraestructura incluye 5.000 km (3.200 km en el año 1987) de tubería para la transmisión del gas metano, siendo los principales sistemas el Anaco-Barquisimeto, Anaco-Puerto La Cruz, Anaco-Puerto Ordaz y el Ulé-Amuay, con un valor de activos de 271 M USD y un volumen de transmisión de 62,9 M m³/d, (49 M m³/d en el año 1987), para atender a 1.330 clientes industriales y 400 mil clientes domésticos. De los clientes domésticos, el 60% corresponde directamente a PDVSA Gas y el resto a empresas privadas y para municipales de Caracas, Maracaibo, Barcelona, Puerto La Cruz y El Tigre.

Figura N° 18 - Red de Gasoductos



Fuente: PDVSA

III.6 EVOLUCIÓN ORGÁNICA Y MARCO LEGAL

Desde la creación de la Corporación Venezolana del Petróleo en 1960, la industria de los hidrocarburos en Venezuela comenzó a diferenciar las actividades de petróleo de las del gas natural, y para

Evolución de la Industria del Gas Natural

hacerlo creó la Gerencia General de Gas.

Esta Gerencia General de Gas pasó por diferentes reorganizaciones, pero siempre dentro de la filosofía de que las actividades del gas deberían ser desarrolladas por el Estado venezolano exclusivamente. A principios de la década de los años noventa se inició un cambio de rumbo, al establecer un mecanismo que permitiría desarrollar los ingentes recursos de gas natural con la participación del sector privado, de tal manera que la industria del gas en Venezuela fuese autosuficiente, autosustentable y rentable.

Es así como en el año 1994 se acometió el estudio "Participación del Sector Privado en el Negocio de Gas", realizado por el Ing. Nelson Hernández, en el cual se estableció que el gas metano era un producto derivado del gas natural, semejante al resto de productos derivados de otros hidrocarburos. Esto permitiría la participación del sector privado en la transmisión, distribución y comercialización del gas metano.

De igual manera, en el año 1992 se estableció la metodología para la fijación del precio del gas natural, basada en el Costo Marginal de Desarrollo a Largo Plazo, (CMDLP), la cual cubre los costos de inversión y gastos de operación, dando una rentabilidad razonable, dentro de un horizonte económico, para quien realice cualesquiera de las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización del gas. En 1996, el MEM estableció el precio del gas basado en dicha metodología.

Para 1996 se inició un proceso de reordenamiento de la Gerencia General de Gas de Corpoven, con el objeto de adaptarla a un esquema de competencia y libre concurrencia que permitiera la entrada del sector privado en el negocio del gas. Este proceso culminó en el año 1997.

Para 1997 se crearon equipos de trabajo que, conjuntamente con el

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

MEM, estructuraron el marco regulatorio para la expansión y el desarrollo de la industria del gas en Venezuela con la participación del sector privado.

En 1998 se creó la empresa PDVSA Gas, filial de PDVSA, que se encargaría de las actividades de procesamiento, transmisión, distribución y comercialización del gas natural y sus derivados en el ámbito nacional.

Con la publicación en 1998 del Decreto N° 2.532, "Normas para el Ejercicio de las Actividades de Industrialización, Almacenamiento, Transporte, Distribución y Comercialización de los Gases Metano y Etano en el Territorio Nacional", y de la Resolución N° 323 del MEM, que norma el Decreto indicado, se dio el paso inicial para la participación de terceros en el negocio del gas. En este mismo año, el MEM estableció precios meta, que se debían alcanzar en el año 2000, para la comercialización del gas metano.

En 1999, el Ejecutivo Nacional promulgó el Decreto N° 310 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, (LOHG), el cual definió el marco legal que ampara el negocio del gas en toda la cadena de valor, permitiendo la participación del sector privado en todas las fases.

En el año 2000, se promulgó el Decreto N° 840 para reglamentar la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y se desarrolló la propuesta del modelo de organización del organismo regulatorio contemplado en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, que culminó con la creación del Ente Nacional del Gas, (ENAGAS).

III.7 PRECIOS Y TARIFAS DEL GAS NATURAL

El precio y las tarifas son variables de mercadeo que sintetizan, en un gran número de casos, la política comercial de la empresa, sea ésta con fines de lucro o no. Por un lado, se tienen las necesidades del

Evolución de la Industria del Gas Natural

mercado, fijadas en un producto con unos atributos determinados; por otro, el proceso de producción, con los consiguientes costos y objetivos fijados de rentabilidad.

Cuando los servicios que se prestan son catalogados como "públicos", éstos son regulados para efecto de contrarrestar la característica monopólica que tienen y para proteger al consumidor del servicio. La comercialización del gas metano no escapa de esta regulación.

El rol de ente regulador de los precios y tarifas de gas, lo ejerció el Ministerio de Energía y Minas, (hoy Energía y Petróleo), conjuntamente con el Ministerio de Fomento, (hoy Producción y Comercio). La creación de ENAGAS, en noviembre de 1999, no le quitó esta potestad a los referidos ministerios, manteniendo asignados dentro de sus competencias, la responsabilidad de establecer las bases para la determinación de los precios al consumidor, así como las tarifas del transporte y la distribución del gas. Es importante observar que la jurisdicción de ENAGAS no abarca la producción ni el procesamiento de gas natural.

Una retrospectiva sobre la evolución de los precios y tarifas de gas nos indica que, hasta finales del año 1996, a la producción de gas natural asociado se le asignaba un costo cero, ya que todos los costos de producción estaban incluidos en la producción de petróleo. Aún cuando esta situación no era cierta para la producción de gas no asociado, también se le aplicaba costo cero, pero como el volumen era y sigue siendo insignificante, no influía en el precio ponderado.

Mediante resolución N° 289 del 30 de diciembre de 1996, el MEM estableció un esquema de precios regionales de transición para el consumidor final, basado en el costo marginal de desarrollo a largo plazo para las regiones donde existía suficiente oferta de gas, mientras que donde existía insuficiencia de gas, el precio estaría determinado por la mejor alternativa económica.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Esta metodología incluye todas las inversiones y gastos que se incurren para producir, transportar y distribuir gas, independientemente si es asociado o no, más una ganancia razonable a los actores en las diferentes fases, para fijar así el precio al consumidor final. El precio incluye el costo de producción, la tarifa de transporte y la tarifa de distribución.

Para el año 1965, se reportaron los primeros precios de gas. El precio promedio para ese año fue de 200 Bs./Mil m³, (5,66 Bs./Mil pc), para el gas residencial y comercial. El sector industrial tuvo un precio de 15 Bs./Mil m³, (0,42 Bs./Mil pc).

El precio al consumidor final industrial era fijado para cada sistema de transporte, aplicando tarifas escalonadas decrecientes. El precio ponderado para los siguientes gasductos se indica en la tabla siguiente:

Tabla N° 4 - Precio de los Gasductos

Gasducto	Precio	
	Bs./Mil m ³	Bs./Mil pc
Morón - Barquisimeto	30,0	0,85
Anaco -Morón	28,4	0,80
Lama -Bajo Grande	27,9	0,79
Central del Lago	23,5	0,67
Anaco -Puerto Ordaz	17,5	0,50

Fuente: Nelson Hernández

Este esquema de precio estuvo vigente hasta el 13 de marzo de 1984, cuando el MEM emite la Resolución N° 1176 en la Gaceta Oficial N° 3.360, donde se estableció un precio único para todo el territorio nacional de 150 Bs./Mil m³ (4,25 Bs./Mil pc) para el gas industrial.

Evolución de la Industria del Gas Natural

En lo referente al gas doméstico y comercial, el precio fijado fue de 1000 Bs./Mil m³ (28,32 Bs./Mil pc).

En Gaceta Oficial N° 33.536 del 19 de agosto de 1986, se publicó la Resolución N° 2.653 del MEM donde se establece un precio diferenciado para el gas industrial suministrado desde una red urbana de 250 Bs./Mil m³ (7,08 Bs./Mil pc). Esta diferencia en precio obedeció a la aplicación de la política de "Descentralización Industrial de los Centros Urbanos", la cual no dió el resultado esperado.

El 14 de junio de 1990 se publica en la Gaceta Oficial N° 34.489, la Resolución N° 1.717 del MEM en la cual, además de ajustar precios, se establece que el valor calorífico base del gas para comercializar es de 8.900 Kcal/m³, (1.000 Btu/pc), en lugar de 9.345 kcal/m³, (1.050 Btu/pc). Los precios fueron 500 Bs./Mil m³, (14,16 Bs./Mil pc), para el gas desde gasductos y 750 Bs./Mil m³, (21,24 Bs./Mil pc), desde una red urbana. Para el gas doméstico y comercial el precio fue de 2.000 Bs./Mil m³, (56,63 Bs./Mil pc).

Los precios siguieron evolucionando, así, el 17 de enero de 1994 se publicó en la Gaceta Oficial N° 35.382, la Resolución N° 532 del MEM fijando los siguientes niveles de precios: Gas industrial desde gasductos 1.400 Bs./Mil m³, (39,64 Bs./Mil pc); desde red urbana 2.800 Bs./Mil m³, (79,29 Bs./Mil pc); el gas doméstico y comercial 7.000 Bs./Mil m³, (198,22 Mil pc).

El 30 de diciembre de 1996 se publica en la Gaceta Oficial N° 36.116 la ya referida Resolución N° 289 del MEM, en la cual se establecen los precios del gas metano para el año 1997, diferenciado por sistemas de transporte, por tipo de uso, y considerando el costo de producción, la tarifa de transporte y la tarifa de distribución.

El 10 de junio de 1997, mediante Resolución N° 159 del MEM, publicada en la Gaceta Oficial N° 36.224, se fijaron los precios del

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

metano que rigieron hasta el año 1998.

El 13 de abril de 2001 se publicó en la Gaceta Oficial N° 37.157, la Resolución N° 033 del MEM, mediante la cual se ajustaron los precios del gas metano y se indicaron los precios bases para los años sucesivos, de acuerdo a los precios metas establecidos, todo de acuerdo con la metodología de ajuste por inflación y tasa cambiaria.

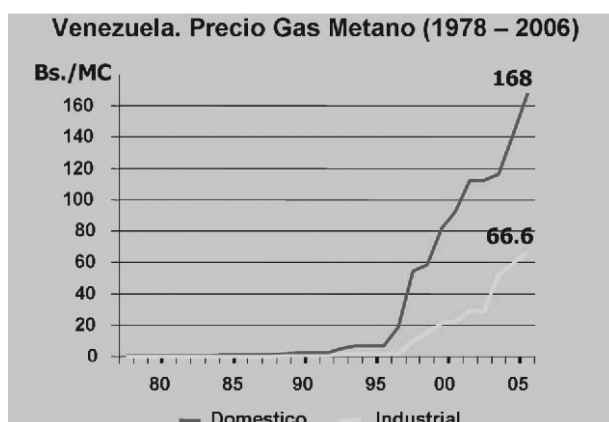
El 25 de marzo de 2004, por Resoluciones N° 331 y 332 del MEM, publicadas en la Gaceta Oficial N° 37.906, se ajustan los precios que regirían para el año 2004 y siguientes.

La última Resolución del MEM en materia de precios de gas metano es la N° 019, publicada en Gaceta Oficial N° 38.386 del 23 de febrero de 2006. Los precios más altos que aparecen para el año 2006 son: doméstico y comercial de 168 Bs./m³, (4,76 Bs./pc) en la red doméstica de Caracas y el industrial para las zonas Yaracuy - Lara de 66,6 Bs./m³, (1,89 Bs./pc).

La gráfica muestra la evolución del precio del gas a valores corrientes. Recordemos que el precio del gas se mantuvo invariable por casi 20 años. Obsérvese que es a partir de 1990 cuando se inicia una sinceración de precios.

Evolución de la Industria del Gas Natural

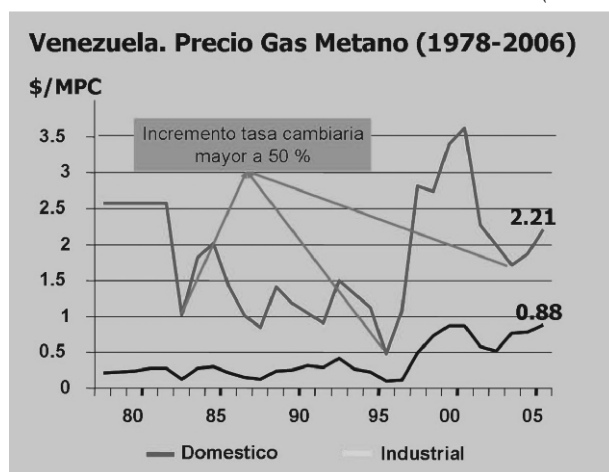
Figura N° 19 - Venezuela. Precio Gas Metano (1978-2006)



Fuente: Nelson Hernández

Sin embargo, tal crecimiento es una simple ilusión, ya que en el período 1978-2006, la economía venezolana ha tenido una alta inflación y tasas de cambio altas con respecto al dólar, lo cual se muestra en la siguiente gráfica.

Figura N° 20 - Venezuela. Precio Gas Metano (1978-2006)



Fuente: Nelson Hernández

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Las alzas y bajas de los precios para incrementos en la tasa cambiaria mayor de 50%, el ajuste del precio nunca alcanza los niveles de precios anteriores.

Los precios más altos que actualmente rigen la comercialización de gas son de 2,21 y 0,88 USD por mil pc, (USD MBtu), para el sector doméstico-comercial y el sector industrial, respectivamente.

Finalmente, podemos concluir que los precios del gas en Venezuela han estado influenciados por factores políticos y no por razones técnicas y económicas, aún cuando se han realizado excelentes estudios sobre la materia. Ello no ha permitido un desarrollo sostenido y armónico del gas no asociado, ni el desarrollo de la infraestructura conexas con todas las fases de la industria desde la producción hasta el consumidor final.

IV. EL FUTURO DEL GAS NATURAL Y SUS COMPONENTES

El futuro del gas natural y sus componentes en Venezuela dependerá de las políticas energéticas que se definan, en especial en materia de gas para el mercado interno, así como para la exportación. Es necesario que se diseñen políticas públicas en materia energética que trasciendan los gobiernos de turno y que incluyan toda la cadena de valor de cada uno de los energéticos que hay en el país. Esas políticas deberán incluir asuntos tan importantes como:

- La matriz energética deseable para el mercado interno. Aunque hoy el gas natural representa el 42% de los consumos primarios de energía, el consumo de líquidos derivados del petróleo y del gas es alto, 26%, y gran parte podría ser reemplazado por gas y por otras fuentes de energía, en especial biocombustibles y energía solar.
- Los precios y tarifas para los diferentes energéticos en el país, gasolina, fuel oil, diesel, electricidad y GLP son los más bajos de la región latinoamericana, lo que dictamina el mal uso de todos esos combustibles.
- El uso del gas en las operaciones de la industria petrolera, en especial para la inyección en los yacimientos, para el levantamiento artificial por gas "gas lift", para la generación de vapor y como combustible, alcanza 136,4 M m³/d (4816 M pc/d) de gas, lo que representa el 72,9% del volumen total producido en el país. El gas utilizado para la producción de petróleo y gas podría ser reemplazado por agua, dióxido de carbono o nitrógeno para recuperación suplementaria; las bombas electro sumergibles podrían sustituir las operaciones de "gaslift"; y la orimulsión usada en generación de vapor, entre otras actividades de la industria.
- *Las políticas de subsidios para productores y consumidores.* Debe diseñarse para los que realmente necesiten el subsidio, y no para toda la población, como ocurre hoy.
- *Las formas de exportación de energía.* Se hace necesario establecer prioridades. El gas natural usado para la generación eléctrica, podría ser sustituido por la orimulsión

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

en lugar de exportarlo (gas natural licuado).

- *El rol de la hidroelectricidad.* Venezuela exporta electricidad a Colombia y Brasil. En un proceso de integración energética, el uso del gas natural licuado como bandera, es una posibilidad cierta, en lugar de gasductos de grandes longitudes.
- *Los proyectos de exportación y la seguridad del país.* Siempre habrá que considerar el abastecimiento del mercado interno nacional, antes de comprometerse con la firma de cualquier contrato de suministro a largo plazo, independiente del energético del que se trate.
- *La Orimulsión. Alternativa energética.* Es indudable que habría que evaluar la factibilidad de usar este hidrocarburo, tanto en el mercado interno, como para la exportación. Sin dudas, tendrá efecto en el cambio de la matriz energética primaria de Venezuela. Sin embargo, tendrá que evaluarse el impacto ecológico del desarrollo de los crudos de la Faja del Orinoco.
- Las medidas que tendrán que tomarse para el necesario desarrollo acelerado de los recursos contingentes de gas. Expectativas de desarrollo de reservas costa afuera.
- La necesidad de fortalecer capacidades humanas en toda la cadena de valor de los recursos energéticos, especialmente en gas natural licuado (GNL).
- Las propuestas para avanzar hacia un marco regulatorio regional para el gas. Pareciera necesario revisar y actualizar las decisiones que se tomaron en 1998 en la III Reunión de Ministros de Energía, conocida como Declaración de Caracas.
- Establecimiento de reglas claras para permitir la más amplia participación del sector privado nacional e internacional en los negocios de gas.

Igualmente, deberán considerarse las razones siguientes en la elaboración de cualquier propuesta de política en materia de gas para la exportación.

El Futuro del Gas Natural y sus Componentes

- Distinguir entre países similares en historia y requerimientos energéticos, y países completamente diferentes en su matriz energética.
- Las políticas de los gobiernos de cada país en materia energética.
- Evaluar el proceso de integración en la geopolítica hemisférica de los gobiernos.
- Experiencias en los aspectos comerciales y de negocios en materia energética, en especial lo relacionado con el gas natural.
- Evaluar las características económicas de los respectivos países con relación a la energía, políticas de financiamiento para el sector, así como la política en materia de precios y tarifas (¿quién paga qué?)
- Las estructuras sociales (educación) de los diferentes países, ayudarán a evaluar las posibilidades reales de hacer propuestas de integración en materia de gas.

Por supuesto que el análisis de la matriz energética de cada país sería importante para las propuestas en materia de gas, como energético sustitutivo de alguno de los componentes de esas matrices.

Adicionalmente, será necesario estudiar la factibilidad de la integración en materia de gas, con respecto a las otras integraciones que efectivamente existan o estén en proceso de existir. Será necesario evaluar los conflictos y las coincidencias. Y preguntarse ¿habrá aduanas energéticas?

Un hecho que también deberá tomarse en cuenta es la precaria estabilidad democrática en algunos países, así como la existencia de instituciones sin legalidad en otros, incapaces de hacer compromisos a largo plazo, como los requiere la industria del gas natural.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Seguramente, estas situaciones y las excepciones que se pretendan introducir en los procesos integradores dificultarán las integraciones

Otro hecho a evaluar será el establecimiento de cuáles entes u organismos regulatorios van a dirigir y monitorear el proceso de integración, así como con cuáles tecnologías de información se trabajará y cómo se tratarán los problemas de deterioro ambiental.

V. LAS OPORTUNIDADES DE NEGOCIO EN LA CADENA DEL GAS NATURAL

Venezuela dispone de una ley moderna (LOHG) que promueve el desarrollo del capital privado nacional, en el desarrollo acelerado de la industria del gas natural.

