

00568

1
zej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

**ANALISIS DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL
EN MEXICO**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

**MAESTRO EN INGENIERIA QUIMICA
(INGENIERIA DE PROYECTOS)**

P R E S E N T A E L

ING. ALEJANDRO ANAYA DURAND



**FACULTAD DE
QUIMICA**

MEXICO, D. F.

1992



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ESTUDIO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN MEXICO

I N D I C E

PAGINA

RESUMEN	1
CONTENIDO GENERAL	2
A) ASPECTOS TECNOLOGICOS	
1. INTRODUCCION	4
2. CARACTERIZACION DEL GAS NATURAL	7
3. ORIGEN Y TRANSPORTE PARA SU PROCESAMIENTO	11
4. PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL	13
4.1 ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL Y CONDENSADOS AMARGOS	15
4.2 RECUPERACION DE LICUABLES	17
4.2.1 PROCESO CRIOGENICO	17
4.2.2 PROCESO DE ABSORCION	19
4.2.3 SELECCION ENTRE UN PROCESO CRIOGENICO Y UN PROCESO DE ABSORCION	21
4.3 FRACCIONAMIENTO	24
5. ESPECIFICACION DE LOS PRODUCTOS	24
6. INNOVACIONES TECNOLOGICAS AL PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL	29
6.1 TECNOLOGIA CRIOMEX II	29
6.2 SISTEMA DE REFRIGERACION	31
6.3 SEPARACION DE METANO	39
6.4 INTERCAMBIADORES DE PLACAS DE ALUMINIO	51

6.5	INFLUENCIA DEL TIPO DE INTERNOS EN UNA TORRE DESMETALIZADORA	53
6.6	EFFECTO DE LOS REHERVIDORES LATERALES EN UNA TORRE DESMETANIZADORA	59

B) ANALISIS DE LA DEMANDA DEL GAS NATURAL

CAPITULO 1. MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL

1.1	EVOLUCION DEL CONSUMO NACIONAL APARENTE DE COMBUSTIBLES	61
1.1.1	GAS NATURAL	61
1.1.2	GAS LICUADO	63
1.2	EVOLUCION DE LAS VENTAS INTERIORES DE GAS NATURAL Y GAS L.P.	64
1.3	MARCO DE REFERENCIA PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO	65
1.4	DEFINICIONES	66
1.5	DESTINO DEL GAS NATURAL	68
1.6	EVOLUCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN MEXICO 1970 - 1990	70
1.7	ORIGEN Y DESTINO DE COMBUSTIBLES INDUSTRIALES . .	71
1.8	DEMANDA HISTORICA DE GAS NATURAL POR SECTOR CONSUMIDOR	72
1.9	UBICACION DEL PATRON DE CONSUMO DE GAS NATURAL POR ESTADO	74
1.10	CLASIFICACION DE CONSUMO DE GAS NATURAL POR EQUIPO	75
1.11	ANALISIS DEL CONSUMO DE GAS NATURAL POR GRUPO INDUSTRIAL	76

CAPITULO 2. ANALISIS DE LA REORIENTACION DEL PATRON DE CONSUMO DE GAS NATURAL

2.1	CARACTERIZACION DE LA MUESTRA	100
2.2	ESTRUCTURA DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES POR SECTOR INDUSTRIAL	102
2.3	ESTRUCTURA DE CONSUMO DE GAS NATURAL POR EQUIPO Y SECTOR INDUSTRIAL	104
2.4	ANALISIS DE LAS CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LOS EQUIPOS EN LAS EMPRESAS ENCUESTADAS	108
2.5	AHORRO DE GAS NATURAL	110
2.6	SUSTITUCION DE GAS NATURAL POR COMBUSTOLEO	113

CAPITULO 3. ANALISIS DE PRECIOS DEL GAS NATURAL Y GAS L.P.

3.1	PRECIOS NACIONALES	127
3.1.1	EVOLUCION DE PRECIOS DE GAS NATURAL Y GAS L.P.	127
3.1.2	COMPARACION DE PRECIOS CONSTANTES DEL GAS NATURAL Y GAS L.P. EN FUNCION DE IGUALDAD CALORIFICA	127
3.1.3	COMPARACION RELATIVA DE PRECIOS DEL GAS NATURAL Y GAS L.P.	128
3.2	PRECIOS INTERNACIONALES DE LA COSTA DEL GOLFO DE LOS ESTADOS UNIDOS	129
3.2.1	EVOLUCION DE PRECIOS DE GAS NATURAL Y GAS L.P.	129
3.2.2	COMPARACION DE PRECIOS DEL GAS NATURAL Y GAS L.P. EN FUNCION DE IGUALDAD CALORIFICA (\$/NMBTU)	129
3.2.3	COMPARACION RELATIVA DEL PRECIO INTERNACIONAL DE LA COSTA DEL GOLFO DE ESTADOS UNIDOS, DEL GAS NATURAL Y ENERGETICOS ALTERNOS	130
3.3	COMPARACION DE PRECIOS NACIONALES E INTERNACIONALES DEL GAS NATURAL Y GAS L.P.	130

CAPITULO 4. PRIORIDADES PARA LA COMERCIALIZACION DEL GAS NATURAL

4.1	IDENTIFICACION DE LA PROBLEMATICA DE LA COMERCIALIZACION DEL GAS NATURAL EN MEXICO	144
4.2	PRIORIDADES PARA LA COMERCIALIZACION DEL GAS NATURAL POR USO Y SECTOR INDUSTRIAL	148

CAPITULO 5. PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN MEXICO

5.1	INTRODUCCION	157
5.2	METODOLOGIA	158
5.3	RESULTADOS DEL PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL AL AÑO 1996	159

C) CASO PRACTICO ESTUDIO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN UNA CERVECERIA

	RESUMEN	170
1.	ANTECEDENTES	172
2.	OBJETIVOS	173
3.	BASES PARA EL ESTUDIO	174
3.1	ESQUEMA DE PROCESO PARA LA PRODUCCION DE CERVEZA	174
3.2	PLANTA DE FUERZA MOTRIZ	176
3.3	LISTA DE EQUIPO	176
3.4	INFORMACION DE OPERACION	180
4.	ANALISIS DEL CONSUMO DE GAS NATURAL	191
4.1	CONSUMO DE GAS NATURAL EN LA CERVECERIA	191

4.2	ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y SU POSIBLE REORIENTACION	193
4.2.1	USO DEL GAS NATURAL	193
4.2.2	AHORRO DE GAS NATURAL	201
4.2.3	USO DE COMBUSTIBLES ALTERNOS	203
	CONCLUSIONES	206
	RECOMENDACIONES	216
	BIBLIOGRAFIA	217

RESUMEN

La situación actual que prevalece en México en torno al abastecimiento del gas natural, se caracteriza por un constante aumento en la demanda de este energético, que combinado con las limitantes que existen para incrementar a corto plazo la disponibilidad del mismo, genera un ambiente que hace necesario tomar una serie de medidas para utilizarlo más eficientemente y definir acciones sobre la prioridad de su uso.

Por tal motivo, se procedió a planear, dirigir, coordinar y supervisar la elaboración del presente trabajo de Análisis de la Demanda de Gas Natural en México, con los siguientes objetivos :

- Analizar y definir la estructura del consumo de gas natural por sector.
- Identificar los sectores de demanda prioritaria (uso del gas natural como materia prima, petroquímica y ecológica, entre otros).
- Proponer acciones técnicamente factibles para el uso de combustibles alternos, en los sectores industrial, de servicio y doméstico.
- Efectuar un análisis de los precios de gas natural en México y de los combustibles alternos: Combustóleo, Gas L.P. y Diesel.
- Pronosticar la demanda de gas natural por sector, con un horizonte de planeación de 5 años.
- Estudiar la posibilidad de reorientar el patrón de consumo de gas natural hacia combustibles alternos.

Independientemente del anterior objetivo central del presente trabajo, se presenta a título introductorio un capítulo de algunos aspectos generales relevantes relacionados con la tecnología del procedimiento del GAS NATURAL.

Como complemento del trabajo y por considerarlo de interés, se presenta el resultado que muestra la metodología de una auditoría realizada a un consumidor de gas natural como energético, misma que fue llevada a cabo con el propósito de optimizar en sus instalaciones su aprovechamiento y de acuerdo a las políticas del Programa Nacional de Energéticos.

Finalmente, se presentan conclusiones y recomendaciones tendientes a lograr un aprovechamiento más racional del Gas Natural como materia prima y como energético en el ámbito industrial del país.

CONTENIDO GENERAL

A). GAS NATURAL

1. Introducción.

Se muestra información de tipo general de la naturaleza del gas natural y los componentes que lo integran y sus aplicaciones.

2. Caracterización del Gas Natural.

Presenta información típica de la composición del gas natural.

3. Origen y Transporte para su Procesamiento.

Se presenta una somera descripción de los sistemas de manejo del gas natural desde sus fuentes en los yacimientos hasta los centros de procesamiento.

4. Procesamiento del Gas Natural.

Dado que el gas natural se encuentra integrado por diversos hidrocarburos, es necesario separarlos para su aprovechamiento específico. Se presenta una descripción de las tecnologías de tipo criogénico y de absorción para la separación del metanol y recuperación del etano y licuables.

5. Especificaciones de los Productos.

Se presenta las especificaciones típicas y aplicaciones de los principales compuestos separados del metano, integrantes del gas natural.

6. Innovaciones Tecnológicas del Procesamiento del Gas Natural.

Se muestra una descripción de los avances tecnológicos en los procesos de separación del gas natural en sus componentes.

B). ANALISIS DE LA DEMANDA DEL GAS NATURAL

1. Mercado Nacional de Gas Natural.

Se hace un análisis de la demanda histórica del gas natural, clasificando la demanda por: sector consumidor, ubicación geográfica y utilización del gas según el tipo de equipo en que se consume. Con esto, se tiene una idea muy clara de qué empresas y sectores de la industria se caracterizan por ser los consumidores más importantes de gas natural.

2. Reorientación del Patrón de Consumidor de Gas Natural.

Se presentan los resultados de una investigación realizada en 125 empresas, que se tomaron como una muestra representativa de la industria consumidora de gas natural.

Los resultados de la encuesta proporcionan información valiosa sobre el uso del gas natural como combustible, las características y condiciones de los equipos que lo consumen, las medidas de ahorro de energía que se están llevando a cabo y la posibilidad de sustituir en un momento dado el gas natural por un combustible alterno.

3. Análisis de Precios de Gas Natural y Gas L.P.

Destinado al análisis de precios del gas natural y a sus combustibles alternos, muestra la evolución de los precios nacionales que combustibles a precios constantes y los compara con los precios para los mismos productos en la Costa Golfo de los Estados Unidos.

4. Prioridades para la Comercialización de Gas Natural.

Se plantea la problemática y algunas acciones que se consideran factibles con lo relacionado a las prioridades para la comercialización de gas natural en México.

5. Pronóstico de la Demanda de Gas Natural en México.

Se presentan los resultados del pronóstico de la demanda de gas natural en México, para el período 1991-1995.

C). CASO PRACTICO

Estudio de consumo de gas natural en una Cervecería de la ciudad de México.

A) ASPECTOS TECNOLOGICOS

1. INTRODUCCION

Gas Natural es el término genérico aplicado al gas que proviene de acumulaciones subterráneas, producidas por una prolongada descomposición bacteriana de la materia orgánica. Aunque su composición varía ampliamente según la naturaleza del reservorio, el gas contiene por lo menos un 95% de hidrocarburos, siendo el metano el principal elemento.

El Gas Natural se encuentra en dos formas: como "gas asociado" cuando está acompañado de petróleo y como "gas no asociado", cuando el pozo produce únicamente gas y por consiguiente no esta acompañado de petróleo

A diferencia de lo que ocurre con el petróleo, el Gas Natural no requiere procesos de refinación a fin de obtener productos comerciales. Cualquier impureza indeseable en el gas, es fácilmente separada por simples procesos físicos.

Como combustible de tipo general, tiene excelentes cualidades: alto poder calorífico; combustión muy limpia, que reduce a un mínimo el riesgo de contaminación atmosférica y que lo pone en ventaja frente a otros energéticos (combustible, diesel, kerosina, carbón, etc.); y componentes que son de gran utilidad para la rama más moderna y prometedora de la industria de los hidrocarburos, la petroquímica (fig 1.1).

Actualmente se han realizado numerosos estudios para analizar la conveniencia económica y ecológica de la utilización del gas natural como combustible automotriz. Las posibilidades dependen en gran parte de la competitividad del Gas Natural en relación a los combustibles tradicionales.

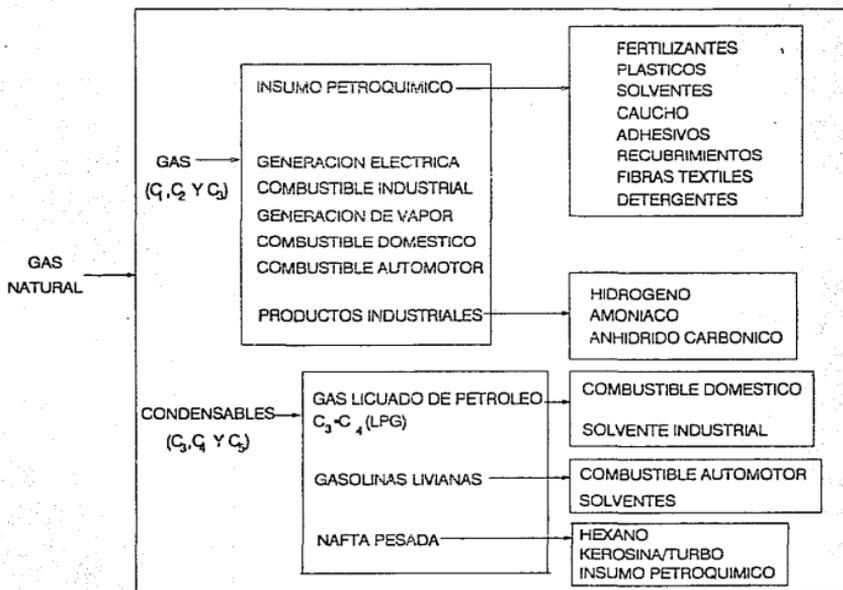
En Italia principalmente se ha tomado un gran interés sobre este tema, se construyó una estación, "Cubogas" para utilizar el Gas Natural como combustible para automóviles, las ventajas obtenidas son:

- Bajos costos debido a la producción-masa, se elimina casi de manera total los costos de ingeniería y el espacio requerido es menor.

- Instalación rápida y prácticamente de uso inmediato lo cual significa que los costos de inversión pueden ser fácilmente amortiguados.

- Existe una gran seguridad por el agrupamiento de todo el equipo en una misma área de protección.

FIGURA 1.1 DIAGRAMA BÁSICO DE UTILIZACION DEL GAS NATURAL



- No necesita de tanques de almacenamiento para agua de enfriamiento o líneas externas.

- Existe la posibilidad de ampliar la estación por la adición de otros módulos.

Dentro de la industria petroquímica, el Gas Natural juega un papel muy importante, ya que sus diferentes componentes nos permiten obtener una gran variedad de productos. A continuación se mencionan algunos de los usos de dichos componentes:

Metano: permite producir metanol y amoniaco. Del metanol se obtienen derivados valiosos para la industria química, como formaldehído, ácido acético, acetato de vinilo y MTBE (metil-terbutil-eter). A partir del amoniaco se puede producir área, fertilizante nitrogenado.

Etano: permite producir etileno, que es uno de los principales productos petroquímicos y sus derivados; los polietilenos de alta y baja densidad (plásticos) así como los cloruros y policloruros de vinilo (PVC).

Propano: sirve para la producción de propileno, polipropileno y gas licuado de petróleo (GLP).