Las oportunidades de negocios que promueve la LOHG, se clasifican en 17 tipos o categorías, aunque algunos de ellos promueven otros negocios o nichos más especializados que en muchos casos aportan mayor rendimiento económico que los negocios más grandes, porque son especialidades. (Reglamento de la LOHG, Gaceta Oficial N° 5.471 Extraordinaria del 05 de junio de 2000)

Exploración por gas no asociado: conjunto de actividades cuyo objeto es descubrir y delinear yacimientos con acumulaciones de gas natural libre o no asociado al petróleo. En esta categoría están los proyectos Mariscal Sucre, Plataforma Deltana, Rafael Urdaneta y los bloques en tierra ofrecidos y otorgados en licencias el año 2001. En materia de exploración y producción debe insistirse en comenzar de una vez el Proyecto Mariscal Sucre (desarrollo de cuatro campos de gas libre y condensado, ubicados al norte de la Península de Paria) y acelerar el proceso de entrega de las otras licencias costa afuera, en el Delta del Orinoco, limítrofes con Trinidad-Tobago y Guyana, así como el resto de los 500.000 km² de áreas costa afuera que tienen buenas expectativas de gas libre.

En el Occidente del país el Proyecto Rafael Urdaneta, en el Golfo de Venezuela y en las costas del Estado Falcón, existen buenas perspectivas. El proyecto Rafael Urdaneta debe ser revisado, de sus seis bloques ofertados solo se recibieron propuestas para tres bloques.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Venezuela tiene excelentes expectativas de tener gas libre en las áreas costa afuera y en tierra. Los Planes de PDVSA hablan de reservas posibles de gas no asociado de 98 M pie³, (TPC), 50% en el mar. Para convertir estos recursos en reservas sería necesario:

1. Desarrollar un acelerado plan de exploración, el cual definitivamente debe ser llevado adelante con el apoyo firme de empresas internacionales con experticia en exploración y explotación de gas libre.
2. Acelerar el otorgamiento de licencias. Desde la aprobación de la LOHG, (1999), el proceso de otorgamiento de licencias para la exploración y explotación de gas ha sido muy modesto y lento. A la fecha sólo se han otorgado cinco licencias en tierra y once costa afuera.
3. Resolver la materia de precios en el mercado interno, ya que las licencias están condicionadas a satisfacer primeramente este mercado. Con los precios actuales no se puede producir económicamente gas costa afuera, ni en tierra.

Explotación de yacimientos de gas no asociado: conjunto de actividades que comprende la producción, recolección, separación, compresión, y tratamiento del gas natural no asociado. Los dos bloques correspondientes al campo Yucal-Placer, otorgados en el estado Guárico, corresponden a esta actividad. Hay áreas de los convenios operativos para producir petróleo que podrían transformarse para la explotación como campos de gas, si el Ministerio de Energía y Petróleo, MENPET, otorgara las licencias correspondientes. El Ministerio tuvo la iniciativa de declarar el área de Anaco y el Bloque C en el Sur del Lago de Maracaibo para ser explotada acorde con la LOHG. El caso de Anaco es un buen ejemplo, cuando se producía acorde con la Ley de Hidrocarburos, estuvo a punto de ser cerrado por marginal, hoy su producción de gas sobrepasa los 1.500 Mpc/d, según reporta PDVSA, hay decenas de casos como Anaco en áreas tradicionales que PDVSA podría ceder

para ser explotadas por el sector privado nacional, para aumentar la producción de gas.

El reacondicionamiento de pozos cerrados capaces de producir petróleo y gas: Esta es una alternativa importante para desarrollar empresas operadoras de capital nacional de carácter mixto (50% o más de capital del Estado - Artículos 9 y 22 de la LOH). La industria petrolera tiene unos 20.000 pozos cerrados capaces de producir, muchos de ellos cerrados por razones económicas cuando los precios del petróleo estaban bajos. Con los precios actuales una buena parte de esos pozos, perforados en yacimientos de campos maduros, (o de explotación avanzada), pueden engrosar la lista de pozos activos y recuperar importantes reservas de petróleo y gas asociado.

Recolección: Conjunto de actividades cuyo objeto es transmitir gas para reunirlos en un punto determinado, por ejemplo, desde los pozos productores a las estaciones de flujo o recolección y de allí a los centros de compresión. Por mencionar sólo un caso, en el estado Zulia, específicamente en algunos bloques del Lago de Maracaibo y la Costa Oriental del Lago, se pueden recolectar volúmenes adicionales de gas, superiores a los 2,83 M m³/d (100 M pc/d) que actualmente se producen en esas áreas.

Separación: Conjunto de actividades cuyo objeto consiste en separar las fases - principalmente gas, petróleo, condensados, agua y sedimentos - de los fluidos producidos de los yacimientos. Esta es una actividad que PDVSA podría delegar a empresas nacionales, con lo que se crearían decenas de nuevas compañías venezolanas.

Compresión: Conjunto de actividades cuyo objeto consiste en recibir gas a una determinada presión y entregarlo a presiones mayores, para lograr su transporte a otros puntos de procesamiento y

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

utilización. En el área de compresión existe el proyecto llamado Sercogas, el cual sería una oportunidad relanzarlo para que el sector privado participe en la modernización y ampliación de 153 plantas de compresión, que requieren una inversión de 1.500 a 2.000 M de USD en plantas nuevas, de 2.000 a 2.500 M de USD en las plantas existentes y de 250 a 350 M de USD en repuestos para las mismas (a precios de 1999). Este proyecto permitiría a corto plazo el desarrollo de empresas nacionales operadoras de plantas de compresión.

Almacenamiento: Actividad de recibir, mantener en depósito temporalmente y entregar gas, a través de sistemas de almacenamiento. Aunque Venezuela, por sus características geológicas, no presenta muchas oportunidades para la construcción de almacenes subterráneos de gas, como es típico en los Estados Unidos de América (USA), sin embargo se deben hacer esfuerzos por identificar estos depósitos, porque sería una buena oportunidad de negocios.

Tratamiento: Actividad de remover principalmente los componentes no hidrocarburos del gas natural, tales como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, agua, componentes sólidos y otros, a través de cualquier proceso físico, químico o físico-químico. Esta es una oportunidad bastante especializada pero relativamente económica de realizar por venezolanos. En los USA venden equipos nuevos y usados que podrían ser utilizados de inmediato en cualquier lugar donde se produzca gas.

Procesamiento: Actividad cuyo objeto principal consiste en separar, (extracción), y fraccionar, (fraccionamiento), los componentes hidrocarburos del gas, a través de cualquier proceso físico, químico o físico-químico. En esta área es donde se presentan posibilidades excelentes para el sector privado. En el mercado

Las Oportunidades de Negocio en la Cadena del Gas Natural

internacional hay disponibles plantas usadas de procesamiento de gas de capacidades modestas pero eficientes en su rendimiento, que podrían ser adquiridas por empresas formadas con capital nacional, listas para ser transportadas y armadas para operarlas en el país. La planta recibe el gas del productor, lo procesa y devuelve los productos a un costo acordado y, si tiene más recursos, compra gas natural a un productor y sería propietario de los productos que obtenga del procesamiento, para venderlos en el mercado interno o para exportarlo.

En Venezuela existen oportunidades en el área de procesamiento de gas. Según el MENPET, Venezuela tuvo en el año 2005 una producción de gas de unos 6.808 M pc/d y dispone de una capacidad de procesamiento de sólo 4.200 M pc/d y, según el Plan Siembra Petrolera, la producción de gas asociado y no asociado se incrementará a 11.500 M pc/d para el 2012. Aunque el Plan no presenta cuánto será de cada tipo de gas ni las oportunidades de inversión en nuevas plantas de extracción y de procesamiento, sin embargo se puede inferir que este incremento de producción será mayormente de gas asociado al petróleo, es decir, gas que debe ser procesado para extraerle los componentes más valiosos como el propano, los butanos y la gasolina natural.

En materia de procesamiento, el gas licuado (metano líquido) venezolano cada vez estaría presente en la escena mundial. De allí la necesidad de acelerar los proyectos que están en progreso, así como los que están en cartera. En la medida en que se continúen atrasando será más difícil alcanzar nuestros mercados "naturales" como son los USA y Europa. Esta actividad es intensiva en capital, por lo que es difícil que capitales nacionales participen solos en estos proyectos, sin embargo sí hay oportunidades para las empresas de bienes y servicios.

Despacho: Actividad de planificar, coordinar y supervisar el intercambio de gas entre los productores, procesadores y

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

transportistas. Esta actividad incluye la gestión operacional y comercial para garantizar el óptimo funcionamiento de los sistemas de transporte y el control del sistema de nominación (órdenes de entrega) y balanceo. Esta actividad es muy especializada y hoy sólo la realiza PDVSA Gas en Anaco. En el futuro aparecerán otros centros de despacho (Güiria y Paraguaná), que muy bien podrían ser manejados por el sector privado.

Transporte: Conjunto de actividades necesarias para recibir, transmitir y entregar gas e hidrocarburos líquidos que se obtienen de su procesamiento, a través de sistemas de transporte. Este es uno de los negocios más importantes en la industria internacional de gas. El negocio de transportar gas es mucho más que operar un gasducto. La compra y venta de capacidad de transporte es uno de los negocios más lucrativos y requieren de alta ingeniería financiera.

En las áreas de transporte y distribución hay oportunidades muy concretas, ya identificadas en el Proyecto Gas de PDVSA y recogidas en sus publicaciones desde 2001. En este sentido, una decisión importante de la Ley se refiere a que..."Una misma persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región, dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución"... Esto obliga a PDVSA Gas a tener que optar por ceder al capital privado las actividades de transporte por gasductos y distribución por redes de tuberías, en todo el territorio nacional, por la sencilla razón que todo el gas producido es propiedad de la estatal PDVSA Gas. Esta es una oportunidad enorme que tiene el capital privado nacional para crear empresas de transporte de gas por gasductos, así como para inversionistas extranjeros, deseosos de entrar a invertir en Venezuela en el negocio del gas.

El año de su instalación, el ENAGAS estimó que en materia de transporte se requerían por lo menos cinco nuevos sistemas de gasductos, para incorporar 1.500 M pc/d de capacidad a los 5.000 millones existentes. Se estima que se requerirá una inversión de

Las Oportunidades de Negocio en la Cadena del Gas Natural

3.000 M de USD. Estos permisos pueden otorgarse de forma sencilla, como lo estipula la LOHG.

Operación de Sistemas de Transporte: Conjunto de actividades necesarias para realizar el transporte de gas en forma segura, continua y confiable, según las condiciones establecidas en las normas técnicas aplicables y los contratos de transporte. Comprende el monitoreo, balanceo y mantenimiento del sistema de transporte, así como la atención de eventualidades y relaciones con terceros. La actividad de operar un gasducto tiene mucho futuro, por lo que las actuales empresas venezolanas de ingeniería y las que se formen, tienen una excelente oportunidad en esta actividad.

Distribución: Actividad de recibir, transmitir y entregar gas a través de los sistemas de distribución. Esta actividad tiene tres categorías: Distribución Doméstica, Distribución Comercial y Distribución Industrial, y dentro de cada una de estas tres categorías hay oportunidades para los "sub distribuidores".

En distribución de gas por tubería a nivel de regiones, el ENAGAS presentó los siguientes números: Región Central: para incorporar 4,9 millones de habitantes al servicio de gas por tubería, se requiere una inversión de 915 M de USD. Región Occidental: para incorporar 2,8 millones de habitantes se requieren 520 M de USD. Región Centro Occidental: para incorporar 3,4 millones de habitantes se requieren inversiones de 825 M de USD y Región Oriental: para incorporar 2,3 millones de habitantes se requieren 530 M de USD. Es una oportunidad el otorgamiento de los permisos a particulares para distribuir gas por regiones y estos a su vez crearían la figura de los sub-distribuidores, también particulares, (hay buenas experiencias en Argentina, México y más recientemente en Colombia), para localidades y clientes específicos; ya que en Venezuela no se ha gasificado completamente alguna ciudad o población de importancia en los siete años que lleva aprobada la Ley de Gas.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Como un ejemplo de las muchas oportunidades de negocios que tiene el transporte y la distribución del gas natural para los particulares, el gobierno mexicano conservó los gasductos existentes y entregó 73 permisos de transporte a particulares, apenas en seis años.

México produce unos 4.500 M pc/d de gas y Venezuela más de 6.000 M pc/d. México tiene reservas de 1,17 M m³, contra 4,18 M m³, de Venezuela. A las tasas de producción actuales México tendría gas para los próximos 45 años, mientras Venezuela tendría para 126 años.

El caso de Colombia también es interesante. Desde que en 1997 comenzó su proceso de apertura de la industria al sector privado, además de la estatal Ecogas, se han instalado otras siete transportadoras y se han formado 17 empresas de distribución para igual número de permisos. A la vez hay 27 empresas registradas como comercializadoras de gas (la mayoría son las mismas distribuidoras). Para el año 2000, Colombia ya tenía 1.943.443 suscriptores residenciales.

Argentina, el país con más tradición en materia de uso del gas, privatizó desde 1992 toda su industria del gas. Existen dos empresas que manejan los dos grandes sistemas de gasductos que cubren todo el país. Adicionalmente, cuenta con nueve grandes distribuidores regionales, cincuenta y cuatro subdistribuidores (de los cuales doce actúan en Buenos Aires) y tiene registrados diez comercializadores.

Argentina también es el país de las oportunidades de negocios en materia de gas vehicular, (GNV). A la fecha, unos 741.000 vehículos circulan con GNV en ese país (en todo el mundo hay 2.200.000 vehículos que funcionan con GNV). Hay 1.022 estaciones de servicio que proveen el producto y están funcionando unos 1.500 talleres que montan el dispositivo y hacen servicio. Todo esto podría ocurrir en Venezuela en la medida que se establezca un sistema de

Las Oportunidades de Negocio en la Cadena del Gas Natural

precios más racional para los distintos energéticos que se utilizan en el sector automotor, y que dé a cada producto su justo valor de mercado

Distribución de Gas Doméstico: Actividad de recibir, transmitir, entregar y vender gas metano para ser utilizado como combustible en artefactos y equipos de uso doméstico, instalados en viviendas unifamiliares o multifamiliares, el cual es entregado a través de una acometida conectada a una red de tuberías de una región de distribución. En esta actividad, la figura del subdistribuidor es una oportunidad que no requiere altas inversiones ni sofisticadas tecnologías. Se trata de atender clientes muy bien localizados (urbanizaciones, localidades aisladas) que por sus características no son atendidos por el distribuidor mayor por cuestiones de prioridad.

Distribución de Gas Comercial: Actividad de recibir, transmitir, entregar y vender gas metano a través de los sistemas de distribución para ser utilizado como combustible en artefactos y equipos instalados en establecimientos, donde se comercializan productos, artículos y servicios al público, el cual es entregado a través de una acometida conectada a una red de tuberías de una región de distribución. También aplican las oportunidades mencionadas para el gas doméstico.

Distribución de Gas Industrial: Actividad de recibir, transmitir, entregar y vender gas metano para ser utilizado como combustible o materia prima en instalaciones, plantas o fábricas, donde se ejecutan operaciones industriales para obtener un producto o transformar una sustancia o producto, el cual es entregado a través de una acometida conectada a una red de tuberías de una región de distribución o de un sistema de transporte. También aplican las oportunidades mencionadas para el gas doméstico y comercial, aunque en mucho menor grado, porque ésta es la mejor oportunidad de negocio para el permisatario de la región (no lo delegan a los subdistribuidores por el nivel de especialización del negocio).

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Industrialización: Esta actividad comprende los procesos necesarios para la transformación química, física o fisico-química del gas natural y sus componentes, con el fin de obtener productos de mayor valor agregado. La industria petroquímica es la más representativa de este sector. Es intensiva en capital. El capítulo VII de la LOH se refiere a las actividades industriales y en los artículos 49, 50, 51 y 52 se establece que la industrialización de los hidrocarburos refinados comprende las actividades de separación, purificación, conversión, mezcla y transformación de los mismos, con el propósito de añadir valor a dichas sustancias al obtener nuevos especialidades de petróleo y las actividades para ello podrán ser realizadas directamente por el Estado, por empresas mixtas y por empresas privadas. Aquí hay muchas oportunidades para el sector privado nacional.

Comercialización: Actividad de comprar y vender hidrocarburos gaseosos o comprar y vender servicios de transporte, distribución o almacenamiento de hidrocarburos gaseosos por cuenta propia o de terceros. El capítulo VIII de la LOH se refiere a las actividades de comercialización, tanto para el comercio interior como para el exterior, y en el artículo 58 se especifica que las actividades de comercialización de los productos derivados no reservados al Estado podrán ser realizados por el Estado directamente o por empresas mixtas con participación del capital estatal y privado, en cualquier proporción, y por empresas privadas.

Comercio interior: Actividad de comprar hidrocarburos gaseosos a los productores para venderlos en el territorio nacional.

Comercio exterior: Actividad de comprar hidrocarburos gaseosos a los productores para venderlos fuera del territorio nacional.

La materialización de las oportunidades mencionadas va a depender de los precios y tarifas que tenga el gas natural y sus componentes en el mercado venezolano. Tanto PDVSA como MENPET, abordan el

Las Oportunidades de Negocio en la Cadena del Gas Natural

tema tan importante como lo es la materia de precios del gas metano y las tarifas para transportarlo y distribuirlo en el mercado interno desde costa afuera, así como también la situación de precios para los productores de gas no asociado (la mayoría de los casos costa afuera), cuyo incentivo de negocio sería licuar el gas que producen para exportarlo. De no aclararse quién será el actor que decidirá sobre las tarifas de procesamiento, los productores podrían correr el riesgo de estar obligados a aceptar las condiciones del procesador que, según los "Planes Estratégicos", será PDVSA la empresa que desarrollará el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho, mejor conocido como proyecto CIGMA.

Otro elemento que no está claro es si los nuevos productores podrían comercializar libremente los productos obtenidos, además del metano líquido. En estas actividades sobre precios y tarifas, claves para el éxito del desarrollo de la industria, es donde el rol del ente regulador ENAGAS sería determinante.

Con relación al mercado nacional, el gas metano, principal componente del gas natural, cubre el 42% de la matriz energética de Venezuela. Este se utiliza en un 73% en la industria petrolera y 27% en el mercado interno (27% para generación eléctrica, 28% en las empresas de Guayana, 21% en petroquímica, 18% en uso comercial y residencial y 6% en la industria del cemento). Hoy estos sectores, sin excepción, están requiriendo cantidades adicionales de gas, de allí la necesidad de aumentar sustancialmente la producción de este energético para cumplir con tales exigencias. Como se dijo anteriormente, las cifras de producción de gas que presentó PDVSA en su Plan Estratégico 2006-2012, son moderadas. Según la estatal petrolera, la producción de gas natural asociado y no asociado para el año 2012 sería de 11.500 M pc/d, un incremento de sólo 5.200 M pc/d con respecto a la cifra que informan se produjo en 2005, cantidad insuficiente para cubrir el déficit existente en el mercado interno, para atender los proyectos de inyección de gas a los yacimientos petrolíferos y los nuevos proyectos petroquímicos.

VI. POLÍTICAS PÚBLICAS EN MATERIA DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

El Estado venezolano, a través del Ministerio de Energía y Petróleo, debe abocarse a preparar un conjunto de políticas públicas de Estado en materia de reservas de petróleo y gas, tendente a cumplir con seis propósitos fundamentales:

1. Verificar y certificar las reservas de petróleo y gas natural que se presentan oficialmente a la comunidad mundial.
2. Promover programas para la explotación final de los campos con alto grado de agotamiento de sus reservas.
3. Promover la explotación de las reservas remanentes en beneficio del desarrollo económico de toda la nación.
4. Desarrollar un plan de exploración para el gas no asociado (libre), el cual definitivamente debe ser llevado adelante con el apoyo firme de empresas internacionales con experticia en certificación de reservas.
5. Acelerar el otorgamiento de licencias y permisos para la explotación de gas.
6. Revisar y sincerar los precios y tarifas en el mercado interno, ya que las licencias son condicionadas a satisfacer primeramente el mercado interno, como lo establece la LOHG.