Butano: permite producir isobutileno y es materia prima para el MTBE (metil-butil-eter) y gas licuado de petróleo (GLP), que es una mezcla de propano y butano.

Nafta ligera: es utilizable en la preparación de gasolinas de consumo automotriz.

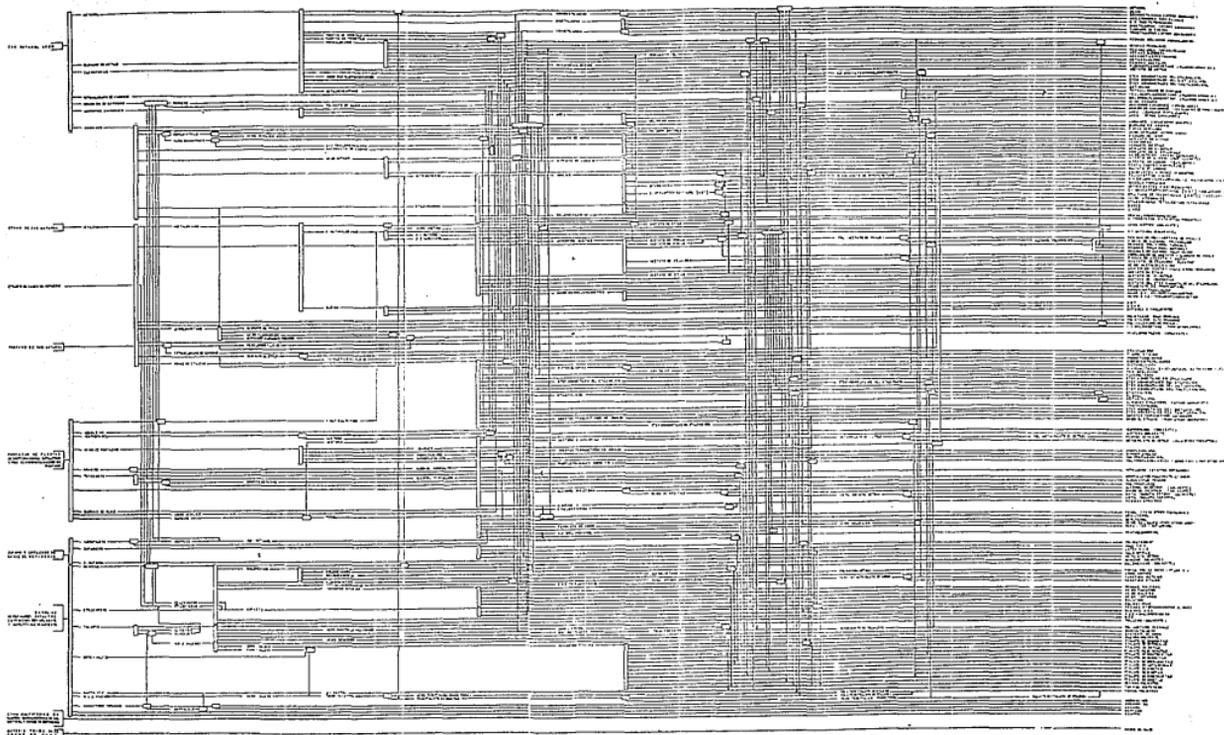
Condensado pesado: es un producto altamente valioso que puede ser comercializado como nafta petroquímica, kerosina, turbosina y diesel.

Es posible también combinar amoniaco con propileno y obtener acrilonitrilo, que es la base para la fabricación de fibra sintética, producto que tiene apreciable demanda por la industria textil.

Los diferentes caminos de la transformación petroquímica del Gas Natural, así como la de sus productos, se muestra en el siguiente esquema (Figura 1.2).

El número de las posibilidades (sin ser todas) que se tienen en este esquema para el procesamiento petroquímico dan una idea del porqué del interés que existe a nivel mundial por su aprovechamiento.

FIGURA 1.2. PETROQUIMICA DEL GAS NATURAL



2. CARACTERIZACION DEL GAS NATURAL

A continuación se muestra la composición típica del Gas Natural proveniente de pozos petrolíferos como gas asociado, de la Zona Sureste de nuestro país, así como las composiciones típicas de Gas Natural de otros países.

1. ZONA SURESTE DE MEXICO.

COMPONENTES (1)	% MOL
Metano	88.834
Bióxido de Carbono	0.487
Etano	6.567
Agua	0.028
Propano	2.198
i-Butano	0.560
n-Butano	0.533
neo-Pentano	0.006
i-Pentano	0.208
n-Pentano	0.150
Ciclopentano	0.012
2-Metilpentano	0.009
2,2-Dimetilbutano	0.066
3-Metilpentano	0.051
n-Hexano	0.090
Benceno	0.040
Ciclohexano	0.036
2,4-Dimetilpentano	0.003
2,3-Dimetilpentano	0.033
n-Heptano	0.017
Metilciclohexano	0.022
2,3,4-Trimetilpentano	0.006
2,2,4-Trimetilpentano	0.014
n-Octano	0.010
Otros	0.020
Total	100.000

PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Peso Molecular	18.92
Factor de Caracterización de Watson (K)	18.507
Densidad (lb/ft ³)	0.1010
Entalpia Específica (BTU/lb-mol)	4380.03
Entalpia (MBTU/H)	8760.1

2. BETHIOVA, ARGELIA.

COMPONENTES (1)	% MOL
Nitrógeno	6.20
Metano	83.17
Bióxido de Carbono	0.18
Etano	6.94
Propano	2.15
i-Butano	0.33
n-Butano	0.52
Pentanos	0.20
Hexanos	0.13
Helio	0.18
Otros	0.00
Total	100.00

PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Peso Molecular	18.866
Factor de Caracterización de Watson (K)	17.673
Densidad (lb/ft ³)	0.1006
Entalpia Especifica (BTU/lb-mol)	4310.03
Entalpia (MBTU/H)	8620.1

3. NEUQUEN, ARGENTINA.

COMPONENTES (1)	% MOL
Nitrógeno	0.69933
Metano	86.70800
Bióxido de Carbono	0.74858
Etano	5.87050
Propano	2.15340
i-Butano	0.44713
n-Butano	0.68511
Pentanos	0.51467
Hexanos	0.27654
Helio	0.00000
Otros	2.64522
Total	100.00

PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Peso Molecular	18.507
Factor de Caracterización de Watson (K)	18.502
Densidad (lb/ft ³)	0.0987
Entalpía Específica (BTU/lb-mol)	4348.78
Entalpía (MBTU/H)	8697.6

4. DUNNVILLE, ONTARIO (EUA).

COMPONENTES (1)	% MOL
Nitrógeno	6.57
Metano	83.87
Bióxido de Carbono	0.01
Etano	6.54
Propano	2.12
i-Butano	0.27
n-Butano	0.44
Pentanos	0.15
Hexanos	0.03
Helio	0.00
Otros	0.00
Total	100.00

PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Peso Molecular	17.929
Factor de Caracterización de Watson (K)	18.508
Densidad (lb/ft ³)	0.0956
Entalpía Específica (BTU/lb-mol)	4251.69
Entalpía (MBTU/H)	8503.4

5. ARKANSAS, EUA.

COMPONENTES (1)	% MOL
Nitrógeno	0.394
Metano	96.640
Bióxido de Carbono	0.482
Etano	1.677
Propano	0.378
i-Butano	0.094
n-Butano	0.106
i-Pentanos	0.048
n Pentano	0.038
Otros	0.143
Total	100.00

PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Peso Molecular	16.777
Factor de Caracterización de Watson (K)	19.163
Densidad (lb/ft ³)	0.0889
Entalpía Específica (BTU/lb-mol)	4259.13
Entalpía (MBTU/H)	4.3

6. ALBERTA, CANADA.
COMPONENTES (1)

	% MOL
Nitrógeno	0.42
Metano	64.93
Bióxido de Carbono	11.58
Etano	0.02
Propano	0.01
Acido Sulfhídrico	23.02
H ₂ /He	0.02
Total	100.00

PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Peso Molecular	23.489
Factor de Caracterización de Watson (K)	13.604
Densidad (lb/ft ³)	0.1255
Entalpía Específica (BTU/lb-mol)	4141.23
Entalpía (MBTU/H)	4.1

Nota 1.-

La composición del Gas Natural puede variar dependiendo de la ubicación del pozo, esta composición corresponde al gas que se obtiene en algún pozo en el área sureste de nuestro país.