PLAN SIEMBRA PETROLERA - PROYECTOS MAYORES DE GAS

La evolución de la industria del gas en Venezuela para los próximos diez años está enmarcada en el desarrollo del potencial de gas libre, la ampliación y construcción de infraestructura de procesamiento, el transporte y la distribución del gas metano y de los líquidos del gas natural. Los proyectos mayores de gas natural mostrados (ver Tabla N° 5) se encuentran descritos en el Plan Siembra Petrolera 2005-2012 de PDVSA.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

La realidad es que el Plan presenta un desfase de tres años, es decir, que el volumen de gas planificado de 11.500 M pc/d no estará disponible para el año 2012. Este retraso tiene como resultado la pérdida de negocios potenciales de suministro de gas a nivel internacional, tal como ha sucedido con Brasil, Chile y Argentina que han realizado contratos con Argelia para el suministro de GNL, lo que eliminó cualquier intento de posicionamiento del gas venezolano en esos mercados. A nivel interno, implica desfase en el desarrollo económico y un mayor consumo de hidrocarburos líquidos, disminuyendo así su exportación.

Tabla N° 5 - Proyectos Mayores de Gas Natural

Proyecto	Objetivo	Tipo	Inversión (MM\$)
Plataforma Deltana	Producir 1.470 M pc/d	Desarrollo Gas	3.810
Mariscal Sucre	Producir 1.200 M pc/d y construcción planta GNL	Desarrollo Gas	2.700
Rafael Urdaneta	Producir 1.000 M pc/d	Desarrollo Gas	2.900
Gas Anaco	Producir 2.400 M pc/d	Desarrollo Gas	2.433
Criogénico de Occidente	Extracción 62 m b/d de etano	Procesamiento	926
Jose 250	Incremento de fraccionamiento de LGN	Procesamiento	664
ICO	Suministro de gas a Occidente	Transporte	530
Sistema Nor-Oriental	Manejo del gas Costa Afuera	Transporte	1.066
Gasificación Nacional	Suministro de gas a 2.6 millones de familias	Distribución	2.334
GNV	Suministro de gas a 450 mil vehículos	Distribución	921

- Aún cuando la LOHG permite otorgar licencias a particulares sin la participación del Estado, en más de ocho años sólo se han concedido 16 licencias (5 en tierra y 11 costa afuera) y ahora esas empresas están amenazadas de tener que ceder el 60% de sus acciones al Estado, ya que se anuncia el cambio de la Ley de Gas. Por ello no se han incrementado

Políticas Públicas en Materia de Reservas de Petróleo y Gas Natural

las reservas de gas libre, y se sigue dependiendo del gas asociado sujeto a las variables de la producción petrolera.

- La producción de gas natural, que está en un 90% asociada al petróleo, no se ha podido incrementar por la caída de la producción petrolera. Cuando se promulgó la Ley la producción era de 3.059.000 b/d, y hoy no alcanza los 2.500.000 b/d, por lo que hay escasez en el mercado nacional doméstico, comercial e industrial. La industria petrolera consume el 74,7% de la producción, y está en déficit, dejándole al mercado interno apenas el 25,3%, que también es insuficiente. El gobierno nacional reconoce que la escasez de gas por tubería es de unos 1.500 M pc/d. No están siendo abastecidos cabalmente los sectores eléctrico y petroquímico, de allí la necesidad de importar gas por tubería desde Colombia, y de consumir combustibles derivados del petróleo.
- El "Ente Nacional del Gas" resultó ser una dependencia más del Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET), sin autonomía alguna para cumplir con el mandato de la Ley. Ocho años después de promulgada la Ley no se ha establecido alguna empresa nueva para transportar gas metano por gasductos y no se ha otorgado ningún permiso para distribuir gas por tubería en las ciudades. Todo se pretende realizar con la empresa de gas estatal, que no tiene los recursos ni la prioridad.
- La Ley obligaba a Petróleos de Venezuela (PDVSA) a dejar el monopolio de la industria del gas, para permitir la participación del sector privado y ello no se ha cumplido; al contrario, hoy la situación monopólica es más crítica. En Colombia, con menos experiencia en materia de gas, con una producción de apenas 863 M pc/d (En comparación con los 6.809 M pc/d de Venezuela) hay diez empresas productoras, diez empresas de transporte, treinta y tres empresas de distribución, y cuarenta y tres permisadas para comercializar gas por tubería (la mayoría también son distribuidoras).
- Los precios del gas natural y las tarifas de transporte y

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

distribución, no cumplen con lo establecido por la Ley, ya que son fijados unilateralmente por el MENPET, están congelados y son tan bajos que no permitirían el desarrollo del sector (cerca de 1,0 USD/M Btu, mientras en los USA. está por encima de los 12,0 USD/M Btu).

- En materia de proyectos de industrialización de los hidrocarburos gaseosos (petroquímica) no se ve progreso alguno, y mucho menos en la formación de capital nacional.
- Hoy la política del gobierno no permite el desarrollo pleno de la industria de este hidrocarburo. En materia de exploración, producción, licuefacción y transporte del gas natural se decidió que la empresa del Estado tenga la mayoría accionaria y el control de las decisiones en todas las actividades. La política establece que no debe participar el sector privado internacional de punta en materia de licuefacción, transporte y distribución, ya que todo debe ser realizado por la estatal y por cooperativas estatales. Es política la asociación con empresas estatales, las cuales en su mayoría no tienen la tecnología, ni los recursos económicos, ni el conocimiento para acometer los proyectos y negocios, a la velocidad y con el éxito económico que se requieren.

Resumiendo, a casi ocho años de promulgada la LOHG no se ha cumplido con los mandatos de la misma, hecho que se constata al ver el incumplimiento de los Planes de PDVSA en materia de gas natural.

Por otra parte, para el éxito de este plan se debe considerar lo siguiente:

- Acceso a la tecnología de punta en lo concerniente a la explotación de gas costa afuera y la licuefacción del metano (GNL),
- Disponibilidad de materiales y equipos mayores a tiempo,
- Participación del sector privado, en condiciones mayoritaria, en toda la cadena de la industria gasífera, así como el financiamiento por parte de estos,

Políticas Públicas en Materia de Reservas de Petróleo y Gas Natural

- Establecer una política de precios que refleje las economías de las distintas actividades,
- Balance de las necesidades de gas en el mercado interno para los próximos 25 años, como parte de una verdadera Política Energética de Estado.

Lo anterior conlleva al crecimiento y permanencia de una industria del gas independiente de la del petróleo. De no ser así, seguiremos viviendo el "sueño" de tener una industria gasífera de carácter mundial.

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Venezuela tiene una rica historia en materia de gas natural, destacándose las actividades en materia de conservación y utilización. Desafortunadamente, por haber sido una industria que siempre estuvo a la zaga de la industria del petróleo, no logró desarrollarse independientemente en toda su cadena de valor. A nivel de mercado interno su desarrollo ha sido muy limitado, debido a los bajos precios que han prevalecido históricamente. También ha influido el poco desarrollo en que a raíz de la estatización de la industria del gas quedó más atada a la industria petrolera y, por lo establecido en la propia ley de estatización, no se permitió el desarrollo de los recursos de gas libre que puedan existir en el país. Venezuela tiene una gran oportunidad de convertirse en abastecedor de gas para todo su mercado interno y de varios países del hemisferio, ya sea por tubería o en forma de gas metano licuado (GNL), pero es necesario desarrollar los prospectos de gas libre, así como validar y certificar las reservas que se vayan encontrando, y promover el desarrollo acelerado del sector, tanto en la actividad de transporte como en la distribución, para atender plenamente el mercado interno, todo ello con una importante participación del sector privado nacional e internacional.

Con respecto a los precios del gas, de acuerdo con la LOHG, deben ser tales que los productores recuperen las inversiones, cubran los gastos de mantenimiento de las operaciones y los financiamientos, así como la depreciación de los activos y se tenga una ganancia razonable para este tipo de negocios según los patrones mundiales. Con los precios y tarifas actuales es imposible desarrollar la industria del gas en Venezuela.

VIII. ANEXOS

A.1 ALGUNAS NOTAS SOBRE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL DE VENEZUELA

La empresa Corpoven, S.A. realizó un excelente esfuerzo estadístico y preparó cifras de producción y utilización de gas desde el año 1918 hasta 1945, haciendo estimados de acuerdo a la historia de producción de petróleo con las respectivas variaciones de gravedad del petróleo, las cuales luego incorporó en una serie cronológica 1918-2004 con las cifras de los diferentes PODE y cifras internas que llevaba la empresa. En éste también se señalan las cifras de reservas de gas natural para el período 1950-2004. La serie se presenta en la siguiente tabla.

El Ing. Diego González actualizó la serie de producción e inyección hasta el año 2004, e incorporó a la serie las cifras de reservas de gas desde el año 1969 a 2004. Toda la serie se presenta en la siguiente tabla.

**Tabla N° 6 - Producción e Inyección de Gas Natural 1918-2004
(M pc/d)**

PRODUCCION E INYECCIÓN DE GAS NATURAL 1918-2002 (MMPCD)					
Año	Producción	Inyección	Producción acumulada	Inyección acumulada	Reservas BPC
1918	0,3	0	125,6	0	
1919	0,3	0	244,9	0	
1920	0,5	0	432,2	0	
1930	289,9	0	346.521,9	0	
1940	398,7	3	1.591.315,7	3.763	
1950	1.526,3	115	5.074.592,4	112.377	16,90
1960	3.045,2	1.067	14.294.293,2	2.023.527	33,65
1970	4.685,4	1.946	28.981.480,7	8.320.115	32,76
1980	3.433,7	1.599	43.434.563,1	15.393.617	44,59
1990	3.923,0	1.290	55.963.881,6	20.111.680	121,1
2000	5.988,0	1.974	74.132.041,3	25.691.851	147,6
2002	5.988,0	2.373	78.540.511,3	27.306.976	147,7
2003	5.905,0	2.542	78.546.416,3	27.309.518	150,0
2004	6.608,0	2.867	78.553.024,3	27.312.385	151,5

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

En Venezuela, con la excepción de los esfuerzos realizados en el estado Guárico, no se había realizado actividad exploratoria para la búsqueda de gas no asociado. Las reservas de gas libre que aparecen en los libros oficiales de reservas (ver Tabla N° 6), fueron ubicadas buscando petróleo. Luego de la promulgación de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos se licitaron algunas áreas para explorar por gas libre (Yucal-Placer, Barrancas, San Carlos, Ambrosio, etc.). Es por ello que las reservas de gas del país son mayormente de gas asociado al petróleo. Es pertinente considerar que una revisión de las reservas petroleras, conduzca a una modificación de las cifras de las reservas de gas natural.

El gas en solución recuperable en yacimientos con fuertes empujes de agua es fácilmente calculable, no así para los otros mecanismos de producción. En la industria petrolera hay un paradigma que data de muchos años cual es el de la "Relación Gas -Petróleo" (RGP), es decir, la cantidad de gas expresada en pies cúbicos asociada a cada barril de petróleo, producido como la variable clave para determinar las reservas de gas asociado.

Los crudos que contienen mayor cantidad de gas asociado por barril son, por supuesto, los condensados, seguidos de los livianos y en último lugar los medianos. Los crudos pesados y extrapesados contienen muy poco gas asociado.

Con relación a los parámetros que se consideran para efectuar los cambios en las reservas de gas, además de los tres mencionados, (descubrimientos, extensiones y revisiones), se incluyen los volúmenes que se inyectan, así como la actividad de reparación y recompletación de pozos que incorporan reservas.

El Ministerio de Energía y Petróleo determinó que las reservas de gas en 1975 eran del orden de 41,5 billones (10^{12}) de pc, en 1989 de 105,7, en 2002 de 147,1 y en 2003 de 149,9. El informe del 2002 aclaró que del volumen de reservas de gas, 12,45 billones de pc

Anexos

correspondían al gas asociado a los crudos extra pesados, para unas reservas de 35,4 miles de millones de barriles.

Analizando en detalle la composición de las reservas de gas se encuentra que, el 10,27%, ($13,6 \cdot 10^{12}$), de las mismas está asociado a crudos pesados, 9,4%, ($12,4 \cdot 10^{12}$), a crudos extrapesados y bitumen, y el 20,5%, ($27,0 \cdot 10^{12}$), al gas inyectado a los yacimientos para efectos de recuperación secundaria y por medidas de conservación. Esto da un gran total de $53,0 \cdot 10^{12}$ de reservas de gas natural que deben ser bien validadas y certificadas.

Ahondando más en las reservas asociadas al gas inyectado, se puede considerar que si el volumen inyectado acumulado se asocia a las reservas de los crudos condensados, livianos y medianos ($105,9 \cdot 10^{12}$), donde ocurre mayormente la inyección, dicho gas devuelto a los yacimientos representa el 25,5% de las reservas totales (ver Tabla N° 7). El gas inyectado se ha efectuado en 219 yacimientos del Oriente y en 49 del Occidente del país.

Un resumen de las reservas de gas asociado por tipo de crudo (clasificación MENPET) sería el siguiente:

Tabla N° 7 - Reservas de Gas Asociado por Tipo de Crudo

Tipo de crudos	10^{12} Pies cúbicos
Condensados	35.087,2
Medianos	24.031,9
Pesados	13.566,6
Extrapesados	11.308,2
Bitumen:	1.128,5
Total:	131.914,7

Adicionalmente se ha estimado que existen unos 15 billones (10^{12} pc) de gas libre, principalmente en yacimientos ubicados al norte del

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

estado Sucre y en la plataforma del delta del río Orinoco, para un gran total de 147 billones (10^{12} pc) de reservas de gas en 2002.

Las relaciones gas-petróleo promedio, calculadas por el Ing. Diego González, que se señalan en la tabla a continuación, en función de las reservas de petróleo y gas, utilizando las cifras de reservas al 31-12-1997 que presentó el Informe PDVSA E&P. Se desea aclarar que se utilizó esta referencia porque ni en el PODE ni en el Informe a la SEC aparecen las reservas de petróleo o gas por tipo de crudo.

Tabla N° 8 - Relaciones Gas-Petróleo por Tipo de Crudo

Tipo de crudo	10^{12} pc/10^9 b	pc/b
Condensados	35.087,2 / 2.254,6	15.562
Livianos	46.792,3 / 9.547,0	4.901
Medianos	24.031,9 / 10.776,8	2.230
Pesados	13.566,6 / 16.675,4	814
Extrapesados	11.308,2 / 32.844,2	344
Bitumen	1.128,5 / 2.832,8	398
Total	131.914,7 / 74.930,8	1.761

Se observa un hecho curioso en la Tabla anterior: la relación gas-petróleo de los bitúmenes aparece mayor que la de los crudos extrapesados, lo cual debe ser revisado.

Continuando con el análisis de las reservas de gas asociado se observa del informe de PDVSA 1997, que del total de casi 132 billones de pies cúbicos (10^{12}) de reservas de gas asociado, la contribución más importante a estas reservas la constituyen los crudos livianos con 46.792 billones de pies cúbicos (10^{12}) (con relación gas-petróleo de reservas de 4.901 pc/b), siguen los

Anexos

condensados con 35.087 billones de pies cúbicos (10^{12}) (con RGP de reservas de 15.562 pc/b) y en tercer lugar los medianos que aportan 24.032 billones de pies cúbicos (10^{12}) (con RGP de 2.230 pc/b).

Para entender la magnitud de estas cifras de reservas de gas, valga decir que la producción anual de gas en el año 2003 fue de 2,16 billones de pies cúbicos. Esto significa que sólo se produjo el 1,44% de las reservas de gas. De ese volumen producido, el 43% se devolvió al subsuelo con el propósito de mantener la presión de los yacimientos. Esos volúmenes de gas que se devuelven a los yacimientos son contabilizados como reservas remanentes, que los técnicos dicen que serían recuperables en el momento de "desinflar" esos yacimientos, es decir, de producir la capa secundaria de gas formada con tal inyección. Con respecto a las cifras de reservas asociadas a los volúmenes de gas inyectado, es necesario hacer notar que primero será necesario validar las cifras que se han presentado como de gas inyectado y luego establecer realmente si todo ese gas inyectado puede ser producido. Otras tesis plantean que parte de ese gas inyectado pasó a ser gas en solución que ya se ha producido con el petróleo.

Otra observación, si se suman las reservas de gas que están asociadas a los crudos pesados, extra pesados y bitúmenes, se alcanza la importante cifra de 26,0 billones de pies cúbicos (10^{12}). Sin embargo, hay que tomar en cuenta para su contabilización como reservas, que históricamente el gas asociado a los crudos pesados, (vg. los de la Costa Oriental del Lago de Maracaibo), mayormente se ha quemado directamente, con autorización del MEP, en mechurrios apropiados, es decir, no se ha recolectado. Se ha argumentado que no se recolecta por su baja producción, por su baja presión y por su nivel de dispersión geográfica (producido por miles de pozos), sin embargo, tenemos la seguridad que las empresas que ganen las licencias para completar el agotamiento de los campos Cabimas, Tía Juana, Lagunillas, Bachaquero y Mene Grande, procederán a

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

recolectar todo el gas producido, ya que necesitarán utilizarlo como combustible en sus operaciones y vender los excedentes en el mercado interno. Esta debe ser una de las condiciones que debe establecer el ente regulador petrolero para el otorgamiento de tales licencias.

Una última observación. Las reservas de gas deben estar asociadas a su utilización, sin embargo, es conocido que un porcentaje importante del gas producido no es usado. Por ejemplo, en el año 2005 el PODE informa que de una producción de 6.809 millones de pies cúbicos diarios, se arrojó el 9,9%, es decir 673 millones de pies cúbicos diarios, equivalente a 120.000 barriles diarios de petróleo.

Resumiendo, entre los factores a tomar en cuenta para cualquier ejercicio de revisión de las reservas de gas, están:

1. El tema del gas inyectado y su contabilización como reserva remanente de gas.
2. El gas asociado a los crudos pesados y extrapesados no recolectado y su contabilización como reserva remanente de gas.
3. El gas asociado a los crudos pesados y extrapesados que no se recolecta.
4. Factibilidad de "desinflar" (producir el gas) los yacimientos altamente agotados en la Cuenca de Maracaibo para materializar las reservas remanentes de gas en libros.
5. Las relaciones gas-petróleo límites establecidas por el MEP y su relación con las reservas remanentes de gas.

A.2 CREACIÓN DE LA PETROQUÍMICA Y ORIGEN DE LOS SISTEMAS DE GASDUCTOS EN VENEZUELA (IVP - GAS)

En 1953 se creó la Petroquímica Nacional, dependiente de la Dirección de Economía del Ministerio de Minas e Hidrocarburos,

Anexos

con el propósito de impulsar la economía del país a través de la industrialización de los hidrocarburos gaseosos y líquidos (Gas Natural y derivados del petróleo). Luego, en 1956, la Petroquímica Nacional se transformó en el Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP), adscrito al Ministerio de Minas e Hidrocarburos, mediante Decreto Presidencial N° 367 del 26 de junio.