Dependiendo de las características geológicas y geofísicas del yacimiento, el gas podrá presentar otros componentes o aún tener menos de los indicados.

3. ORIGEN Y TRANSPORTE PARA SU PROCESAMIENTO

El Gas Natural, al salir de los yacimientos petrolíferos debe someterse a un tratamiento que le permita cumplir especificaciones para su transporte y consumo. El gas debe ser seco, dulce y deshidratado.

La primera de estas condiciones implica que no debe contener hidrocarburos fácilmente licuables, como propano y otros más pesados, a las presiones y temperaturas prevaletientes durante el transporte.

La segunda condición consiste en que el contenido de otros gases contaminantes no pase de ciertos límites; estos contaminantes son principalmente, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono y oxígeno.

Por último, el gas no debe contener agua en cantidades que sobrepasen ciertos límites que propicien su condensación a las condiciones de transporte.

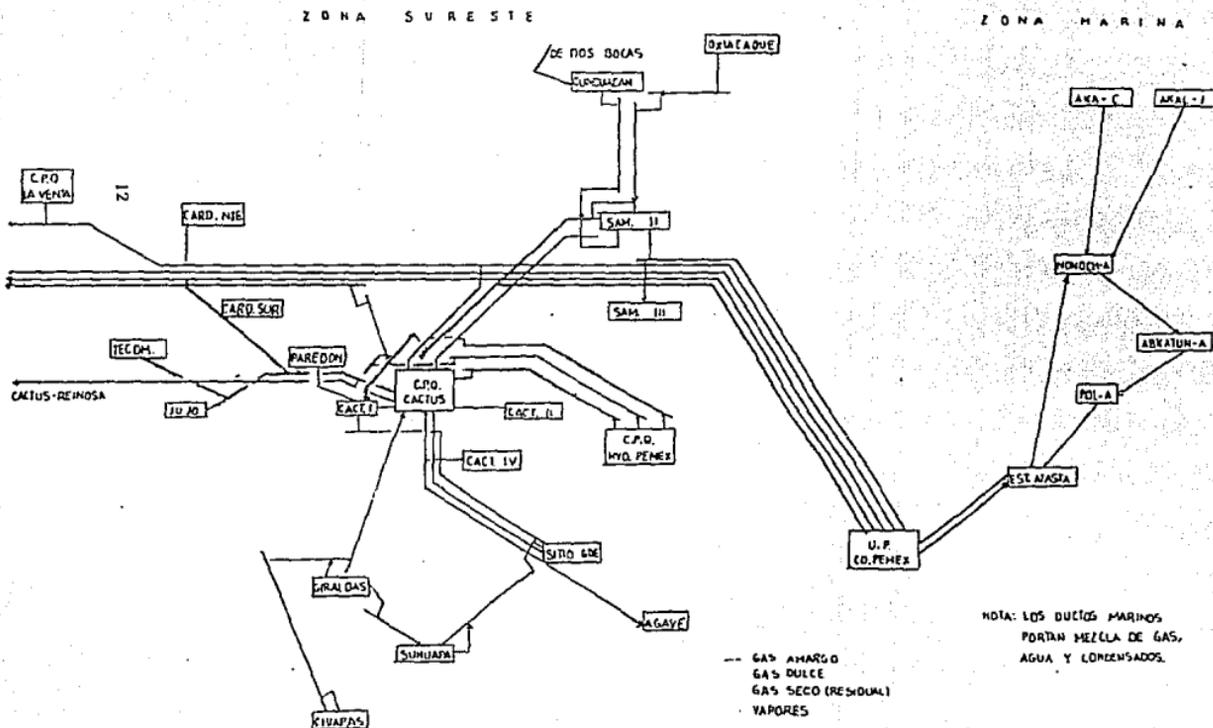
Ya sea cuando viene asociado al crudo o cuando proviene de pozos gasíferos, el Gas Natural, al salir del pozo contiene invariablemente (en mayor o menor grado) la mayoría de los contaminantes indicados. Es indispensable, tratarlo en plantas adecuadas para separar los contaminantes y obtener al mismo tiempo, los hidrocarburos líquidos presentes que se utilizan como LPG y gasolina. En la fig 3.1 se muestra un esquema de la distribución del Gas Natural en los distintos Complejos Petroquímicos del país, tanto el gas proveniente de pozos terrestres como el proveniente de pozos marinos.

Para el acondicionamiento del gas los principales procesos empleados son la compresión y la deshidratación.

COMPRESION: Tiene como función elevar la presión del gas hasta la requerida para su transporte, comúnmente en nuestro país, a 84.4 kg/cm (1200 Psig). Con esta finalidad se instalan estaciones de recompresión y bombeo.

La estación de compresión cuenta con varias secciones: Sección de Separación, Sección de Compresión, Sección de Estabilización y Sección de Almacenamiento de Condensados no Estabilizados. En la Sección de Estabilización las condiciones de presión y temperatura de estabilización se fijarán buscando que el producto condensado posea una presión de vapor tal que pueda transportarse a presiones relativamente bajas sin que se presente flujo en dos fases, y adicionalmente que el gas recuperado en esta operación, una vez integrado a la corriente de gas comprimido ocasione la mínima condensación posible durante su transporte.

FIG. 3.1 DISTRIBUCION DEL GAS NATURAL
EN C.P.G DEL PAIS



DESHIDRATACION: Mediante este proceso, se reduce el contenido de agua a 0.112 kg/Mm (7 lb/MMpie std) mediante un proceso de absorción con glicol, esta operación evita que los contenidos relativamente altos del agua en contacto con gases ácidos ocasionen corrosión, formación de hidratos y posibles fracturas en la línea de envío a tierra.

Uno de los fenómenos de transporte que deben tenerse en cuenta para seleccionar el acondicionamiento más adecuado para el gas lo representa la condensación retrógrada. Este efecto, consiste en una acumulación máxima de líquidos en las secciones intermedias del ducto de transporte, se traduce en una reducción en la eficiencia del gasoducto y lleva a programar una mayor frecuencia de las operaciones de corridas de "diablos" a fin de remover el líquido obturante.

Del mismo modo, una evaluación completa de este y otros problemas de transporte, deberá considerar la influencia de la temperatura ambiente con relación a la temperatura de rocho del gas después de su acondicionamiento, ya que, al poseer el ducto una gran área para la transferencia de calor, la corriente conducida siempre tenderá a la temperatura del medio circulante, y si ésta es mucho menor que la de rocho del gas, será inevitable la formación de grandes volúmenes de condensados, que altas caídas de presión y como se mencionó, baja eficiencia del transporte y mayor frecuencia en la corrida de "diablos".