En el artículo 1° del decreto se estableció que tendría como objeto el estudio y desarrollo de industrias destinadas al aprovechamiento de minerales e hidrocarburos, en especial el gas natural. Para cumplir lo relacionado con el aprovechamiento de los hidrocarburos, el Instituto creó dos departamentos: el Departamento de Gas, encomendado al Ing. Rubén Alfredo Caro, y el Departamento de Petróleo, encomendado al Ing. Juan Jones Parra, hijo. Se comenzó así la estatización de algunas actividades que venían desempeñando las compañías concesionarias en el sector de los hidrocarburos. Luego de un intenso y largo proceso, se culminó con la estatización de toda la industria de los hidrocarburos el año de 1975, con el cese de las concesiones y la creación de Petróleos de Venezuela (PDVSA), empresa que entró en funciones el 1° enero de 1976. El 17 de junio de 1960, por Decreto N° 312, se permitió al Instituto Venezolano de Petroquímica la formación de empresas mixtas para el desarrollo del negocio (participación del sector privado).

El Departamento de Gas del IVP realizó una serie de estudios para la utilización del gas natural asociado que las empresas concesionarias desperdiciaban quemándolo en mechurrios o lanzándolo directamente a la atmósfera en los sitios no poblados (Lago de Maracaibo), apoyándose en la Ley de Hidrocarburos de 1943, bajo el concepto de "gas económicamente no utilizable". Esos estudios condujeron a un plan nacional para la construcción de una Red Nacional de Gasductos del Estado para fines industriales, comerciales y domésticos.

Para mediados de 1959 se inauguró el gasducto Anaco - Caracas,

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

estaba en construcción el Caracas - Valencia y en operación el Guacara - Morón, a través del cual se suministraba gas al Complejo Petroquímico de Morón. En proyecto estaban el gasducto Morón - Barquisimeto, Casigua - La Fría y la extensión del Barquisimeto a Paraguaná, para el suministro de gas al Complejo de Refinación. (Lo que hoy se denomina Interconexión Centro -Occidente).

Luego de creada la Corporación Venezolana del Petróleo, (CVP), en 1960, el Sistema de Gasductos del Estado fue adscrito como activo en 1961 a dicha empresa. El Ing. Rubén Alfredo Caro fue designado Gerente de Gas de CVP. Esta continuidad administrativa permitió que la Gerencia de Gas completara y pusiera en funcionamiento el Sistema Anaco - Caracas - Valencia (Guacara) - Morón, con una longitud de 657,5 km y una capacidad de transmisión de 235 M pc/d (6,65 M m³/d).

Especial consideración merece la negociación con las concesionarias para el suministro de gas al Sistema Anaco - Caracas - Valencia - Morón. Para determinar el precio de venta del gas que se transportaría a través de este Sistema, se constituyó una comisión mixta Concesionaria - Gobierno, integrada por los Ingenieros Luis Plaz Bruzual y Rubén Caro, en representación del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, y del Ing. Luis Alcalá Sucre, de Mene Grande, por la parte concesionaria. Se acordó que el costo del gas natural estaría formado por los renglones, costo a boca de pozo, más los costos de recolección, tratamiento, compresión y entrega en la estación del IVP en Anaco. La posición del Ministerio fue darle valor cero al gas a boca de pozo, basándose en el hecho de que era gas asociado y su costo estaba incluido en el costo del petróleo. La concesionaria insistía que el gas tenía un precio a boca de pozo porque ya se convertía en utilizable al ser destinado al Sistema de Gasductos Anaco - Caracas. Las partes no se pusieron de acuerdo y presentaron sus informes por separado al Dr. Julio Diez, para entonces Ministerio de Minas e Hidrocarburos. La decisión de éste fue salomónica: Sumar los valores de ambas partes y dividir el

Anexos

resultado entre dos. La primera entrega de gas se realizó en 1959, tuvo una factura de 300.000 bolívares y fue avalada con la firma del Dr. Juan Pablo Pérez Alfonzo, Ministro de Minas e Hidrocarburos en el gobierno de Rómulo Betancourt.

En mayo de ese mismo año 1959, el Ministro Dr. Juan Pablo Pérez Alfonzo fue interpelado por la Cámara de Diputados y se incluyó en la agenda de la reunión la Política del Gobierno Nacional Sobre Industrialización del Gas. En su exposición, el ministro manifestó algunos postulados de la política: Sustituir por gas al límite posible, otras fuentes de energía como el fuel oil; crear industrias de metano líquido y regular eficientemente la producción de petróleo para que la producción de gas asociado se adaptase al mercado, evitando el despilfarro de energía. Al final expresó "Una nación puede producir y exportar energía sin alcanzar prosperidad. Debe encontrar el secreto de poner a trabajar su energía en su propia casa".

La Gerencia de Gas del Instituto Venezolano de la Petroquímica colaboró con el Ministro Juan Pablo Pérez Alfonzo en la elaboración del documento que presentó a la Cámara de Diputados.

A.3 EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE GASDUCTOS

Figura N° 21 - Sistema de Gas Oriente de Venezuela



Fuente: PDVSA

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Se entiende por gasducto el conjunto de instalaciones que sirven para transportar el gas natural procedente de los centros de producción o de las plantas de tratamiento y procesamiento, a los centros de distribución y consumo.

Una vez que el gas asociado producido es separado del petróleo, o el gas libre producido, son sometidos a los procesos de tratamiento y procesamiento para su comercialización. El transporte del gas natural, principalmente metano, se realiza mediante un sistema de plantas compresoras y gasductos, desde los centros de acopio o de producción hasta el consumidor final. Los gasductos existentes en las áreas de producción son poco comentados en la literatura técnica. Estos gasductos son los que integran los sistemas de recolección de gas y están compuestos por tuberías de diferentes diámetros y longitudes, en función de la producción del campo y la lejanía de éste a los centros de tratamiento y procesamiento. Es a partir de estos centros de acopio, donde nacen los gasductos comerciales y de éstos indicaremos su evolución en la Industria del Gas en Venezuela.

Para efectos históricos, podemos indicar que en el año 1951 se refieren por primera vez los gasductos para la época:

- El Lechozo - Arrecife y El Lechozo - Valencia, (402 km), de la empresa Venezuela Atlantic Transmission Corporation, (VATCORP). Este gasducto nace en el campo Lechozo, en el Estado Guárico, y su finalidad era alimentar la planta eléctrica de Arrecifes, en el Distrito Federal (hoy Estado Vargas) y las primeras industrias instaladas en el estado Carabobo.
- El Anaco - Puerto La Cruz - Pertigalete, (96 km), de la empresa Eastern Venezuela Gas Transport, cuyo objetivo era alimentar la planta de cemento de Pertigalete y la refinería El Chaure de la empresa Sinclair, (estado Anzoátegui).
- La Paz - Sibucara, (100 km), de empresa Shell Caribbean Petroleum Co, para suministrar gas a la ciudad de Maracaibo y a las instalaciones petroleras en el área. Cabe señalar que, ya

Anexos

para 1937, Maracaibo contaba con una incipiente red de distribución de gas doméstico.

- Campos de Producción - Refinería Caripito (40 km), de Creole Petroleum Corporation.
- Convenio entre la Gobernación del Distrito Federal y la empresa Venezuela Atlantic Transmission Corporation, (VATCORP), para la distribución de gas en dicho Distrito y se crea la empresa privada Venezolana Doméstica de Gas, (DOMEGAS), primera empresa dedicada a la comercialización del gas natural con área de influencia en las urbanizaciones La Paz y Vista Alegre, del Distrito Federal.

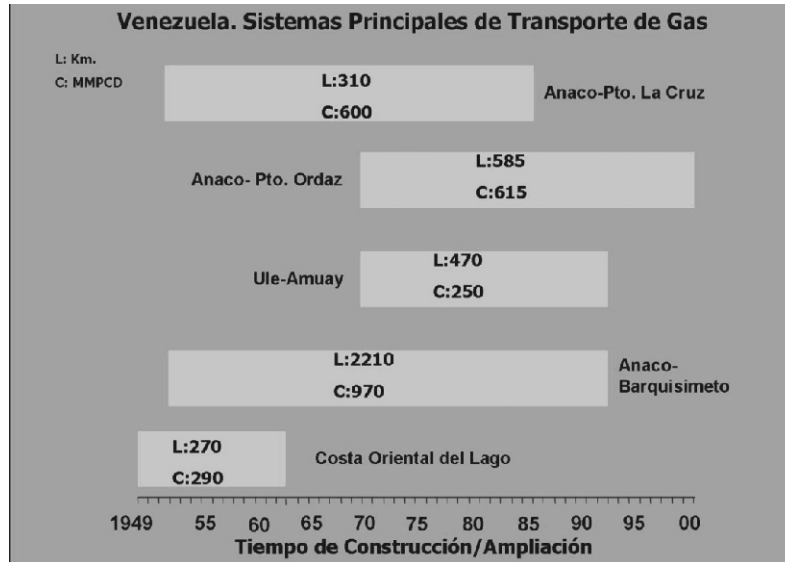
En la medida que evolucionaba la industria del gas, se hacía necesario construir nuevos sistemas de transporte o ampliar los existentes, para satisfacer los requerimientos de los distintos sectores productivos nacionales. La gráfica a continuación resume dicha evolución en el tiempo, para cada uno de los sistemas principales de gasductos con que hoy cuenta la Industria del gas en Venezuela.

La longitud total del sistema de transporte es de 3.845 km con una capacidad de 77,1 millones de metros cúbicos diarios, ($M m^3/d$).

El primer sistema en ser construido fue el de la Costa Oriental del Lago de Maracaibo (estado Zulia), comenzó con el primer tramo construido en el año 1949 entre la Paz - El Maluco, con 23 km de longitud. La última ampliación del sistema ocurrió en 1962, y tiene una longitud de 270 km, con una capacidad de $8,2 M m^3/d$ ($290 M pc/d$) de gas. Este sistema alimenta plantas eléctricas, plantas de cemento, así como al resto del sector industrial, comercial y doméstico del área de influencia de la ciudad de Maracaibo.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Figura N° 22 - Venezuela. Sistemas Principales de Transporte de Gas



Fuente: Nelson Hernández

El sistema Anaco -Barquisimeto, es el más grande de Venezuela, tanto en longitud como en capacidad. Su construcción se inició en el año 1950 con el tramo Lechozo - Arrecife. En el año 1957 se inicia la construcción del tramo Valencia -Morón. Entre 1959 y 1960 se instalaron 385 km, entre Buena Vista (Anaco, Anzoátegui) - Altagracia (Guárico) - Figueroa (Dto. Federal) - La Quizanda (Carabobo), y se hizo la conexión con el Lechozo - Arrecife - Valencia. En 1960 se inició el tendido de la línea, (136 km), Morón - Barquisimeto. En 1987 se inicia la mayor ampliación que se le ha realizado a este sistema, con dos nuevos gasductos conocidos como NURGAS y LANA, la cual se concluye en 1991. Actualmente, este sistema consta de 2.210 km de líneas (cuatro desde Anaco hasta Altagracia) con una capacidad de transporte de 27,4 M m³/d, (970 M pc/d). Adicionalmente, es el único sistema que posee una planta compresora, instalada en Altagracia, para elevar la presión y llevar el gas hasta Barquisimeto.

Anexos

El Anaco - Barquisimeto suministra los requerimientos de gas de los sectores eléctrico, petrolero, petroquímico y al vasto sector manufacturero ubicado en el corredor industrial Valles del Tuy, (Estado Miranda), hasta Barquisimeto, (Estado Lara), lo cual incluye áreas ubicadas en Dto. Federal, Aragua, Guárico, Carabobo y Yaracuy. Así mismo, alimenta la red domestica de distribución de gas de la Gran Caracas.

El sistema Ulé - Amuay está dirigido principalmente a satisfacer los requerimientos del Complejo Refinador de Petróleo de Paraguaná. Su construcción se inicia en el año 1969 y su última modificación concluyó en 1992. Consta de 470 km y una capacidad de transporte de 7,1 M m³/d, (250 M pc/d), de gas.

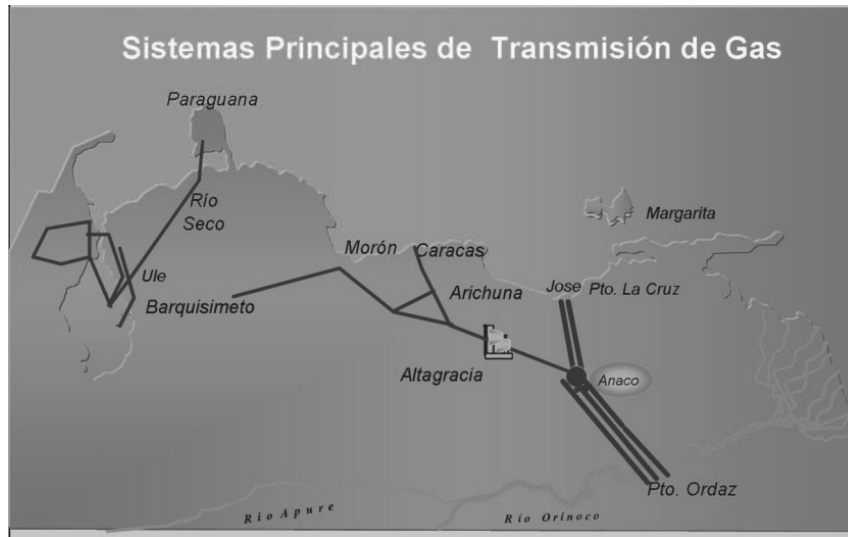
El sistema Anaco - Pto. Ordaz, suple las necesidades de la industria siderúrgica y del aluminio del Estado Bolívar: Su construcción se inició en 1970 y su última ampliación concluyó en el año 2000. Actualmente posee una capacidad de transporte de 17,4 M m³/d (615 M pc/d) de gas y su longitud es de 585 km (dos líneas). Una característica principal de este sistema es que atraviesa el río Orinoco, mediante tres líneas instaladas por debajo de su lecho.

El sistema Anaco - Pto. La Cruz, ya para el año 1951 estaba en operación. Ha tenido ampliaciones, concluyendo la última en el año 1985. Posee una longitud de 310 km y una capacidad de transporte de 17 M m³/d (600 M pc/d) de gas. Satisface los requerimientos de la industria petrolera, el sector eléctrico y el sector cemento, así como pequeñas y medianas empresas de la zona y del sector comercial y doméstico de Barcelona.

La red nacional de gasductos es operada mediante un sistema de telemetría y control (SISUGAS), integrado por estaciones remotas ubicadas en diferentes localidades, y que son operadas mediante un despacho central ubicado en Caracas.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Figura N° 23 - Sistemas Principales de Transmisión de Gas

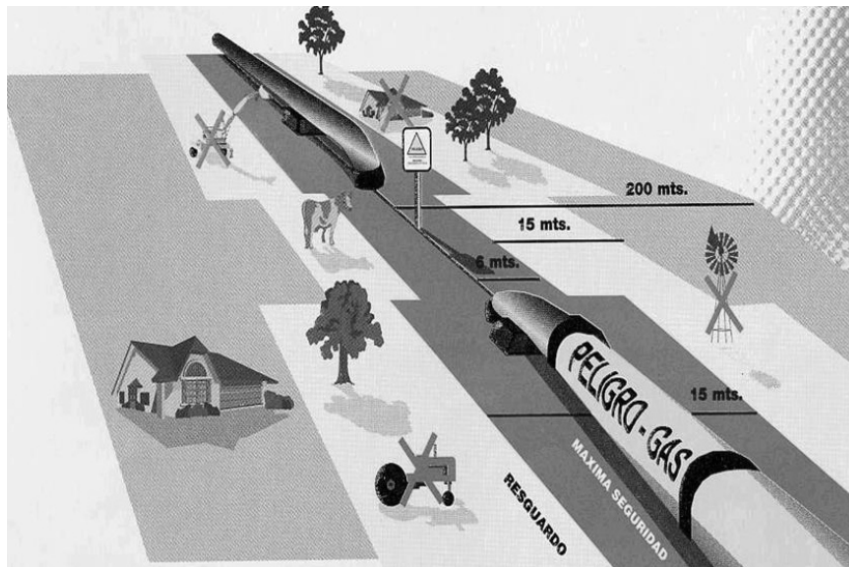


Fuente: PDVSA

Por otra parte, con el objeto de proteger a la ciudadanía y a los gasductos, el año 1984 los Ministerios de la Defensa, del Ambiente, de los Recursos Renovables y el de Energía y Minas, en conjunto emitieron el primer Decreto que estableció una Franja Protectora para el sistema Anaco - Puerto Ordaz. Actualmente, todos los sistemas principales de gasductos tienen su decreto de protección.

La gráfica siguiente representa el esquema que rige la franja protectora. La franja tiene un ancho de 200 m a ambos lados de la tubería, medidos a partir del eje de ésta.

Figura N° 24 - Franja Protectora de Gasductos



Fuente: PDVSA Gas

Dentro de esta franja está la de máxima seguridad. Es la más cercana al eje del gasoducto y tiene un ancho de 15 metros a ambos lados, cuando el gasoducto es superficial. Cuando el gasoducto esta enterrado, la franja se reduce a seis metros a cada lado. En esta franja no se permite ninguna actividad, excepto las asociadas a la reparación y mantenimiento del gasoducto.

La de resguardo tiene un ancho de 15 m medidos a partir del límite de la franja de máxima seguridad. En esta franja sólo se permite, como actividad, el pastoreo de animales.

A.4 EVOLUCIÓN DE LAS PLANTAS COMPRESORAS

Como planta compresora o sistema de compresión se define al conjunto de equipos que suministran la energía mediante el aumento de presión, para mover el gas en un gasducto a un lugar determinado.

En el año 1933 iniciaron operaciones las primeras plantas compresoras de petróleo en Venezuela para inyectar gas natural en los yacimientos, con el fin de la recuperación adicional de los campos de Quiriquire y Cumarebo, en los estados Monagas y Falcón, respectivamente, ambos operados por la Creole. Es de señalar que esta actividad se considera como pionera en la industria petrolera mundial desde el punto de vista de "valoración de un recurso". Es en la década de los años ochenta del siglo XX cuando el gas comenzó a jugar un papel preponderante dentro del esquema energético mundial, bien como combustible o como materia prima.

Para 1937 se registraron las primeras cifras de inyección de gas con fines de recuperación suplementaria de petróleo, con un volumen de 73 Mil m³/d en el campo Quiriquire, (2,6 M pc/d). El volumen de producción de gas de Venezuela para ese año era de 11,5 M m³/d, (406 M pc/d).

En los inicios de los años cincuenta del siglo XX, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, (hoy de Energía y Petróleo), tomó una serie de medidas para la conservación y utilización de gas asociado que se desperdiciaba, que condujeron al desarrollo de grandes proyectos con fines de recuperación suplementaria de petróleo.

En el año 1954, Creole comenzó a operar la planta de inyección de gas Tía Juana N° 1, ubicada en el Lago de Maracaibo, primera en el mundo instalada aguas adentro sobre una plataforma de concreto armado. Se puede considerar como la pionera de lo que hoy son las plataformas costa afuera, (Offshore). En este tipo de plantas las mas grandes son Tía Juana N° 3 y Bachaquero N° 1, ambas con una

Anexos

capacidad de inyección de 11,33 M m³/d, (400 M pc/d).

Para 1967, las empresas Phillips y Shell inauguraron la planta de inyección de gas Lamargas I, en el Lago de Maracaibo, la primera en el mundo que utilizó turbinas de gas para mover los compresores. Así mismo, para finales de los años sesenta se cambia el concepto de grandes plantas y se instalan en el Lago de Maracaibo las denominadas "Mini Plantas". Creole utilizó esta concepción de turbinas e instalaron 10 plantas, cada una con una potencia de 1.087 CDF (14.300 HP) y una capacidad de compresión de 1,47 M m³/d (52 M pc/d).

Es de resaltar que todas estas plantas compresoras aún están en operación con confiabilidad mayor del 90%.

Otra actividad pionera a nivel internacional ocurrió en el año 1996, cuando inició operaciones la fase I del Proyecto de Inyección de Gas a Alta Presión, (PIGAP) en yacimientos del campo Furrial en el Norte de Monagas, con fines de recuperación suplementaria. Se alcanzaron niveles de presión superiores a 534,33 kg/cm², (7.600 libras por pulgada cuadrada). Actualmente esta planta tiene 8 compresores para una potencia total de 76 MW (102.000 HP) y una capacidad de compresión de 18,4 M m³/d (600 M pc/d). Esta planta ha alcanzado niveles de presión de 632,7 kg/cm², (9.000 libras por pulgada cuadrada).

Tabla N° 9 - Infraestructura de Compresión de Gas

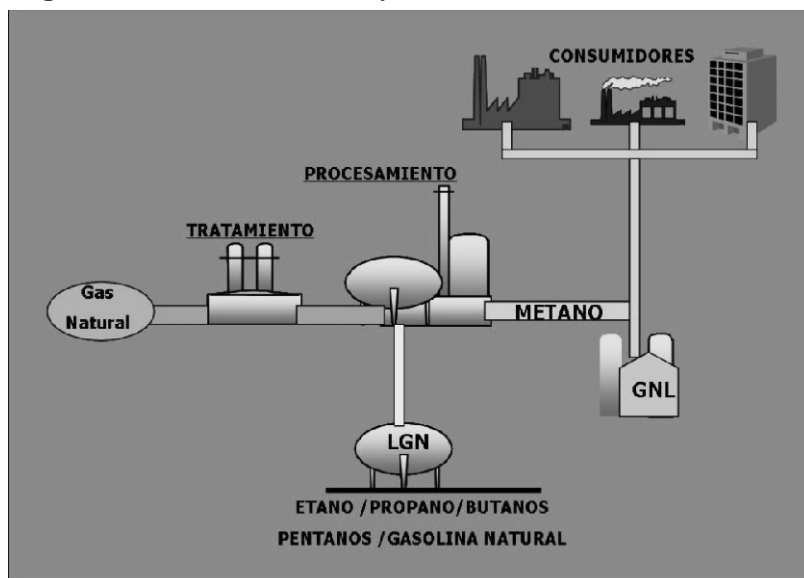
Área	Plantas (Nro.)	Potencia		Capacidad (MMMCD)	Compresores (Nro.)
		(MCDF)	(MHP)		
Occidente	57	51.3	675	182	165
Oriente	54	33.4	440	73	130
Venezuela	111	160.8	2.115	255	295

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

La tabla resume la infraestructura de compresión instalada en Venezuela. El 30% de la capacidad está dirigida a la inyección de gas en los yacimientos, 20% dedicado a proporcionar energía para mover el gas en las áreas de producción y el resto al levantamiento artificial de petróleo por gas (Gas Lift).

A.5 TRATAMIENTO Y PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

Figura N° 25 - Tratamiento y Procesamiento de Gas Natural



Fuente: Nelson Hernández

El tratamiento del gas natural es realizado en un conjunto de equipos, cuya operación elimina o minimiza las impurezas que contiene el gas natural como el agua, (deshidratación), el azufre y el dióxido de carbono, (endulzamiento,) quedando así listo para su procesamiento y posterior comercialización de sus componentes.

Anexos

Las plantas de tratamiento están ubicadas generalmente en las áreas de producción de gas. Las tecnologías aplicadas en Venezuela para eliminar tales impurezas son muy variadas. Están basadas en la absorción, (medio líquido), adsorción, (medio sólido), para llevar a cabo el proceso. La aplicación de "membranas moleculares" es la tecnología más reciente.

Aunque en Venezuela no existen cifras al respecto, se estima que el 90 % del gas producido es sometido al proceso de tratamiento como consecuencia de la normativa que establece que "a todo el gas producido debe extraérsele los componentes etano y más pesados". En otras palabras, la tecnología de procesamiento requiere de un gas libre de impurezas.

El procesamiento del gas natural consiste en separar el metano de los otros componentes: etano, propano, butanos y gasolina natural. Estos componentes en forma líquida son los denominados líquidos del gas natural, (LGN), que se utilizan como combustibles y materia prima; esta última principalmente en la industria petroquímica.

El metano es enviado a los centros de consumo vía gasductos o es llevado a estado líquido, conocido como gas natural licuado, (GNL), y así es enviado a los centros de consumo, vía barcos metaneros, donde es nuevamente regasificado. En Venezuela, a la fecha, no existen plantas de GNL. Desde el año 1970 han existido diferentes proyectos que no se han llevado a feliz término por razones políticas más que económicas.

Las tecnologías utilizadas en el procesamiento del gas son: absorción, adsorción, refrigeración criogénica (de bajas temperaturas). En Venezuela se aplican todas ellas, sin embargo, las recientes plantas construidas utilizan las dos últimas mencionadas por ser tecnologías más eficientes.

Una actividad que se realiza comúnmente en los sistemas de

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

gasductos y por medio de la cual se extraen líquidos del gas natural, son las plantas de control de punto de rocío del gas. La razón de estas instalaciones es reducir o eliminar la formación de líquidos, (propano y más pesados), en los gasductos, los cuales reducen la capacidad de transporte de éstos. En el oriente de Venezuela se instaló por primera vez en, 1982, la planta de Remoción de Líquidos Meneven (RLM) para adecuar el gas enviado desde Anaco hacia el centro del país.

El procesamiento del gas además de arrojar beneficios económicos al obtener el LGN, también proporciona su adecuación a las condiciones internacionales establecidas para el gas enviado a los centros de consumo, las cuales señalan que el gas debe tener alrededor de 8.400 kilocalorías por metro cúbico, (1.000 Btu/pc). Este gas es comercializado como metano.

El procesamiento de gas contempla dos etapas:

- **Extracción:** Al gas natural se le extraen las fracciones licuables (LGN) a través de procesos químicos o físicos, o combinaciones de ambos. En general, estas fracciones están compuestas por etano y más pesados. El más liviano de todos, el metano, es enviado a los centros de consumo o bien a una planta de licuefacción de gas natural, (GNL), si es el caso.
- **Fraccionamiento:** La corriente de LGN es enviada a la planta de fraccionamiento donde, mediante procesos físicos, se obtienen en forma pura o individual los hidrocarburos etano, propano, butanos, y más pesados.

En la gráfica se muestra la evolución del procesamiento del gas en Venezuela en los últimos 65 años.

Figura N° 26 - Venezuela. Evolución Procesamiento de Gas



Fuente: Nelson Hernández

Podemos indicar que el procesamiento del gas natural se inició en el año 1940 con la instalación de una pequeña planta de absorción en el campo Mene Grande, (estado Zulia), que producía gasolina natural para la hoy extinta refinería de San Lorenzo.

Adicionalmente, para el período 1940-1958, se instalaron la Planta de Ulé y la Planta GLP-1, ambas de la empresa Creole. Estas tres plantas, todas ubicadas en el estado Zulia, tenían capacidad para producir 28 Mil b/d de LGN. Es de señalar que la única que está fuera de servicio es la planta Mene Grande.

En 1967, se instaló la planta Lamar Líquido con capacidad de procesar 7 Mil b/d de LGN.

En 1970 entró en operación el complejo de Bajo Grande, (estado

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Zulia), con extracción y fraccionamiento, aumentándose la capacidad de procesamiento a 50 Mil b/d de LGN.

En 1971 se añadieron las plantas TJ-1, TJ-2 y TJ-3, ubicadas en el Lago de Maracaibo, las cuales obtenían los líquidos por compresión y absorción. En el oriente del país inició operaciones la Planta Santa Rosa, (estado Anzoátegui). Esta planta al inicio utilizó tecnología de absorción y luego fue redimensionada para tecnología de refrigeración.

Para el período 1972-1975 se instalaron y ampliaron en el occidente del país nuevas plantas: Ampliación de la planta de Ule, la GLP-2 y El Tablazo. Esta última con capacidad de procesar 4,67 M m³/d (165 M pc/d) con tecnología de Turbo Expansor. Es la única planta donde se extrae etano, por lo que se puede considerar de extracción profunda. Para el período la capacidad se situó en 170 Mil b/d de LGN.

Como consecuencia de la problemática que presentaba la formación de líquidos en los gasductos, principalmente los dirigidos hacia el centro del país, en 1982 se instaló la primera planta de control de rocío en Anaco, estado Anzoátegui, conocida como Remoción Líquidos Meneven (RLM), con base tecnológica de refrigeración.

El salto cuántico en materia de procesamiento de gas natural ocurrió en el año 1985 en el estado Anzoátegui, donde, con tecnología criogénica, inició operaciones la planta de extracción de San Joaquín, con dos trenes de 11,33 M m³/d, (400 M pc/d), cada uno y una planta de fraccionamiento ubicada en Jose con una capacidad de 70 Mil b/d, recibiendo el LGN producido en San Joaquín a través de un poliducto de 100 km de longitud. Esto permitió que todo el gas enviado al mercado interno, desde el centro de acopio de Anaco, cumpliera con las especificaciones y calidades de comercialización. Con este complejo se elevó la capacidad de producción de LGN de la Industria a 250 Mil b/d.

Anexos

Figura N° 27 - Planta Jose



Fuente: PDVSA Gas

En 1993 inició operaciones la primera ampliación del Complejo Criogénico de Oriente, denominado ACCRO I y II. Se eleva la capacidad de extracción a 28,32 M m³/d, (1000 M pc/d), y la de fraccionamiento a 100 Mil b/d.

En 1998 se concluyó la ampliación de capacidad en Jose, elevándose la capacidad de fraccionamiento a 150 Mil b/d. La capacidad de producción de LGN a nivel nacional se situó en 330 Mil b/d.

En el 2004 entró en operación la segunda ampliación del Complejo Criogénico de Oriente, (ACCRO III y IV). Esta ampliación consistió en la construcción de dos trenes de extracción de líquidos de gas natural de 11,33 M m³, (400 M pc/d), cada uno, en Santa Bárbara y

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Jusepín, y de una planta de fraccionamiento de LGN de 50 Mil b/d, ubicada en Jose. Esto eleva la capacidad en Jose a 200 Mil b/d. La capacidad de producción de LGN a nivel nacional se sitúa en 380 Mil b/d.

El próximo complejo para procesar gas natural será construido en el occidente del país. Tendrá una capacidad para manejar 26,9 M m³/d, (950 M pc/d), al disponer de un tren de fraccionamiento de etano y dos de extracción, adyacentes a la planta de fraccionamiento Ulé. Su producción de 35 Mil b/d de etano y 13 Mil b/d de LGN será enviada a El Tablazo. Sustituirá a las plantas Lamar Líquido, los trenes de extracción de Tía Juana 2 y 3 y las de LGN 1 y 2 de El Tablazo, debido a su obsolescencia y altos costos de operación y mantenimiento. Se estima su entrada en operación en el año 2008.

Las tablas a continuación muestran la capacidad de extracción y fraccionamiento para el año 2004.

La capacidad efectiva de extracción es de 138,3 M m /d, (4885 M pc/d). De éstos el 69% corresponde al área oriental y el resto al occidente del país. En lo referente al volumen manejado, durante ese año se situó en 90,48 M m /d, (3196 M pc/d), lo cual equivale al 65% de la capacidad instalada. Este porcentaje para la región occidental y oriental es, de 33% y 80%, respectivamente.

Anexos

Tabla N° 10 - Año 2004. Plantas de Extracción

		Capacidad Efectiva		Volumen Procesado	
Región	Planta	M m ³ /d	M pc/d	M m ³ /d	M pc/d
Occidente	GLP-5	5,09	180	0	0
	TJ-2	11,33	400	8,27	292
	TJ-3	11,33	400	0	0
	Lama Proceso	2,83	100	1,27	45
	Lama Líquido	2,55	90	2,83	100
	El Tablazo I	4,67	165	0,76	27
	El Tablazo II	4,81	170	1,1	39
	Total Occidente		42,61	1.505	14,23
Oriente	Jusepín	9,91	350	8,81	311
	Sta. Bárbara	22,65	800	17,81	629
	San Joaquín	28,31	1.000	25,85	913
	RSJ	11,32	400	3,14	111
	Guara	0,85	30	0	0
	Ampliación Sta. Bárbara	11,32	400	10,56	373
	Ampliación San Joaquín	11,32	400	10,08	356
	Total Oriente		95,68	3.380	76,25
Total Venezuela		138,29	4.885	90,48	3.196

Tabla N° 11 - Año 2004. Plantas de Fraccionamiento

		Capacidad Efectiva		Volumen Procesado	
Región	Planta	M m ³ /d	Mil b/d	M m ³ /d	Mil b/d
Occidente	Ule	7,95	50	1,97	12
	Bajo Grande	3,97	25	1,14	7
	El Tablazo	18,1	110	0	0
	Total Occidente	30,00	185	3,11	19
Oriente	Jose	31,80	195	21,46	131
Total Oriente		31,80	195	21,46	131
Total Venezuela		61,80	380	24,57	150

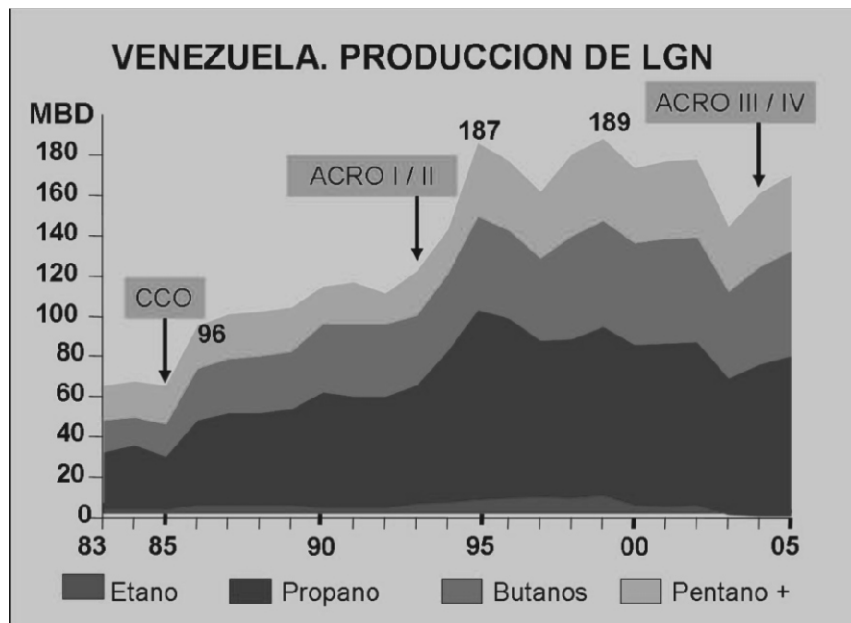
LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

En lo concerniente a la capacidad de fraccionamiento, la capacidad efectiva se situó en 61,80 M m³/d, (380 Mil b/d). De éstos el 49% está en el occidente y el resto en el oriente. El volumen procesado fue de 24,57 M m³/d, (150 Mil b/d), equivalente al 39% de la capacidad efectiva. Este porcentaje para el occidente y el oriente fue de 10% y 67%, respectivamente.

Con respecto a la riqueza del gas procesado a nivel nacional, ésta se situó en 1,97 galón/mil pc (galones por cada mil pies cúbicos). El galón/mil pc para el oriente fue de 2,04.

La producción de LGN en los últimos 22 años se muestra en la gráfica siguiente:

Figura N° 28 - Venezuela. Producción de LGN



Fuente: Nelson Hernández

Anexos

La máxima producción se alcanzó en 1999 con 189 Mil b/d. Nótese los incrementos de producción a través del tiempo como consecuencia de la entrada en operación del Complejo Criogénico de Oriente y sus ampliaciones.

Por otra parte, es de aclarar que los volúmenes producidos no dependen solamente de la infraestructura instalada sino de parámetros como: volumen procesado, riqueza del gas procesado y la confiabilidad de la planta.

Dentro de estos parámetros, la riqueza del gas es lo que determina la producción, debido a que estas plantas son diseñadas para operar en un rango de riqueza, para que funcionen de forma óptima. Para el complejo Criogénico de Oriente la riqueza mínima de diseño es de 3,0 galones por mil pies cúbicos.

Las fluctuaciones hacia la baja que se observan en el gráfico obedecen, por una parte, al aspecto técnico explicado anteriormente, y por la otra, a factores de carácter socio-políticos ocurridos en el país.

Como complemento sobre las plantas de extracción y fraccionamiento, están las instalaciones para el transporte y el almacenaje de los productos líquidos.

Los poliductos nacen en las plantas de extracción y llevan los volúmenes de LGN producidos hasta las plantas de fraccionamiento. En el oriente del país están los que llegan a Jose desde las distintas plantas de extracción (San Joaquín, Santa Bárbara, Jusepín). En el occidente están: Lamar Líquido - Bajo Grande, Lago de Maracaibo - Ulé.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Figura N° 29



Fuente: PDVSA

Figura N° 30



Fuente: PDVSA

Anexos

Los otros poliductos parten de los tanques de almacenamiento instalados en las plantas de fraccionamiento y van hacia las refinerías, (Puerto La Cruz), las petroquímicas, (El Tablazo, Metor), los muelles de exportación/cabotaje, (Jose, Ule), y las plantas de distribución de combustibles, (Yagua).

Como hemos visto, el tratamiento y el procesamiento son las fases de la industria del gas natural donde se adecua y se le da valor a los hidrocarburos que lo integran, para su posterior transporte y comercialización en los centros de consumo que los demandan.

Figura N° 31 - Ubicación de Plantas de Tratamiento y Procesamiento de Gas Natural



Fuente: PDVSA

A.6 PROYECTO FORENSE DE EXPORTACIÓN DE METANO LÍQUIDO, LNG (GNL)

Oficina Técnica de Hidrocarburos

214-HC

PARA: Dr. Hugo Pérez La Salvia

DE : Ingenieros Rubén A. Caro y Arévalo G. Reyes

Anexo: cúmplenos enviarle el informe sobre el Proyecto de Exportación de Gas Natural Licuado (LNG) a la Costa Este de los Estados Unidos.

Como es de su conocimiento, estos proyectos requerirán aproximadamente 1.550 millones de pies cúbicos de gas por día, que para un período de 20 años monta a 10,7 millones de millones de pies cúbicos de gas, lo que representa el 30% de nuestras reservas actuales de gas. Estos proyectos ejecutados con participación total del Estado Venezolano, tendrán una inversión aproximada de 485,8 millones de dólares hasta su venta FOB y generaran un ingreso mínimo durante los 20 años de operación, de 1.526 millones de dólares, lo que representa aproximadamente 20 centavos de dólar por millón de BTU, cifra ésta que puede aumentarse sensiblemente al tener el precio inicial del metano líquido FOB Venezuela, mayor de 39 centavos de dólar por millón de BTU, en el cual se han basado estos cálculos. Es bueno observar que, de acuerdo al esquema actual, Venezuela percibe por concepto de impuestos y regalías 16 centavos de dólar por millón de BTU, provenientes de la industria petrolera.

A fin de poder llevar a cabo estos proyectos, es necesario que la Nación tenga la flexibilidad posible de disponer del gas que actualmente producen las concesionarias y que gran parte se arroja a la atmósfera, principalmente en el Occidente del país. Esto, por

Anexos

supuesto, requiere la implementación de normas legales que alcancen los objetivos deseados y que no obstaculice, como ha venido sucediendo en el pasado, la utilización total del gas y, por ende, el desarrollo industrial del país.