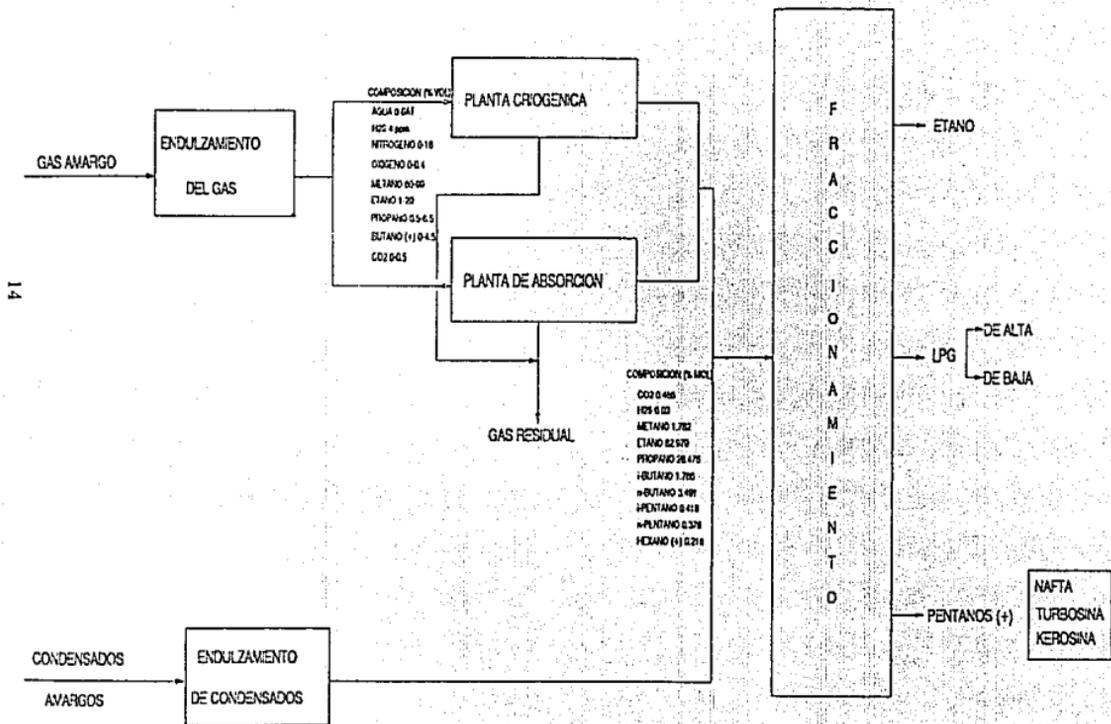
Aunado a lo anterior para mejorar el control de corrosión, es recomendable considerar la inyección de inhibidores o la protección interna de los ductos de transporte.

Como ya se mencionó el Gas Natural no debe tener hidrocarburos fácilmente licuables en cantidades apreciables, por lo que es necesario separarlos para evitar la formación de flujo a dos fases, que ocasionarán elevadas caídas de presión que se reflejarían en un aumento de costos de transporte.

4. PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

El procesamiento del Gas Natural se inicia con un endulzamiento de la corriente de alimentación que tiene como objeto eliminar los componentes ácidos del gas amargo (CO₂ y H₂S) en las Plantas Endulzadoras de gas, posteriormente el gas dulce se procesa en las Plantas Recuperadoras de Etano y Licuables, para obtener los licuables criogénicos, los cuales son enviados a las Plantas Tratadoras y Fraccionadoras de Hidrocarburos, obteniéndose el gas LP entre otros productos.

FIGURA 4.1 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL



En algunos casos, cuando el contenido de CO₂ en la corriente de alimentación es muy bajo, el endulzamiento de dicho gas se llevará a cabo después de haber pasado por la Planta Recuperadora de Etano y Licuables.

A continuación se muestra un esquema general del procesamiento del Gas Natural, indicando las condiciones de operación y especificación de productos y alimentaciones (Fig. 4.1).

4.1. ENDULZAMIENTO.

Este proceso se emplea fundamentalmente para remover ácido sulfhídrico y/o dióxido de carbono de corrientes de hidrocarburos líquidas y/o gaseosas, mediante la absorción con soluciones acuosas de monoetanolamina (MEA) o dietanolamina (DEA), figura 4.2..

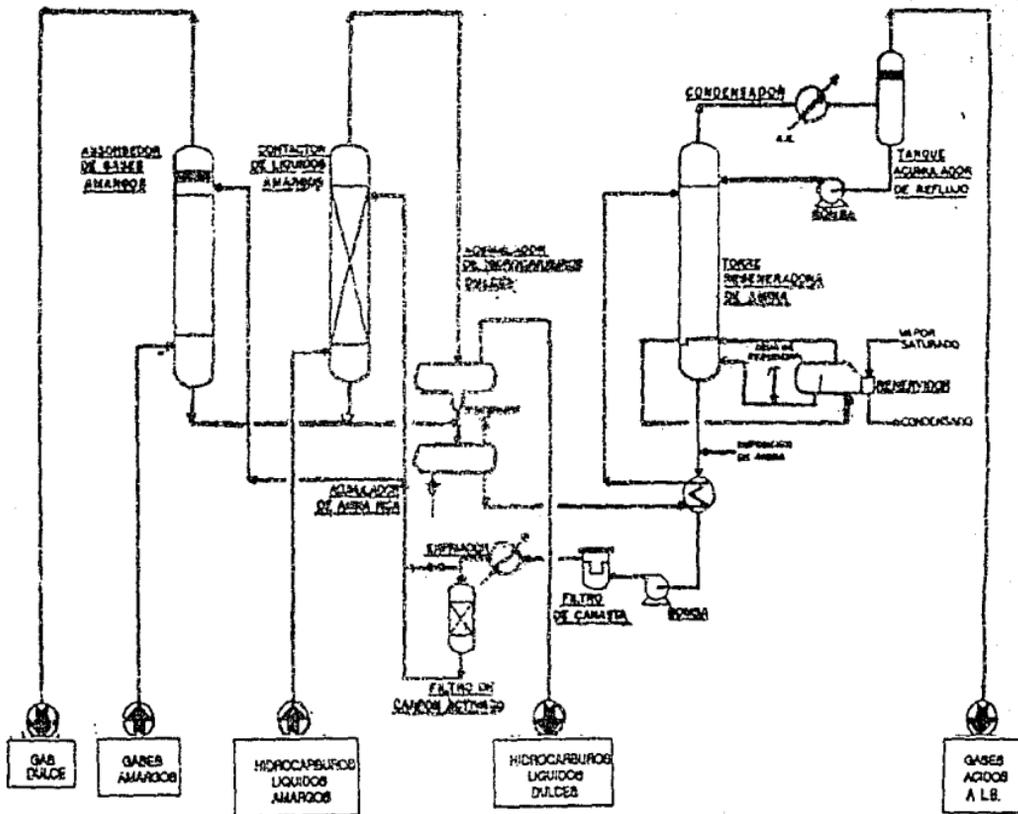
La carga a estas plantas generalmente son corrientes de hidrocarburos ligeros amargos provenientes de Campos de Producción, Refinerías, o Complejos Petroquímicos (gas natural, gas combustible, etano, propano, butano, LPG, etc.), con un contenido de gases ácidos (H₂S y CO₂) que puede variar de acuerdo a su procedencia, desde unas cuantas partes por millón hasta algunas unidades en porcentaje molar.

El proceso consiste básicamente en la absorción de los contaminantes, contenidos en las corrientes líquidas o gaseosas, con una solución acuosa de dietanolamina a temperaturas que van de 27 a 49 C y la regeneración de la misma mediante el aumento de temperatura entre 110 y 127 C.

En nuestro país se tienen plantas que tratan Gas Natural solo o éste junto con un corriente líquida en torres independientes, en seguida se describe este último caso.

La corriente de gas amargo, se alimenta al absorbedor, donde se pone en contacto a contracorriente con una solución de DEA pobre (DEA regenerada), la cual se elimina por la parte superior; por el domo del absorbedor se obtiene como producto el gas dulce con las especificaciones requeridas y por el fondo una solución de DEA rica (DEA con gas ácido). Por otro lado, la corriente de líquido amargo se alimenta al contactor por la parte inferior y a contracorriente se pasa una solución de DEA pobre, el líquido dulce obtenido en el domo se envía al acumulador de hidrocarburos dulces, donde se separa la DEA que eventualmente pudiera haber sido arrastrada, y posteriormente se manda como producto a L.B.