La actual Ley de Hidrocarburos y su Reglamento, aparentemente, según interpretaciones legales, no da esa flexibilidad y los resultados que a continuación se exponen es una demostración que lleva a la reflexión:

Desde el comienzo de la industria petrolera en el país hasta el año 1970, junto con la producción de petróleo, se han producido aproximadamente 29 millones de millones de pies cúbicos de gas y de éstos se han arrojado a la atmósfera 16 millones de millones, esto es, el 55,2% del total producido, lo que representa térmicamente la cantidad de 2.878 millones de barriles de petróleo, que es el 25,5% de las reservas actuales del país y el 10,9% de la producción acumulada hasta la fecha. Es decir, por cada 9 barriles producidos, las empresas petroleras han desperdiciado 1 barril, lo que indica que las mismas no han venido operando con la eficiencia deseable, a pesar del control conservacionista que ha venido ejerciendo el Estado en los últimos 20 años.

Desde 1951 hasta la fecha, se ha desperdiciado tanto gas a la atmósfera como el suficiente para llevar a efecto los dos proyectos de LNG que actualmente se proponen, si las empresas hubieran utilizado las técnicas de almacenamiento existentes desde dicha fecha y se hubiesen en consecuencia, ajustado al concepto del aprovechamiento de los hidrocarburos en el tiempo. Si se analiza el problema a largo plazo, creemos que se continuará desperdiciando ingentes reservas de gas, de no tomarse las medidas necesarias.

La tecnología para la producción y exportación de metano líquido, ha estado en operación desde 1960 y en 10 años ha avanzado tanto que es equivalente en problemas a los que actualmente pueda

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

ofrecer la refinación de petróleo, en donde el país ya tiene una gran experiencia que le ha tomado varios años lograrla.

Considerando que los proyectos de exportación de gas son de *inmediata realización*, es necesario encarar un programa agresivo de adiestramiento de personal tanto de nivel ejecutivo como de nivel medio y laboral. Para la *operación y mantenimiento* de las plantas mencionadas, se requerirán aproximadamente 36 ingenieros, 24 supervisores de nivel medio y 420 obreros y operadores, que deberán ser debidamente adiestrados. Es absolutamente necesario recalcar que el elemento de costo por este renglón debe ser cuidadosamente estudiado, ya que del número de personas, de su pericia y habilidad dependerán los beneficios que la Nación espera de estos proyectos. Al respecto, es recomendable proceder de inmediato a programar el adiestramiento previsto. En este sentido, nos es grato informarle al señor Ministro, que hay proposiciones concretas para llevar a efecto esta operación en el transcurso de los próximos 4 años.

Por otra parte, el éxito de los proyectos dependerá totalmente de una organización flexible, dinámica, agresiva y con responsabilidad delegada, puesto que se adquirirán compromisos de entregas de gas a consumidores en fechas específicas, por contratos que estarán avalados por la Nación. Además, las primeras entregas deberán ser hechas en 4 años a partir de la presente fecha.

Finalmente, el proyecto en su conjunto necesitará del asesoramiento administrativo, total o parcial, de firmas especializadas al efecto, debido a la complejidad del proyecto y a la interrelación entre las diferentes etapas de que se compone el programa desde que se produce el gas hasta el momento en que se entrega a los compradores. Por concepto de gastos administrativos para el período de los 4 años ya señalados, para la construcción de las plantas, transporte oceánico y venta, se requerirá una inversión de 10 millones de dólares aproximadamente, esto es, 2,5 millones de

Anexos

dólares por año.

Agradecemos al ciudadano Ministro la responsabilidad encomendada y, al mismo tiempo, queremos expresarles que este trabajo no se hubiera podido realizar en el corto plazo de 3 meses sin haber contado con su apoyo, el del Director de la Corporación Venezolana del Petróleo, Dr. Maurice Valery, y el del Director de la Oficina Técnica de Hidrocarburos, Dr. Luís Plaz Bruzual.

Caracas: 10 de febrero de 1971

Atentamente,

Firmado

Firmado

Arévalo G. Reyes

Rubén A. Caro

Nota: Copia Fiel del Original

RAC/AGR/mca.
09-02-71

A.7 HITOS DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

Así como es importante conocer detalles sobre aspectos técnicos y comerciales del gas natural, también es importante conocer aquellos hechos, con énfasis en Venezuela, que han marcado historia en el desarrollo de la industria del gas natural.

200 A.C.

- Los chinos utilizaron el gas natural como fuente de energía para producir sal, al someter a evaporación por calentamiento a recipientes con salmuera. El gas era transportado desde los pozos hasta los evaporadores mediante tubos de bambú.

1821

- William A. Hart, en Fredonia, Nueva York, perfora el primer pozo, a nueve metros de profundidad, cuyo objetivo específico fue la producción de gas natural.

1878

- Se inició la perforación de pozos para la explotación de hidrocarburos en Venezuela en la concesión de cien hectáreas otorgadas a don Manuel Pulido, en La Alquitrana, estado Táchira.

1914

- El pozo Zumaque-1 descubre el campo Mene Grande, en el estado Zulia, el que inicia de manera comercial la explotación de hidrocarburos en Venezuela.

1918

- Se reportaron las primeras cifras de producción de gas en Venezuela, alcanzándose un volumen total de 3,5 M m³.

1920

- Se promulgó la primera Ley de Hidrocarburos.

Anexos

1922

- El pozo Barroso-2 descubre el campo La Rosa, en el estado Zulia, dándole a Venezuela la categoría internacional como productor de petróleo.

1925

- Se construyó el primer gasducto de acero de 320 km de longitud entre Louisiana y Texas, USA.

1931

- El Ministerio de Fomento pidió a las petroleras que pagaran el gas natural asociado producido en sus operaciones.

1932

- El Ministerio de Fomento y la Venezuela Gulf Oil acordarían las bases para la explotación de gas natural.

1933

- Se iniciaron las operaciones de inyección de gas natural en los yacimientos de los campos de Quiriquire y Cumarebo, estados Monagas y Falcón, respectivamente.

1937

- Se registraron las primeras cifras de inyección de gas con fines de recuperación suplementaria de petróleo, con un volumen de 0,073 M m³/d en el campo Quiriquire, estado Monagas. El volumen de producción de gas natural de Venezuela para este año 1937, fue 11,5 M m³/d.
- La Corte Suprema de Justicia sentencia que el gas natural producido en los pozos del Distrito Maracaibo, estado Zulia, era propiedad del Concejo Municipal.

1938

- Maracaibo se convirtió en la primera ciudad venezolana en contar con una red para el suministro de gas directo al sector

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

doméstico.

1940

- Se instaló en el campo Mene Grande, Estado Zulia, la primera planta de procesamiento de gas.

1943

- Se promulgó una nueva Ley de Hidrocarburos, la cual con algunas modificaciones a través del tiempo, estuvo vigente hasta el año 2001.

1945

- La Municipalidad de Maracaibo adquirió de la empresa Shell todos los derechos de la red de gas natural de la ciudad.

1947

- La empresa Las Mercedes descubrió el campo de gas natural Valle 13 y la Creole el campo Lechozo, ambos en el estado Guárico.

1948

- La empresa Atlantic descubrió el campo de gas natural Placer en el estado Guárico.

1949

- Se publicó por primera vez el volumen de reservas probadas de gas natural.

1950

- Se creó el Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

1951

- Se suscribió convenio entre la Gobernación del Distrito Federal y la empresa Venezuela Atlantic Transmission Corporation (VATCORP) para la distribución de gas industrial en dicho Distrito.
- Se creó la empresa privada Venezolana Doméstica de Gas

Anexos

(DOMEGAS), primera empresa dedicada a la comercialización del gas natural en las urbanizaciones La Paz y Vista Alegre, del Distrito Federal.

- Se exoneró a las empresas Creole y Mene Grande el pago de regalía por el gas natural entregado para consumo doméstico e industrial.
- Se reportaron por primera vez los gasductos existentes: El Lechozo - Arrecife y El Lechozo - Valencia, (402 kilómetros), de VATCORP; el Anaco - Pto. La Cruz - Pertigalete, (96 kilómetros), de Eastern Venezuela Gas Transport; La Paz - Sibucara, (100 kilómetros), de Shell Caribbean Petroleum; Campos de Producción - Refinería Caripito, (40 kilómetros), de Creole Petroleum Corporation, e interconexiones entre los campos de producción de Roblecito, Barbacoas, Punzón y Lechozo, (96 kilómetros), de Venezuelan Atlantic Refining.

1953

- El Ministerio de Minas e Hidrocarburos creó la Dirección de Petroquímica Nacional para contribuir a impulsar el desarrollo económico, mediante la industrialización del gas natural.
- La Oficina Técnica de Hidrocarburos fijó las reglas aplicables a la tarifa y servicio de transporte de gas natural.

1954

- Creole comenzó a operar la planta de reinyección de gas Tía Juana N° 1, primera en el mundo instalada aguas adentro sobre una plataforma de concreto armado.

1955

- Se creó el Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP).

1960

- Se creó la empresa petrolera nacional Corporación Venezolana del Petróleo (CVP).

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

1961

- El IVP traspasó a CVP su red nacional de gasductos la cual constaba de 657 km y el Ejecutivo Nacional le asigna la industrialización del gas natural.

1962

- El Ministerio de Minas e Hidrocarburos estableció que el gas suministrado por una compañía a otra, para efectos de reinyección, no pagara impuesto de explotación.

1965

- CVP y el Concejo Municipal del Distrito Sucre del Estado Miranda, firmaron un contrato de suministro de gas doméstico para el área metropolitana bajo su jurisdicción.

1966

- CVP inició la instalación de líneas de gas para el suministro en el área metropolitana del estado Miranda y adquirió de la empresa Domegas los derechos y equipos instalados para la distribución de gas natural a 1.400 usuarios en varios sectores de Caracas.

1967

- Las empresas Phillips y Shell inauguraron la planta de inyección de gas Lamargas I, en el Lago de Maracaibo, la primera en el mundo que utilizó turbinas de gas para mover los compresores.

1970

- Se concluyó el gasducto Anaco - Pto. Ordaz, con una longitud de 228 km, para el suministro de gas a las empresas procesadoras de hierro y acero instaladas en Guayana.

1971

- Se promulgó la Ley que Reserva al Estado Venezolano la Industria del Gas Natural. La exportación del gas se realizó sólo por intermedio de la CVP. Las concesionarias debieron entregar a la

Anexos

Nación, sin costo alguno, el gas no utilizado en sus operaciones.

1973

- El Concejo Municipal de Maracaibo creó la Fundación Instituto Municipal de la Energía, (FIME), para el servicio de gas doméstico, industrial y comercial de la ciudad.
- Se inauguró la primera etapa del Complejo Petroquímico de El Tablazo, estado Zulia.

1974

- Se dictó el Reglamento de la Ley que Reserva al Estado Venezolano la Industria del Gas Natural.

1975

- Se promulgó la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, llamada "Ley de Nacionalización", y se creó Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA).
- La relación de gas natural utilizado con respecto a la producción bruta supera por primera vez el 90%.

1978

- PDVSA constituyó a CORPOVEN como cuarta filial operadora, por fusión de CVP y Llanoven.

1979

- LAGOVEN descubrió, mediante el pozo exploratorio Patao 1, un campo gigantesco de gas no asociado ubicado en la plataforma continental al norte de la Península de Paria, estado Sucre.

1980

- LAGOVEN, con los pozos exploratorios Mejillones 1, Dragón 1 y Los Testigos 1, incrementó las reservas de gas no asociado en la plataforma continental.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

1981

- CORPOVEN, con el pozo exploratorio Tonoro-4E, descubrió un campo de gas no asociado ubicado en el estado Anzoátegui.

1983

- Se creó el Capítulo Venezolano de Gas Processors Association (GPA), entidad sin fines de lucro dedicada a divulgar en el país todo lo concerniente a la industria del gas natural. Este capítulo fue el origen de la actual Asociación Venezolana de Procesadores de Gas (AVPG).

1985

- Inició actividades el Complejo Criogénico de Oriente, con una capacidad de extracción de 23 M m³/d en la planta San Joaquín y de 70 mil barriles diarios en la planta de fraccionamiento de líquidos de Jose.

1990

- Entró en funcionamiento la Nueva Red de Gas (NURGAS) con 620 km de longitud entre Anaco y Morón con capacidad para transportar 18,4 M m³/d de gas.

1992

- Se inició a nivel nacional el proyecto de Gas Natural Vehicular (GNV).

1996

- Inició operaciones la fase I del proyecto de Inyección de Gas a Alta Presión (PIGAP) para la recuperación suplementaria de los yacimientos en el Norte de Monagas.

1997

- Los Ministerios de Energía y Minas y de Industria y Comercio, determinaron que con fines comerciales y legales se

Anexos

utilizaría el termino "GAS METANO" en vez de "GAS NATURAL".

1998

- Se creó la empresa PDVSA GAS, filial de PDVSA, para el Procesamiento, Transmisión, Distribución y Comercialización a nivel nacional del gas natural y sus derivados.

1999

- Se promulgó el Decreto N° 310 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG), que define el marco legal que ampara el negocio del gas natural en toda la cadena de valor y permite la participación del sector privado en el mismo.
- El MEM aprobó el desarrollo, como yacimientos de gas no asociado, a los ubicados en el Municipio Anaco, Estado Anzoátegui, convirtiéndose así en el Municipio Gasífero de Venezuela. Igualmente, se aprobó lo concerniente al Bloque E, del sur del Lago de Maracaibo.

2000

- Promulgación de Decreto N° 840 en el cual se reglamenta la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos.

2001

- El Ejecutivo Nacional, a través del MEM, realizó la licitación de áreas para la exploración de gas no asociado por parte de privados, adjudicándose 6 de las 11 áreas licitadas.
- Inició actividades el Ente Nacional de Gas, (ENAGAS), encargado de la regulación de las actividades de transporte y distribución de gas.
- Se promulgó la Ley de Armonización de Competencia (LACO), que define el marco de actuación y competencia de los poderes Regionales, Municipales y Nacionales en la distribución de gas.
- Se promulgó la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH).

A.8 CONCEPTOS Y DEFINICIONES

Absorbedor: Equipo utilizado para recuperar los productos líquidos del gas natural.

Absorción: Extracción de uno a más fluidos de una mezcla gaseosa o líquida mediante una sustancia líquida que se pone en contacto con dichas mezclas.

Ácido Sulfhídrico (H₂S): Gas contaminante presente en el gas natural, el cual representa una impureza que debe eliminarse antes de que sea inyectado en el sistema de tuberías, ya sea de transporte o distribución, porque incrementa la acción corrosiva en las tuberías de acero.

Adsorción: Extracción de uno o más fluidos de una mezcla gaseosa o líquida mediante un material sólido que se pone en contacto con dichas mezclas.

Almacenamiento: La actividad de recibir, mantener en depósito y entregar gas, cuando el gas sea mantenido en depósito en instalaciones fijas distintas a los gasductos.

Almacenamiento de GNC: El llenado de recipientes con Gas Natural Comprimido (GNC) para el suministro de combustible a vehículos automotores.

Alta Presión: Presión alta (21 kg/cm²) del gas natural comprimido en los recipientes usados para el suministro de gas natural vehicular.

Alta Presión Regulada: Presión establecida por un regulador primario y es superior a la presión de trabajo de los aparatos de consumo.

Análisis Cromatográfico: Método para la determinación de la

Anexos

composición química del gas natural. Los componentes de una muestra representativa se separan físicamente por medio del método de Cromatografía de gas y se comparan con los de una mezcla de referencia de composición conocida.

Azufre: Elemento químico presente en el gas natural que forma sulfuros orgánicos e inorgánicos, cuya concentración debe reducirse por sus propiedades altamente corrosivas.

Baja Presión: Es la presión de trabajo (18 gr/cm^2) de los aparatos de consumo de gas natural para vehículos.

Bióxido de Carbono (CO₂): Ver Dióxido de Carbono (CO₂)

Booster: Compresor utilizado para incrementar la presión del gas en un gasducto.

Butano (C₄H₁₀): Componente del gas natural, obtenido del procesamiento de éste y generalmente almacenado, transportado y comercializado en forma líquida.

Combustible: Material que genera energía térmica durante el proceso de combustión.

Combustibles Fósiles: Aquellos derivados de organismos vivientes, los cuales han sido fosilizados por estar sujetos a fuerzas geológicas durante largos períodos.

Combustión: Proceso químico de oxidación rápida entre un combustible y un comburente que produce la generación de energía térmica y luminosa, acompañada de gases de combustión y en ciertos casos partículas sólidas.

Compresor: Dispositivo mecánico para incrementar la presión de un gas.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Condensado: Líquido resultante cuando una sustancia en estado de vapor es sometida a enfriamiento o a una reducción de presión.

Condiciones Criogénicas: Condición termodinámica a bajas temperaturas a las cuales, entre otras, se logra la licuefacción de los gases.

Condiciones Reglamentarias: Disposiciones de carácter general, tales como criterios, lineamientos o metodologías a las que se deben sujetar las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural.

Corrosión: Destrucción del metal por la acción electroquímica de ciertas sustancias.

Corrosión Galvánica: Corrosión causada por diferencias de voltajes entre metales diferentes.

Dióxido de Carbono (CO₂): Gas contaminante presente en el gas natural. En ausencia de agua no es corrosivo, sin embargo, en presencia de agua forma el ácido carbónico que produce corrosión en los sistemas de tuberías metálicas.

Distribución: Actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas por medio de gasductos dentro de una zona geográfica.

Derecho de Vía: Franja de terreno donde se alojan los gasductos, requerido para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías para el transporte de gas natural.

Desulfurización: Proceso mediante el cual el azufre y sus componentes son removidos de los hidrocarburos.

Distribuidor: Titular de un permiso de distribución de gas natural

Anexos

expedido por la autoridad correspondiente.

Eficiencia Térmica: Relación existente entre el calor absorbido por el agua y el calor suministrado por el combustible, expresado en por ciento.

Encogimiento de Gas: Es la disminución del volumen de una mezcla gaseosa de metano (CH₄) y otros hidrocarburos que se efectúa cuando se le extrae estos últimos a través de cambios de presión y temperatura.

Energía Primaria: Son las distintas fuentes de energía, tal como se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción.

Estación de Compresión: Sistemas o conjunto de equipos que suministran la energía para mover el gas en un gasducto o a un lugar de almacenamiento mediante el incremento de la presión.

Estación de Llenado Lento: Estación de servicio capaz de proveer GNC en un tiempo mayor a 10 minutos, a uno o más vehículos simultáneamente, a través de una o varias mangueras de alta presión conectadas a los puntos de transferencia.

Estación de Llenado Rápido: Estación de servicio capaz de proveer GNC, en un tiempo de carga equivalente al de una estación de gasolina.

Estación de Medición y Regulación: Instalación en donde se mide y se regula la presión del gas suministrado.

Estación de Recompresión: Conjunto de equipos que permiten incrementar la presión del gas en un gasducto

Estación de Regulación: Instalación destinada a reducir y regular la

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

presión del gas natural a una presión predeterminada.

Etano (C₂H₆): Es un componente normal del gas natural con un poder calorífico de 1.773 Btu/pc.

Exploración: Las actividades realizadas para la búsqueda de hidrocarburos en el subsuelo.

Factor de Carga: Indicador de utilización efectiva con relación a la utilización potencial máxima del sistema o de la capacidad máxima reservada.

Flujo: Volumen de gas desplazado, o su equivalencia en unidades de volumen por unidad de tiempo, que se recibe, conduce y entrega a través de un sistema en un período determinado.

Gas: Estado físico de la materia que no tiene forma o volumen propio y que se expande hasta tomar la forma y volumen del recipiente o edificación que lo contenga.

Gas Asociado: Gas natural que se encuentra en el yacimiento en contacto con el petróleo o disuelto con éste.

Gas Artificial: Generalmente conocido como gas sintético. Composición que resulta de la conversión o reformación de hidrocarburos, similar en la mayoría de los aspectos al gas natural.

Gas Húmedo: Gas natural previo a la extracción de los líquidos del gas natural (LGN) y otros elementos.

Gas Inerte: Gas incombustible. Cualquier grupo de gases que presentan gran estabilidad e índices bajos de reacción.

Gas Licuado de Petróleo (GLP): Combustible en cuya composición química predominan los hidrocarburos butano y propano o sus

Anexos

mezclas y que contiene propileno o butileno o mezclas de estos como impurezas principales. Se comercializa en estado líquido.

Gas Natural: Mezcla de hidrocarburos que se encuentran en la fase gaseosa compuesta primordialmente por metano y contiene además cantidades variables de hidrocarburos más pesados y ciertos gases que no son hidrocarburos, tales como: Nitrógeno, Dióxido de Carbono, Sulfuro de Hidrogeno, Helio y otros gases nobles. Su gravedad específica varía entre 0,58 y 0,79 (aire = 1.0).

Gas Natural Comprimido (GNC): Gas natural que ha sido sometido a un proceso de compresión.

Gas Natural Licuado (GNL): Gas metano que se mantiene en estado líquido a condiciones criogénicas, mediante compresión y enfriamiento para facilitar su almacenamiento y transporte. El proceso criogénico baja la temperatura del metano a presión atmosférica a -161°C para licuarlo y así reducir su volumen en una relación 600/1, entre el volumen que ocupa en estado gaseoso y ocupado en forma líquida. El GNL se regasifica en los puertos de recepción mediante la aplicación de calor en vaporizadores, para su posterior transporte, vía gasductos, hasta los centros de consumo.

Gas Natural Seco: Producto del procesamiento del gas natural, que se obtiene extrayendo los líquidos del gas y las impurezas por azufre.

Gas Natural Vehicular (GNV): Ver Almacenamiento Gas Comprimido

Gas No Asociado: Gas natural que se encuentra en los yacimientos y que no está asociado al petróleo. También denominado Gas Libre

Gases Corrosivos: Gases como CO_2 y H_2S que producen ácidos cuando se mezclan con agua.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Gasducto: Sistema o conjunto de instalaciones que sirven para transportar el gas natural procedente de los centros de producción o de las plantas de tratamiento a los centros de distribución y consumos.

Hidrocarburo: Un compuesto que contiene solamente hidrógeno y carbono. Los hidrocarburos más simples son gaseosos. Los de grandes pesos moleculares son líquidos y los más pesados son sólidos.

Iso Butano (C₄H₁₀): Hidrocarburo con igual fórmula química que el butano pero con diferente estructura molecular.

Líquidos del Gas Natural (LGN): Se obtienen al procesar el gas natural y separan el metano de los otros componentes etano, propano, butanos y gasolina natural. Estos componentes en forma líquida son los denominados líquidos del gas natural, que se utilizan como combustibles y materia prima; esta última principalmente en la industria petroquímica.

Metano (CH₄): El más simple de los hidrocarburos y es el de mayor proporción en el gas natural.

Pie Cúbico: Una de las medidas para el volumen de gas. Es la cantidad de gas requerido para llenar un volumen de un pie cúbico bajo condiciones normales (1 at y 25°C) de presión y temperatura. Un pie cúbico equivale a 0,0283 metros cúbicos

Planta de Extracción o de Procesamiento: Un sistema de equipos cuya operación separa o extrae los hidrocarburos que componen la mezcla del gas natural (metano, etano, propano, butanos y más pesados).

Planta de Tratamiento: Un sistema de equipos cuya operación elimina o minimiza las impurezas que contiene el gas natural como

Anexos

el agua (deshidratación), el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono (endulzamiento) quedando así listo para su procesamiento y posterior comercialización de sus componentes.

Presión Atmosférica: La presión del peso de la columna de aire y vapor de agua sobre la superficie de la tierra. La presión atmosférica al nivel del mar tiene un valor equivalente a 14,7 lb/pu² o 10 kPa.

Presión Base: Un valor estándar al cual es referenciado la medición de un volumen de gas.

Propano (C₃H₈): Es un componente gaseoso de los hidrocarburos parafínicos (C_nH_{2n+2}) y cuando está líquido es uno de los componentes del GLP.

Recursos de Hidrocarburos: Son todas las acumulaciones de hidrocarburos que existen en una estructura geológica o yacimiento (recuperables o no).

Reservas de Hidrocarburos: Se refieren específicamente a los recursos recuperables de un yacimiento muy bien delimitado.

Reservas Probables de Gas Natural: Aquellas reservas no probadas que los análisis geológicos y los datos de ingeniería sugieren que es muy probable que no sean comercialmente recuperables. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 50% de probabilidad que las cantidades reales a recuperar igualarán o excederán las reservas probadas más las reservas probables.

Reservas Probadas de Gas Natural: Aquellas cantidades de gas que, por análisis geológicos y los datos de ingeniería, pueden estimarse con razonable certeza que serán recuperables comercialmente, de una fecha dada hacia adelante, de yacimientos conocidos y bajo las condiciones económicas actuales, siguiendo

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

métodos operacionales en práctica y regulaciones gubernamentales vigentes. Si se usan métodos determinísticos para los cálculos, el término razonable certeza expresa un grado alto de confianza que las cantidades calculadas se recuperarán. Si se usan métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 90% de probabilidad que las cantidades reales recuperables serán iguales o excederán los estimados.

El establecimiento de condiciones económicas actuales debe incluir precios históricos representativos del petróleo y los costos asociados, y puede involucrar un período promedio que es consistente con el propósito de la estimación de las reservas, apropiadas obligaciones contractuales y los procedimientos corporativos y regulaciones gubernamentales, que involucran las reservas que se están reportando.

Reservas Posibles de Gas Natural: Aquellas reservas no probadas que los análisis geológicos y los datos de ingeniería sugieren que serán posiblemente menos recuperables que las reservas probables. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe existir por lo menos un 10% de probabilidad que por lo menos las cantidades reales a recuperar serán iguales o excederán las reservas probadas más las probables y más las posibles estimadas.

Unidad Térmica Británica (Btu): La cantidad de calor requerido para incrementar la temperatura de una libra de agua pura en un °F bajo condiciones normales de presión y temperatura. Un Btu equivale a 0,252 kilocalorías.

Anexos

A.9 FACTORES DE CONVERSIÓN

Tabla N° 12 -Tabla de Factores de Conversión

	Mil MC de gas	Mil PC de gas	Barril de GLP	Barril de diesel	Barril de fuel oil	Barril de petr.equiv.
Mil MC de gas	1,00	35,315	9,09	6,25	5,56	5,58
Mil PC de gas	0,028	1,00	0,26	0,172	0,157	0,164
Barril de GLP	0,11	3,84	1,00	0,66	0,60	0,63
Barril de diesel	0,16	5,82	1,52	1,00	0,92	0,96
Barril de fuel oil	0,18	6,35	1,65	1,09	1,00	1,04
Barril de petr.equiv	0,17	6,10	1,59	1,05	0,96	1,00

El gas a 1.000 Btu/PC=8.900KCal/m³

Tabla N° 13 -Unidades Básicas Sistema Internacional (SI)

BÁSICAS	Unidad	Abrev.	DERIVADAS	Unidad	Abrev.
Longitud	metro	m	Fuerza	Newton	N
Masa	kilogramo	kg	Energía	Julio	J
Tiempo	segundo	s	Potencia	Vatio	W
Temperatura	Gr. Kelvin	K	Presión	Pascal	Pa
Corriente eléctrica	amperio	A	Cant. electricidad	Culombio	C
Cantidad sustancia	mol	mol	Capacidad	Faradio	F
Intensidad luminosa	candela	cd	Conductividad	Siemens	S
Angulo plano	radian	rad	Resistencia	Ohmio	Ω
Angulo esférico	steradian	sr	Flujo magnético	Weber	Wb

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Tabla N° 14 - Prefijos de Múltiplos y Submúltiplos (SI)

Factor	Prefijo	Símbolo	Factor	Prefijo	Símbolo
10 ⁺¹²	tera	T	10 ⁻¹	deci	d
10 ⁺⁹	giga	G	10 ⁻²	centi	c
10 ⁺⁶	mega	M	10 ⁻³	mili	m
10 ⁺³	kilo	k	10 ⁻⁶	micro	μ
10 ⁺²	hecta	h	10 ⁻⁹	nano	n
10 ⁺¹	deca	da	10 ⁻¹²	pico	p

Tabla N° 15 -Factores de Conversión entre diferentes Sistemas

Medida	De	A:(SI)	Mult. X (factor)	Conv. Inversa (1/factor)
Longitud	pie (ft)	cm	30,48	0,033
	pulgada (in)	cm	2,54	0,394
	yarda (yd)	m	0,914	1,093
	milla (mi)	km	1,609	0,621
	Andstrom (Å)	cm	10 ⁻⁸	10 ¹⁸
Área	pulg ² (in ²)	cm ²	6,452	0,155
	pie ² (ft ²)	m ²	0,093	10,76
	acre	ha	0,404	2,475
Volumen	pie ³ (ft ³)	m ³	0,028	35,714
	cuarto (qt)	dm ³	0,946	1,057
	galón US(gal)	dm ³	3,785	0,264
	barril (bbl)	m ³	0,159	6,290
Ángulo	grado (°)	rad	0,0175	57,295
Masa / peso	libra (lb)	kg	0,4536	2,205
	onza (oz)	g	28,35	0,035
	ton metr. (TM)	kg	10 ⁻³	10 ⁻³
Densidad	lb/ft ³	kg/m ³	16,018	0,062
	lb/gal US	kg/m ³	119,84	0,0083
Fuerza	lbf	N	4,448	0,225
	kgf	N	9,806	0,102
	dina	N	10 ⁻⁵	10 ¹⁵
Presión	lbf/in ² (psi)	kPa	6,894	0,145
	kg/cm ²	kPa	98,04	0,010
	atmósfera (atm.)	kPa	101,3	0,0098
	bar	kPa	99,776	0,010
	mmHg	kPa	0,133	7,5
Energía	caloría (cal)	J	4,187	0,239
	ergio (erg)	J	10 ⁻⁷	10 ¹⁷
	Btu	kJ	1,055	0,948
Potencia	hp (horsepower)	kW	0,745	1,341
Viscosidad	poise (P)	Pa.s	0,1	10,0

Anexos

A.10 MINISTROS DE HIDROCARBUROS 1917-2002

Fuente: Tomado de la Web del Ministerio de Energía y Minas (año 2002)

1. GUMERSINDO TORRES. Ministro de Fomento. Designado el 07 de septiembre de 1917 y el 16 de septiembre de 1929.
2. RAFAEL CAYAMA MARTÍNEZ. Ministro de Fomento. Designado el 13 de julio de 1931.
3. PEDRO PARÍS. Ministro de Fomento. Designado el 01 de enero de 1936.
4. NÉSTOR LUÍS PÉREZ. Ministro de Fomento. Designado el 15 de febrero de 1936; 19 de abril de 1936; 29 de abril de 1936; 08 de julio de 1936 y 3 de junio de 1949.
5. MANUEL R. EGAÑA. Ministro de Fomento. Designado en las fechas: 01 de agosto de 1938; 19 de abril de 1941 y 03 de junio de 1949.
6. ENRIQUE JORGE AGUERREVERE. Ministro de Fomento. Designado el 24 de septiembre de 1936 hasta 5 de mayo de 1941.
7. EUGENIO MENDOZA. Ministro de Fomento. Designado el 28 de mayo de 1941.
8. GUSTAVO HERRERA. Ministro de Fomento. Designado el 5 de mayo de 1943 hasta 17 de noviembre de 1943.
9. JUAN DE DIOS CELIS PAREDES. Ministro de Fomento. Designado el 14 de julio de 1945.
10. JUAN PABLO PÉREZ ALFONZO. Ministro de Fomento. Se desempeñó en el cargo en las siguientes fechas. Designado el 21 de octubre de 1945 (Encargado). El 24 de mayo de 1947. El 15 de febrero de 1948. El 20 de noviembre de 1948 (Encargado).
11. PEDRO IGNACIO AGUERREVERE. Ministro de Fomento. Designado el 25 de noviembre de 1948.
12. PEDRO EMILIO HERRERA. Ministro de Fomento. Designado el 27 de noviembre de 1950.

Hasta el año 1950, la intervención del Estado en las actividades de

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Minas e Hidrocarburos era competencia del Ministerio de Fomento.

13. SANTIAGO VERA IZQUIERDO. Ministro de Minas e Hidrocarburos. Designado el 01 de enero de 1951 hasta el 06 de octubre de 1952.
14. EDMUNDO LUONGO CABELLO. Ministro de Minas e Hidrocarburos. Designado el 06 de octubre de 1952 hasta el 23 de enero de 1958.
15. JOSÉ LORENZO PRADO. Ministro de Minas e Hidrocarburos. Designado el 23 de enero de 1958 hasta el 24 de febrero de 1958.
16. CARLOS PÉREZ DE LA COVA. Ministro de Minas e Hidrocarburos. Designado el 24 de febrero de 1958 hasta el 19 de noviembre de 1958.
17. JULIO DIEZ. Ministro de Minas e Hidrocarburos. Designado el 19 de noviembre de 1958.
18. JUAN PABLO PÉREZ ALFONZO. Ministro de Minas e Hidrocarburos. Designado el 13 de febrero de 1959 hasta el 11 de marzo de 1964.
19. MANUEL PÉREZ GUERRERO. Ministro de Minas e Hidrocarburos. Designado el 11 de marzo de 1964 hasta 02 de enero de 1967.
20. JOSÉ ANTONIO MAYOBRE. Ministro de Minas e Hidrocarburos. Designado el 02 de enero de 1967 hasta 11 de marzo de 1969.
21. HUGO PÉREZ LA SALVIA. Ministro de Minas e Hidrocarburos. Designado el 11 de marzo de 1969 hasta el 12 de marzo de 1974.

Desde 1951 este Organismo de la Administración Central funcionó bajo la denominación Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

22. VALENTÍN HERNÁNDEZ ACOSTA. Ministro de Energía y Minas. Designado el 12 de marzo de 1974 hasta 12 de marzo de 1979.
23. HUMBERTO CALDERÓN BERTI. Ministro de Energía y Minas. Designado el 12 de marzo de 1979 hasta el 30 de agosto de 1983.

Anexos

24. JOSÉ IGNACIO MORENO LEÓN. Ministro de Energía y Minas. Designado el 01 de septiembre de 1983 hasta el 03 de febrero de 1984.
25. ARTURO HERNÁNDEZ GRISANTI. Ministro de Energía y Minas. Designado el 03 de febrero de 1984 hasta el 08 de agosto de 1988.
26. JULIO CÉSAR GIL. Ministro de Energía y Minas. Designado el 08 de agosto de 1988 hasta el 02 de febrero de 1989.
27. CELESTINO ARMAS. Ministro de Energía y Minas. Designado el 02 de febrero de 1989 hasta el 21 de febrero de 1992
28. RAFAEL M. GUEVARA. Encargado del Ministerio de Energía y Minas. Designado para representar este Despacho en 7 oportunidades en forma alternada, durante los años 1991 al 1993, por ausencia de su titular.
29. ALIRIO A. PARRA. Ministro de Energía y Minas. Designado el 04 de marzo de 1992 hasta febrero de 1994
30. ERWIN JOSÉ ARRIETA VALERA. Ministro de Energía y Minas. Designado en febrero 1994 hasta febrero de 1999. Asesor de Organizaciones y Empresas Petroleras. Conferencista.
31. ALÍ RODRÍGUEZ ARAQUE. Ministro de Energía y Minas. Designado el febrero 1999 hasta el 28 de diciembre del 2000. Designado Presidente de Petróleos de Venezuela, S.A. el 23 de abril de 2002.
32. ÁLVARO SILVA CALDERÓN. Ministro de Energía y Minas. Designado el 28 de diciembre del 2000 hasta 1 de julio de 2002.
33. RAFAEL RAMÍREZ. Ministro de Energía y Minas. Designado el 17 de julio de 2002.

Desde 2002 este organismo funciona bajo la denominación de Ministerio de Energía y Petróleo.

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

A.11 Tabla N° 16 - VENEZUELA - ESTADÍSTICAS DEL GAS NATURAL
(Millones de Metros Cúbicos)

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Producción de gas natural	38.335	38.035	40.484	42.324	42.500	42.190	44.340	48.257	54.510	58.985	60.721	58.758	61.455	62.941	61.982	61.027	68.295	70.37
Usos industria petroquímica	26.583	26.438	27.586	28.743	28.795	27.245	28.857	30.583	35.544	39.988	40.825	41.322	43.688	43.434	42.192	44.292	49.777	52.58
Inyectado	12.909	14.005	13.333	13.333	13.602	11.814	12.175	13.198	15.255	18.377	19.741	19.834	20.330	21.207	24.522	26.283	29.629	30.37
Combustible	7.163	7.142	7.669	8.310	7.917	8.103	9.168	9.199	10.170	11.162	9.695	9.829	9.912	10.086	9.345	8.489	9.887	10.32
Transformado LGN	1.581	1.581	1.747	2.150	2.491	2.439	2.822	3.287	4.599	4.754	4.579	3.886	3.752	5.754	4.709	4.928	4.825	4.93
Mermas	1.261	1.251	1.282	1.354	1.271	1.333	1.271	1.333	1.323	1.292	3.535	4.537	5.478	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Arrojado a la atmósfera	3.669	2.460	3.555	3.597	3.514	3.555	3.421	3.566	4.196	4.403	3.276	3.235	4.217	6.387	4.336	4.592	5.436	6.95
Usos mercado interno	11.752	11.506	12.899	13.581	13.705	14.945	15.485	17.674	18.966	18.997	19.896	17.436	17.767	19.507	19.790	16.735	18.518	17.78
Eléctrico	4.010	3.876	4.093	4.248	4.248	4.961	4.785	5.995	6.294	5.995	6.315	5.281	4.961	6.752	6.758	5.586	5.250	4.76
Petroquímico	1.633	1.695	1.726	1.726	1.685	2.119	2.811	3.411	4.041	3.990	4.351	3.669	3.576	4.587	4.608	3.426	4.093	2.85
Siderúrgico	2.191	2.119	2.729	2.966	2.811	3.090	3.008	3.163	3.411	3.442	3.287	2.801	3.876	4.263	4.682	4.384	5.394	5.50
Aluminio	424	465	486	517	455	527	558	610	661	661	599	568	641	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
Doméstico	589	537	641	723	744	848	786	837	858	951	1.127	1.168	1.075	975	800	844	906	1.11
Cemento	734	713	744	899	930	982	982	1.023	1.065	1.116	1.220	1.137	1.096	1.095	1.025	870	1.116	1.02
Manufacturero	2.170	2.191	2.481	2.501	2.832	2.419	2.553	2.636	2.636	2.842	2.997	2.811	2.543	1.835	1.917	1.625	1.759	2.52
Reserva Probadas (Billones de Metros Cúbicos)	2.86	2.99	3.43	3.58	3.65	3.91	3.96	4.06	4.05	4.12	4.15	4.16	4.18	4.20	4.17	4.25	4.29	4.3
Producción de LGN (MBD)	96,4	102,4	107,7	110,0	106,1	111,6	135,1	151,2	167,2	176,7	171,2	177,3	167,0	178,0	178,8	145,6	162,2	162,2

Nota: (1) incluido en Transformado en LGN

(2) incluido en Siderúrgico

IX. HOJAS DE VIDA DE LOS AUTORES

Rubén Alfredo Caro

Ingeniero de Petróleo, Universidad Central de Venezuela UCV, 1950; MSc, Pennsylvania State College (EUA), 1950.