FIGURA 4.2 PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GASES Y LIQUIDOS



De la solución DEA rica se separan los hidrocarburos coabsorbidos, mandándola posteriormente a la torre regeneradora, previo calentamiento con los fondos de la misma, con el objeto de eliminar los gases ácidos y poder, de esta manera, reutilizar la amina regenerada. El gas ácido obtenido por el domo de la regeneradora, se separa del agua mediante condensación de ésta y se envía a L.B., para su posterior tratamiento en Plantas de Recuperación de Azufre o para ser quemado. El producto de fondos de la regeneradora lo constituye la solución de amina pobre, se pasa por un filtro de canasta en donde quedan retenidas partículas de sulfuro de hierro y óxido de hierro que eventualmente pudieran ser formadas, y partículas ápidas que se hubieran introducido al sistema; posteriormente se manda a un filtro de carbón activado, en donde se eliminan los ápidos remanentes y los productos de degradación de la amina, finalmente se alimenta al absorbedor y al contactor cerrando de ésta manera el ciclo. Adicionalmente, se tiene una reposición de amina al sistema en virtud de las pérdidas de solución ocasionadas por degradación o arrastre.

Se puede reducir la presencia de H₂S hasta 4 ppm (vol.) A presiones altas, 50 ppm a presiones bajas y 100 ppm, cuando la concentración de gas amargo es alta y está a baja presión. La concentración de CO₂ puede reducirse hasta un rango de 1500 a 500 ppm (vol.) en los hidrocarburos dulces. En la tabla 4.2 se muestran las condiciones típicas de operación.

4.2. RECUPERACION DE LICUABLES.

4.2.1. PROCESO CRIOGENICO.

Este proceso se emplea fundamentalmente para recuperar etano e hidrocarburos más pesados de corrientes gaseosas con alto contenido de metano (fig 4.3). Como ya se mencionó el proceso permite la flexibilidad de recuperaciones de etano del 85%; la recuperación de propano es normalmente mayor a 90% y la de butanos y más pesados casi del 100%

La carga principal para este proceso está constituida por Gas Natural, aunque también se pueden procesar gases de refinería. En ambos casos el gas se debe endulzar previamente.

Las etapas que se emplean son de licuefacción y destilación a baja temperatura, y constan fundamentalmente de los siguientes sistemas: preenfriamiento, deshidratación, enfriamiento, expansión, desmetanización y recompresión de gas residual.

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

41

42

43

44

45

46

47

48

49

50

51

52

53

54

55

56

57

58

59

60

61

62

63

64

65

66

67

68

69

70

71

72

73

74

75

76

77

78

79

80

81

82

83

84

85

86

87

88

89

90

91

92

93

94

95

96

97

98

99

100

101

102

103

104

105

106

107

108

109

110

111

112

113

114

115

116

117

118

119

120

121

122

123

124

125

126

127

128

129

130

131

132

133

134

135

136

137

138

139

140

141

142

143

144

145

146

147

148

149

150

151

152

153

154

155

156

157

158

159

160

161

162

163

164

165

166

167

168

169

170

171

172

173

174

175

176

177

178

179

180

181

182

183

184

185

186

187

188

189

190

191

192

193

194

195

196

197

198

199

200

201

202

203

204

205

206

207

208

209

210

211

212

213

214

215

216

217

218

219

220

221

222

223

224

225

226

227

228

229

230

231

232

233

234

235

236

237

238

239

240

241

242

243

244

245

246

247

248

249

250

251

252

253

254

255

256

257

258

259

260

261

262

263

264

265

266

267

268

269

270

271

272

273

274

275

276

277

278

279

280

281

282

283

284

285

286

287

288

289

290

291

292

293

294

295

296

297

298

299

300

301

302

303

304

305

306

307

308

309

310

311

312

313

314

315

316

317

318

319

320

321

322

323

324

325

326

327

328

329

330

331

332

333

334

335

336

337

338

339

340

341

342

343

344

345

346

347

348

349

350

351

352

353

354

355

356

357

358

359

360

361

362

363

364

365

366

367

368

369

370

371

372

373

374

375

376

377

378

379

380

381

382

383

384

385

386

387

388

389

390

391

392

393

394

395

396

397

398

399

400

401

402

403

404

405

406

407

408

409

410

411

412

413

414

415

416

417

418

419

420

421

422

423

424

425

426

427

428

429

430

431

432

433

434

435

436

437

438

439

440

441

442

443

444

445

446

447

448

449

450

451

452

453

454

455

456

457

458

459

460

461

462

463

464

465

466

467

468

469

470

471

472

473

474

475

476

477

478

479

480

481

482

483

484

485

486

487

488

489

490

491

492

493

494

495

496

497

498

499

500

501

502

503

504

505

506

507

508

509

510

511

512

513

514

515

516

517

518

519

520

521

522

523

524

525

526

527

528

529

530

531

532

533

534

535

536

537

538

539

540

541

542

543

544

545

546

547

548

549

550

551

552

553

554

555

556

557

558

559

560

561

562

563

564

565

566

567

568

569

570

571

572

573

574

575

576

577

578

579

580

581

582

583

584

585

586

587

588

589

590

591

592

593

594

595

596

597

598

599

600

601

602

603

604

605

606

607

608

609

610

611

612

613

614

615

616

617

618

619

620

621

622

623

624

625

626

627

628

629

630

631

632

633

634

635

636

637

638

639

640

641

642

643

644

645

646

647

648

649

650

651

652

653

654

655

656

657

658

659

660

661

662

663

664

665

666

667

668

669

670

671

672

673

674

675

676

677

678

679

680

681

682

683

684

685

686

687

688

689

690

691

692

693

694

695

696

697

698

699

700

701

702

703

704

705

706

707

708

709

710

711

712

713

714

715

716

717

718

719

720

721

722

723

724

725

726

727

728

729

730

731

732

733

734

735

736

737

738

739

740

741

742

743

744

745

746

747

748

749

750

751

752

753

754

755

756

757

758

759

760

761

762

763

764

765

766

767

768

769

770

771

772

773

774

775

776

777

778

779

780

781

782

783

784

785

786

787

788

789

790

791

792

793

794

795

796

797

798

799

800

801

802

803

804

805

806

807

808

809

810

811

812

813

814

815

816

817

818

819

820

821

822

823

824

825

826

827

828

829

830

831

832

833

834

835

836

837

838

839

840

841

842

843

844

845

846

847

848

849

850

851

852

853

854

855

856

857

858

859

860

861

862

863

864

865

866

867

868

869

870

871

872

873

874

875

876

877

878

879

880

881

882

883

884

885

886

887

888

889

890

891

892

893

894

895

896

897

898

899

900

901

902

903

904

905

906

907

908

909

910

911

912

913

914

915

916

917

918

919

920

921

922

923

924

925

926

927

928

929

930

931

932

933

934

935

936

937

938

939

940

941

942

943

944

945

946

947

948

949

950

951

952

953

954

955

956

957

958

959

960

961

962

963

964

965

966

967

968

969

970

971

972

973

974

975

976

977

978

979

980

981

982

983

984

985

986

987

988

989

990

991

992

993

994

995

996

997

998

999

1000

CONCENTRACION DE LA AMINA EN LA SOLUCION, % PESO	15-25	20-35
GAS ACIDO RESIDUAL EN SOLUCION	0.08-0.14	0.3-0.65
DE AMINA POBRE (MOL/MOL AMINA)		
PICK-UP (MOL DE GAS ACIDO/MOL AMINA)	0.33-0.4	0.3-0.65
CONCENTRACION EN EL FONDO DEL ABSORBEDOR (MOL GAS ACIDO/MOL DE AMINA)	0.45-0.52	0.43-0.6
LB DE VAPOR/GAL SOLUCION POBRE	0.80-1.5	0.8-1.5
TEMPERATURA FONDO REGENERADORA °C	107-115	110-127
PRESION DOMO REGENERADORA, kg/cm ² man	0.7-1.5	0.7-1.5
TEMPERATURA DOMO ABSORBEDOR/CONTACTOR, °C	40-65	40-65
PRESION DOMO ABSORBEDOR/CONTACTOR, kg/cm ²	3.5-84	3.5-84

El gas de alimentación se enfría con agua hasta la temperatura de deshidratación y entra a un separador donde se elimina el agua condensada. En seguida, el gas entra a un sistema de deshidratación para eliminar el contenido de agua residual, mediante adsorción con un desecante, con el objeto de evitar la formación de hielo e hidratos en líneas y equipos. El gas deshidratado se enfría en varias etapas utilizando las corrientes frías residuales, complementándolo con refrigeración a dos niveles de temperatura. La expansión del gas se lleva a cabo en dos etapas con el propósito de aumentar la eficiencia de recuperación.