Fundador y Director de la Escuela de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela (UCV). Director del Instituto Tecnológico UCV, Jefe de la Especialidad de Petróleo de Escuela Técnica Industrial de Caracas. Representante del Consejo Nacional de Universidades ante el CENAMEC. Miembro del Consejo Administración del Foninves, Miembro de la Asociación de Profesores de la UCV. Director del Programa de Cooperación, Ministerio de Energía y Minas/ Petróleos de Venezuela/ Universidad Simón Bolívar.

Ocupó cargos técnicos y gerenciales en el Ministerio de Fomento, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Instituto Venezolano Petroquímica IVP, Corporación Venezolana del Petróleo y Petróleos de Venezuela PDVSA; así como en la empresa privada.

Ha publicado trabajos técnicos en revistas nacionales e internacionales, y asistido a numerosos congresos sobre hidrocarburos en el país y en el exterior.

Miembro de la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat: Sillón XXVIII; Tesorero: 2006-07, 2007-09; y Presidente Comisión Historia de la Ingeniería: 2006-07

Miembro Fundador y Anterior Presidente de la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo SVIP, CIV.

Orden 27 de Junio, 1ra Clase, 1985. Orden Francisco de Miranda,

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

1ra Clase, 1998. Orden Andrés Bello, 2da Clase, 1978. Orden Mérito al Trabajo, 1ra Clase, 1988. Premio "Gustavo Inciarte", Asociación Venezolana Procesadores de Gas, 1998. Promociones "Rubén Alfredo Caro": Licenciados en Química, UCV, 1963. Técnicos Petroleros, ETI, 1963 y Técnicos Químicos, ETI, 1968. Premio "Gumersindo Torres" en su única clase, 2005, Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo. Premio Antonio José de Sucre, CIV, 2008. Profesor Fundador de la Escuela de Química de la Facultad de Ciencias, 1958.

Diego J. González Cruz

Técnico en Petróleo, ETI, 1961. Ingeniero de Petróleo, Universidad de Tulsa, Oklahoma, 1972. Universidad del Zulia e Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA), 1989. Cursos de especialización en Gerencia, Finanzas, Petróleo, Gas y Aspectos Regulatorios, en Dallas, New Orleans, La Haya, Oxford y Londres.

Profesor de postgrado en las materias Aspectos Regulatorios de los Hidrocarburos y Negocios de Gas en las universidades Simón Bolívar, Monteávila, Católica Cecilio Acosta (Maracaibo) y conferencista en el Programa de Hidrocarburos del Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA).

38 años en la industria petrolera venezolana (Ministerio de Energía y Minas, Maraven, S.A., Petróleos de Venezuela y PDVSA Gas, donde ocupó posiciones gerenciales en Ingeniería de Petróleo y Gas, Planificación y Aspectos Regulatorios. Asignado a la Compañía Shell de Venezuela durante el diseño y arranque del mayor proyecto mundial de inyección continua de vapor M-6 (1974 - 1978). En 1996 fue designado Especialista de PDVSA en Materias de Gas Natural. Líder del diseño de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de Venezuela y su Reglamento; coordinó por PDVSA en el MENPET la creación del ente regulatorio venezolano: Ente Nacional del Gas (ENAGAS). Invitado por el Ministerio de Energía y Petróleo en

Hojas de Vida de los Autores

2006 para discutir el proyecto de Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Jubilado de PDVSA en 2001.

Consultor del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en materias de energía y conferencista en el ámbito nacional e internacional en materias de petróleo y gas (EE.UU., Italia, Argentina, Colombia, Paraguay, Bolivia, El Salvador) y escribe para periódicos, revistas y páginas Web especializadas en energía.

Ex-Presidente de la Gas Processors Association - Capítulo Venezuela (AVPG). Miembro del Centro de Estudios sobre Energía de Venezuela (CEES) de Cedice, de la Comisión de Hidrocarburos de Fedecámaras, del Consejo Consultivo de la Asociación Venezolana de Procesadores de Gas y Director. Miembro de Colegio de Ingenieros de Venezuela, y de la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo.

Participó en el Congreso Mundial de Energía (Roma 2007). Representó a Venezuela en varios Congresos Mundiales de Gas y en las Convenciones de la Gas Processors Association.

En 2001 fue condecorado con la Orden al Mérito en el Trabajo en su Primera Clase.

Nelson Hernández

Ingeniero de Petróleo de la Universidad del Zulia, 1970. Msc. en Gas y Energía del Institute of Gas Technology, Chicago, Illinois, USA, 1973.

Profesor en la Escuela Técnica Industrial "Luís Caballero Mejías", Universidad Central de Venezuela, Datatec, Colegio Universitario "Francisco de Miranda".

Prestó servicios durante 28 años en la industria petrolera

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

venezolana, ocupando posiciones gerenciales en el Ministerio de Energía y Minas, Petróleos de Venezuela, S.A., Corpoven y PDVSA Gas.

Ha actuado como Asesor en la elaboración del Marco estratégico para el desarrollo del Balance Scorecard en PDVSA GAS; co-elaboración de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y Ley Orgánica de Hidrocarburos; Desarrollo de las Bases Legales y Económicas sobre la participación del sector privado en el área de gas; Elaboración de modelo de jerarquización (Ranking) de empresas energéticas; Asesorías a entes públicos y privados en el uso eficiente y racional de la energía; Determinación de precios y tarifas de los servicios de transporte, distribución y comercialización del gas natural.

Ha publicado sus Tesis de Grado "Estudio de la aplicación de diferentes métodos numéricos para la solución de la ecuación de Muskat aplicada a la predicción de yacimientos con diferentes tipos de empuje" y "Simulación de una planta de GNL utilizando Mezcla de Refrigerantes".

Autor del Blog "Gerencia y Energía" y del "Calculador de CO₂".

Autor de innumerables publicaciones técnicas en materia de gas, y de presentaciones en foros nacionales e internacionales.

Fue Presidente de la Gas Processors Association - Capítulo Venezuela (AVPG). Miembro de Colegio de Ingenieros de Venezuela, Miembro de la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo, Miembro de la Asociación Venezolana de Procesadores de Gas (AVPG), Miembro de la Comisión de Ambiente y Energía de la Academia Nacional de Ingeniería y Hábitat, Asesor de la Mediana y Pequeña Empresa (2003 - hasta el presente) y Consultor Mayor en Sistemas Integrales de Eficiencia Energética, CMPC, Profesor de Post Grado de la Universidad Metropolitana. Expositor itinerante de foros y conferencias sobre petróleo, energía, ambiente, cambio

Hojas de Vida de los Autores

climático y su impacto en la sociedad moderna.

Pedro Machado Segovia

Licenciado en Estadística de la Universidad Central de Venezuela, 1968. Cursos profesionales y gerenciales en las áreas de Planificación, Finanzas, Mercadeo, Aspectos Regulatorios del Gas.

Prestó servicios durante 29 años en la industria petrolera venezolana, (Corporación Venezolana del Petróleo, Corpoven, S.A. y PDVSA GAS, y Ministerio de Energía y Minas), donde desempeñó posiciones gerenciales en las áreas de Planificación Corporativa, Planificación de Mercadeo Nacional, Planificación y Mercadeo de Gas y Aspectos Regulatorios. (Jubilado en 2002).

Durante su trayectoria en la industria petrolera venezolana, participó en una variedad de proyectos y estudios en el área de energía, entre los cuales destacan: Estudio de Costos Marginales del Gas en Venezuela y para el diseño de la estrategia de precios (1991-1995), Diseño y preparación de las Resoluciones de Precios para el Gas Metano (1996-1999), Proyecto de Ley Orgánica de Apertura del Mercado Interno (1996), Propuesta para la Apertura Temprana del Mercado Interno (1996), Estudio y Diseño del Marco Regulatorio de la Industria del Gas (1996-1998), Proyecto de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y su reglamento (1998-2000), Estructuración y Puesta en Marcha del Ente Nacional del Gas - ENAGAS (2000-2001). Proyectos de Resolución sobre los Términos y Condiciones Generales del Servicio de Transporte de Gas Metano y sobre la Metodología de Cálculo de las Tarifas del Servicio de Transporte de Gas Metano (2000-2001), Propuestas para la Creación de Postgrados en Materias del Negocio del Gas en Universidades Venezolanas, Creación de PDVSA GAS (1998-2001).

Consultor gerencial en las áreas de Planificación, Mercadeo y Gas.

X. BIBLIOGRAFÍA

1. Convención Nacional de Petróleo, Oficina Técnica de Hidrocarburos, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, "Utilización del Gas Natural", Capítulo VIII, 1951 (pp. 409-453).
2. Ministerio de Minas e Hidrocarburos, "Anuario Petrolero de Venezuela", Caracas, 1950-1951.
3. MARTORANO BATTISTI, José - VÁZQUEZ, Siro - HERRERA F., Luís, "Oil and Gas Conservation in V Venezuela" Fourth World Petroleum Congress, Roma, 1955.
4. Production and Utilization of Gas in Venezuela (Including a Conservation Policy, by Ministry Juan Pablo Perez Alfonzo, prepared by The Technical Bureau of Hydrocarbon and The Gas Department of the Venezuelan Institute of Petrochemicals, The Interstate oil Compact Commission Meeting in Detroit, June 13-15, 1960.
5. "The Natural Gas Industry of Venezuela", Rubén Caro and J.G. Páez, Editado por Aníbal R. Martínez, Third Arab Petroleum Congress, Alexandria, octubre 16-21, 1961.
6. Utilización del Gas Natural en Venezuela, Capítulo VIII (pp. 741-776), Corporación Venezolana del Petróleo, del libro *Aspectos de la Industria Petrolera de Venezuela*, Sociedad Venezolana del Petróleo, 1963, Editorial Sucre.
7. Philadelphia Gas Works, "Una propuesta para comprar gas natural licuado venezolano", marzo, 1967.
8. A Venezuelan Look at LNG Exports, by Rubén Alfredo CARO, Ingénue Petroleum, Ministry of Mines and

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Hydrocarbons, Caracas, Venezuela, Presented at Aga Distribution Conference, Chicago, Illinois, USA, Mayo 10-13, 1971.

9. Technical Considerations of the Venezuelan Gas law and its effect at LNG Export Projects Final Report, Presents by Gas Developments Corporation, (GDC), subsidiary of the Institute of Gas Technology, Chicago, Illinois, October 8, 1971.
10. BARBERII, Efraín, *El Pozo Ilustrado*, PDVSA, Lagoven, Filial de Petróleos de Venezuela, 3ª edición, 1985.
11. Gerencia General de Gas de Corpoven, S.A., Filial de Petróleos de Venezuela, S.A., "La Industria del Gas en Venezuela", Editorial Arte, C.A., 1988.
12. Petróleos de Venezuela, *La Industria Venezolana de los Hidrocarburos*, Tomo II, pp. 6 -10, Ediciones CEPET, noviembre, 1989.
13. Gas Natural, Capítulo 3, (pp. 359-384), *La Industria Venezolana de los Hidrocarburos*, Tomo I, Petróleos de Venezuela y sus Filiales, Ediciones del Cepet, 1989.
14. ORTEGA GÓMEZ, Juan Manuel, *El Gas Natural en Venezuela*, Breve Reseña Histórica. Corpoven, S.A., 1990.
15. MARTÍNEZ, Aníbal R., *El Servicio Técnico de Hidrocarburos*, Publicación del Ministerio de Energía y Minas, patrocinada por el Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus filiales, Caracas, 1990.
16. CORPOVEN S.A., *Venezuela Energía, Precios y Volúmenes*, 1996.

Bibliografía

17. PDVSA Gas, "Licencias para la exploración y explotación de gas libre", borradores internos, Caracas, mayo, 2001.
18. MARTÍNEZ, Aníbal R., *Cronología del Petróleo Venezolano*, 9ª edición, Caracas, 2005.
19. GONZÁLEZ C., Diego J., "Sobre las Reservas de Gas de Venezuela", XVII Convención Internacional de Gas de la AVPG, Caracas 2006.
20. FARÍA LARRAZABAL, Pilar, "Oficios y Resoluciones importantes emanados de las Divisiones de Conservación y Reservas del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, durante el período 1948-1970". (recopilación personal).
21. Intevep, Filial de Petróleos de Venezuela, C.A., "Prontuario de Física y Química".
22. Ministerio de Energía y Minas, "Petróleo y otros Datos estadísticos", (varios años).
23. CARO, Rubén A., Archivo personal.
24. GONZÁLEZ C., Diego J., Archivo personal.
25. HERNÁNDEZ, Nelson, Archivo personal.

NETGRAFÍA

- AVPG: (<http://www.venezuelagas.net/>)
- CAVEINEL: (<http://www.caveinel.org.ve/index2.asp>)
- CONINDUSTRIA:
(<http://conindustria.org/web2005/PRESENTACION%20-%20SECTOR%20ELECTRICO%20VENEZOLANO%20-%2021-03-2006.pdf>)
- CADAFE: (<http://www.cadafe.gov.ve/ns/default.asp>)
- ELECAR: (<http://www.laedc.com.ve/>)
- ENAGAS: (<http://www.enagas.gov.ve/home.html>)
- ENELVEN: (<http://www.enelven.com.ve/>)
- FEDEMGAS: (<http://www.fedemgas.com.ve/>)
- GERENCIA Y ENERGÍA:
(<http://gerenciayenergia.blogspot.com/>)
- HISTORIA ELECTRICIDAD EN VENEZUELA:
(http://jaimevp.tripod.com/Elect_Vzla/Cadafe/historia01.htm)
- HISTORIA DE VENEZUELA EN IMÁGENES:
(<http://www.fpolar.org.ve/encarte/fasciculo14/fasc1410.html>)
- HISTORIA PETROQUÍMICA VENEZUELA:
(<http://www.mindfully.org/Plastic/Polyvinylchloride/Venezuela-PVC-Hinestroza16jul01.htm>)
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS:
(<http://www.mem.gov.ve/ministros/fsministrosmem.htm>)
- NUEVOS PRECIOS EN VENEZUELA:
(<http://www.analitica.com/archivo/vam1996.08/e&p1.htm>)
- PETROQUÍMICA:
(<http://www.tacarigua.com.ve/petroquimica.htm>)
- PDVSA (<http://www.pdvs.com/>)
- OPSIS: (<http://www.opsis.org.ve/>)
- PEQUIVEN:
(<http://www.pequiven.com/pequiven/homesp.php>)
- TSJ: (<http://www.tsj.gov.ve/>)
- THE RAILROAD COMMISSION OF TEXAS:
(<http://www.rrc.state.tx.us/about/index.html>)
- THE INTERSTATE OIL & GAS COMPACT COMMISSION:
(<http://www.iogcc.state.ok.us/about.html>)
- VENEZUELA MACRO INDICADORES:
(<http://www.slideshare.net/energia/venezuelamacro-indicadores-petroleros>)

XI. ÍNDICE ONOMÁSTICO

Acosta Hermoso, Eduardo	26
Aguerrevere, Enrique Jorge	171
Aguerrevere, Pedro Ignacio	171
Alcalá Sucre, Luis	126
Alvarado, Alexis	53
Álvarez Paz, Oswaldo	51
Álvarez, Bernardo	56
Arellano Moreno, Antonio	2
Armas, Celestino	173
Arreaza, Julio César	34
Arrieta Valera, Erwin José	173
Azocar, Jenny	53
Barberii, Efraín	182
Barrientos, Jorge	51
Bello, Fausto	37
Betancourt, Rómulo	127
Blundun, Alfonso	53
Briceño, Gloria	53
Calderón Berti, Humberto	172
Caro, Rubén Alfredo	2, 9, 11, 37, 69, 125, 126, 148, 151, 175, 181, 183
Castro P., Ramón	53
Cayama Martínez, Rafael	171
Celis Paredes, Juan de Dios	171
Chávez, Hugo	54
Chumaceiro, Fernando	51
Cordero, Luís Jacobo	32
Deming, J.H.	29
Díaz, Simón	51
Diez, Julio	126, 172
Egaña, Manuel R.	171
Estrada, Rafael	53

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Faría Larrazabal, Pilar	183
Gil, Julio César	173
Godoy, Ana María de	53, 56
Gómez, Alfredo	56
González, Diego	9, 53, 119, 122, 176, 183
Guevara, Rafael M.	173
Hart, William Aaron	152
Hernández Acosta, Valentín	172
Hernández Grisanti, Arturo	173
Hernández, Carmen Elisa	56
Hernández, Nelson	9, 52, 87, 177, 183
Herrera, Gustavo	171
Herrera, Pedro Emilio	171
Jiménez, Jorge	53
Jones Parra (h), Juan	125
Landaeta, Enrique	38
Lecuna, Oswaldo	37
Lewel, Anfiloquio	2
Lincoln, E. T	29
Lorenzo, Bernardo	53
Luciani, Carlos Eduardo	53
Lucie Smith, A.N.	29
Luongo Cabello, Edmundo	172
Machado, Pedro	9, 53, 179
Mager, Carlos	53
Martínez, Aníbal	181, 182, 183
Martorano Battisti, José	26, 181
Matas, Andrés	53
Mayobre, José Antonio	35, 172
McMillen, R.E.	29
Medina Angarita, Isaías	24
Medina, Alicia	56
Mendoza, Eugenio	171
Morales, Orlando	56
Moreno León, José Ignacio	173

Indice Onomástico

Natera, Argimiro	37
Nava, Nelson	56
Ortega Gómez, Juan Manuel	182
Pardo Stolk, Edgar	2
París, Pedro	171
Parra, Alirio A.	173
Penso, Manuel	37
Pérez Alfonso, Juan Pablo	10, 11, 33, 34, 127, 171, 172, 181
Pérez Amado, Jorge	51
Pérez de la Cova, Carlos	172
Pérez Guerrero, Manuel	172
Pérez La Salvia, Hugo	11, 148, 172
Pérez Santana, Francisco	53
Pérez, Néstor Luís	171
Pineda, Alfredo	53
Pino, Henry	53
Pinto, Lelis	53
Plaz Bruzual, Luís	31, 126, 151
Prado, José Lorenzo	172
Pulido, Manuel	152
Ramírez, Rafael	56, 173
Ramírez, Ulises	51
Reyes, Arévalo G.	13, 37, 51, 148, 151
Rodríguez Araque, Alí	173
Rojas Guardia, Pablo	2
Rojas, Gabriela de	53
Rojas, Jesús Iván	53
Rojas, Luis Andrés	56
Romero, Oscar	53
Salaverría, Publio	37
Santana, Juan	56
Senior Díaz, Edgar	38
Silva Calderón, Álvaro	173
Silva, Pedro Vicente	53, 56
Silva, Víctor	53

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN VENEZUELA

Simonpietri, Francisco	56
Simpson, Charles G.	35
Tagger, Daniel	53
They Fombona, Gustavo	32
Torres, Enrique	53
Torres, Gumersindo	10, 171
Valery, Maurice	151
Vera Izquierdo, Santiago	172
Vilchez, Edgar	53