En cuanto a los servicios auxiliares el esquema de proceso contempla dos niveles de refrigeración con propileno, utiliza agua como medio de enfriamiento, vapor de baja presión para cumplir con el 20% de los requerimientos de calor de la torre y vapor de alta presión para accionar las turbinas de extracción-condensación, de los compresores de alta presión; el vapor de media presión de la extracción lateral se utiliza en las turbinas a condensación de los compresores de refrigeración y en los accionadores de las bombas de alimentación a desmetanizadora y de los sistemas de lubricación de los compresores.

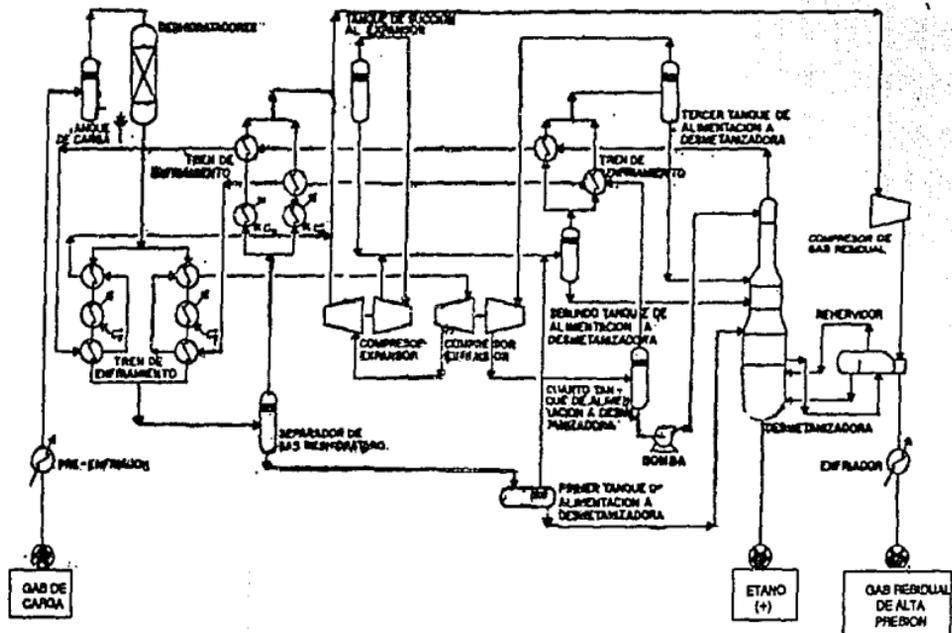
4.2.2. PROCESO DE ADSORCION.

Las plantas que utilizan este proceso funcionan de modo similar a las endulzadoras, haciendo circular el gas a través de una torre a contracorriente con kerosina o nafta pesada (aceite de absorción) que absorbe los productos licuables contenidos en el gas. Estos productos se recuperan después por destilación fraccionada del aceite de absorción.

El aceite utilizado en este tipo de proceso es de bajo peso molecular de tal manera que no se tengan pérdidas considerables de éste; las temperaturas que se tienen en el proceso oscilan entre 35 y -40 F, utilizando propano como medio refrigerante. Temperaturas menores a esta última, son económicamente no factibles ya que se requeriría de un sistema de refrigeración en cascada lo que incrementaría en una cantidad muy importante la inversión fija y los costos de operación.

Este tipo de plantas son diseñadas en general para tener una recuperación del 60 al 70% del propano alimentado, obteniéndose en forma simultánea una recuperación de etano de un 20 a un 35%. En la figura 4.4 se muestra un diagrama de flujo simplificado de este proceso.

FIGURA 4.3 PROCESO CRIOGENICO PARA RECUPERACION DE LICUABLES



La inversión fija y los costos de operación se encuentran en función del flujo de aceite que se tenga. Un cierto flujo de aceite para recuperar propano absorberá en forma simultánea algo de etano en forma accidental, de aquí que para una recuperación de propano dada, se tenga una recuperación de etano a un costo relativamente bajo. Sin embargo cuando se pretende recuperar más etano se encarece en forma desproporcionada. Este incremento en costos se debe a que se tiene un flujo adicional del aceite absorbedor, empleándose este exceso casi en su totalidad para llevar a cabo la recuperación del etano.

4.2.3. SELECCION ENTRE UN PROCESO CRIOGENICO Y UN PROCESO DE ABSORCION, (VENTAJAS Y DESVENTAJAS).

La selección entre un proceso criogénico y uno de absorción, se basa primordialmente en el aspecto económico. Los principales factores que afectan la economía de la planta son:

- Capacidad.
- Recuperación de producto.
- Presión de la alimentación a la planta.
- Caída de presión permitida a través de la planta.

De ellos el más importante es el referente a la recuperación de producto, específicamente la producción de etano debido a las condiciones actuales de mercado.

El intervalo de recuperación de etano más económico para una planta de absorción refrigerada se encuentra entre un 20 y un 35%, mientras que para una planta criogénica se encuentra entre un 20 y un 50%, sin embargo, para cierto tipo de alimentaciones, la planta no será rentable si no se alcanza una alta recuperación de etano.

En la figura 4.5 se muestran los costos relativos entre plantas de absorción y criogénicas, de estas últimas se presenta el caso en el cual se tiene una caída de presión libre y cuando se tiene recuperación de éstas. De la gráfica se observa que para altas recuperaciones de etano el proceso más conveniente es el de tipo criogénico, siendo el más económico y que tiene una caída de presión libre.

FIG 4.4 PROCESO ABSORCION

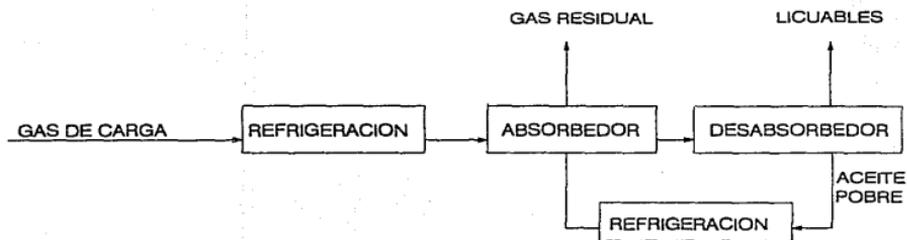
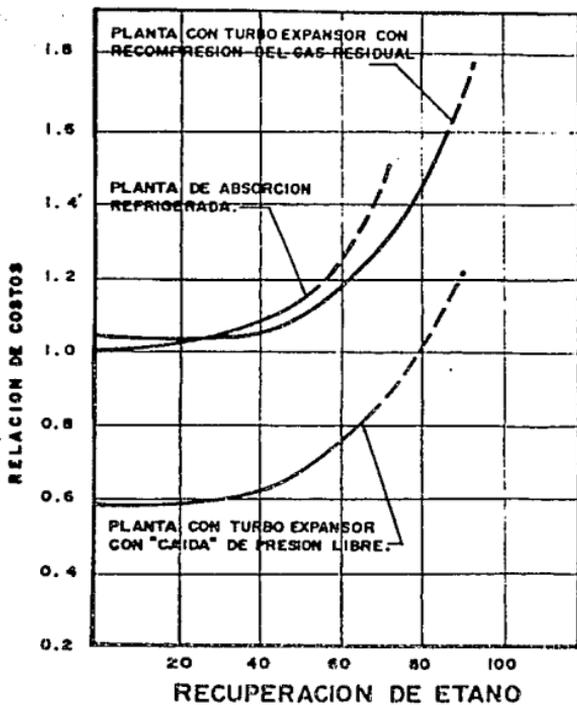


FIGURA 4.5 COMPARACION ENTRE RECUPERACION DE ETANO Y RELACION DE COSTOS



4.3. FRACCIONAMIENTO.

Se emplea fundamentalmente para la obtención de productos, con especificaciones comerciales o con los requerimientos de la refinería y/o complejos petroquímicos, tales como: etano, propano, butanos y gasolinas ligeras, a partir de mezclas de hidrocarburos ligeros y pesados, por medio de destilación fraccionada sucesiva.

La carga es una mezcla de hidrocarburos ligeros que pueden provenir de Unidades de Reformación, Hidrodesulfuración, Estabilización, Endulzamiento, Plantas Criogénicas y de Absorción de Gas.

La fase de fraccionamiento se inicia en una torre desetanizadora, (fig 4.6) de la cual se obtiene el etano por el domo como destilado vapor que se envía a límites de batería y por el fondo se extrae propano y más pesados, los cuales se alimentan a la torre despropanizadora. En ésta se obtiene un destilado líquido, el propano, que se envía a límites de batería y por el fondo se extraen butanos y más pesados, mezcla que constituye la alimentación a la torre desbutanizadora. Finalmente, de la torre desbutanizadora se obtienen butanos como destilado líquido, y por el fondo se tiene como producto pentano y más pesados. Estos productos se mandan a límites de batería. Esta secuencia de fraccionamiento puede variar en función de los contenidos relativos de los compuestos a separar.

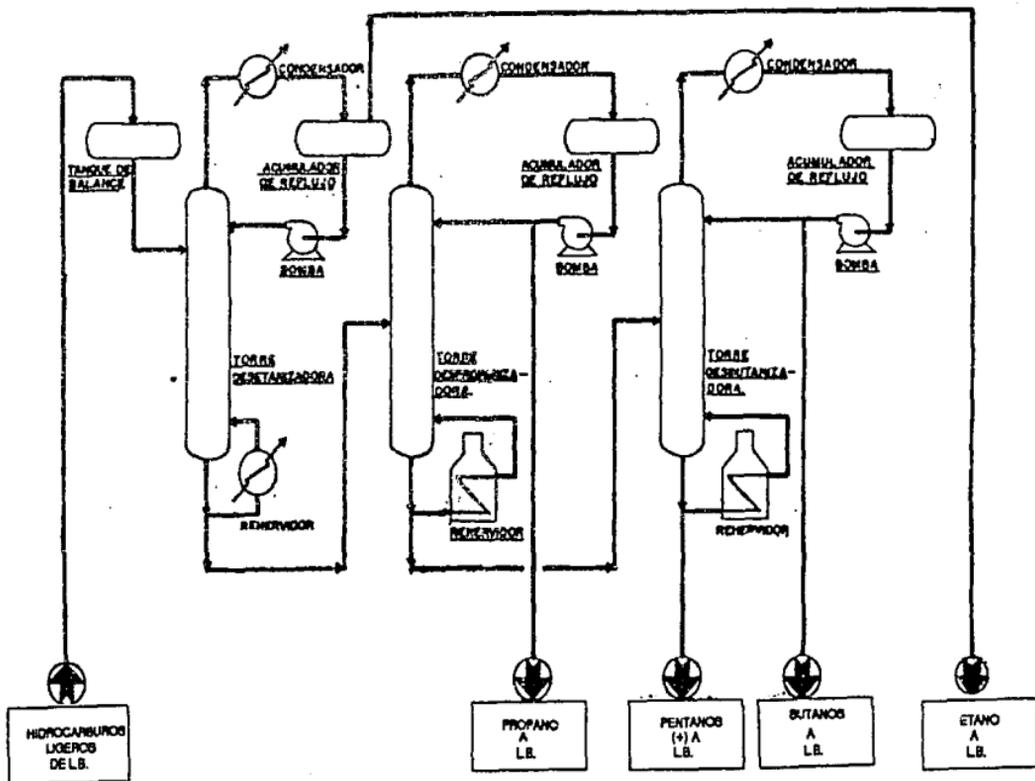
5. ESPECIFICACIONES DE LOS PRODUCTOS

A continuación se mencionan las características principales de los productos obtenidos en cada una de las etapas de procesamiento del gas natural:

ENDULZAMIENTO: La presencia de H₂S debe ser no mayor de 4 ppm (vol.) a presiones altas, 50 ppm a presiones bajas y 100 ppm, cuando la concentración de gas amargo es alta y está a baja presión. La concentración máxima permisible de CO₂ comúnmente está en un rango de 1500 a 500 ppm (vol.) en los hidrocarburos dulces para transporte y servicios de combustión.

RECUPERACION DE ETANO Y LICUABLES: Típicamente en nuestro país las Plantas de Recuperación del Etano y Licuables permiten obtener recuperaciones de etano del 85%; para el propano normalmente mayores al 90% y para butano y más pesados casi del 100%. Sin embargo la recuperación es función de los requerimientos internos de productos, comercialización interna y externa, así como de la economía del proceso.

FIGURA 4.6 PROCESO DE FRACCIONAMIENTO DE HIDROCARBUROS LIGEROS



26

26

TABLA 5.1 ESPECIFICACIONES TIPICAS DE PRODUCTOS

PRODUCTO	COMPOSICION	Pv (38°C) kg/cm ² man	TEMP. DESTILACION °C MAX.
ETANO	3% MOL. MAX. C (-)	—	—
PROPANO COMERCIAL	4% MOL. MAX. C (+)	14.62	95% A -38
LPG ALTA PRESION	95% VOL. MIN. C	14.62	95% A 2.2
LPG BAJA PRESION	C ₃ Y C ₄	7.03 MAX.	95% A 2.2
BUTANO COMERCIAL	C ₃ Y C ₄	4.92 MAX.	95% A 2.2
BUTANO NORMAL	5% MOL. C MAX.	4.92 MAX.	—

Típicamente el gas residual lleva menos de 0.5% mol de propano, y la corriente de fondos de la desmetanizadora menos de 1% mol de metano.

FRACCIONAMIENTO: Las especificaciones de los productos de las plantas fraccionadoras varían dependiendo del destino o uso que se les vaya a dar (Tabla 5.1). Los combustibles comerciales obtenidos en la sección de fraccionamiento son: turbosina, kerosina, diesel y gasolina. Existen diferentes tipos de gasolinas como la incolora, la nova, extra sin plomo, las cuales varían en composición dependiendo de su servicio. A continuación se muestran las características principales de las distintas gasolinas.

TURBOSINA:

Peso específico a 20/4 C	0.786
Temp. de inflamación, C	48
Temp. de congelación, C	-58
Temp. inicial de ebullición, C	150
Temp. final de ebullición, C	243
Viscosidad cinemática a -34 C, cs	5.6
Azufre total, % peso	0.035
Estabilidad térmica, caída de presión, inHg	0.92
Aromáticos, %vol	18
Poder calorífico neto, Btu/lb	18623

Aplicaciones: Combustible para aviones de retropropulsión.

Manejo: Autotanques, carrotanques, tambores de 200 lts. y tubería.

GASOLINA INCOLORA:

Peso específico a 20/4 C	0.707
Presión de vapor, Reid, lb	6.2
Temp. inicial de ebullición, C	43
Temp. final de ebullición, C	164
Azufre total, % peso	0.017

Aplicaciones: Solvente de usos varios y desmanchador.

Manejo: Autotanques, carrotanques y tambores de 200 lts.

GASOLINA NOVA:

Color	Azul
Peso específico a 20/4 C	0.726
Presión de vapor, Reid, lb	8.5
Temp. inicial de ebullición, C	41
Temp. final de ebullición, C	210
Azufre total, % peso	0.09
Contenido de plomo, ml/gal	2.19

Aplicaciones: Gasolina para vehículos de motor.

Manejo: Autotanques y carrotanques.

DIESEL:

Peso específico a 20/4 C	0.852
Temp. de inflamación, C	77
Temp. de congelación, C	6
Temp. inicial de ebullición, C	185
Temp. final de ebullición, C	371
Viscosidad, S.U.S. a 37.8 C	38
Azufre total, % peso	1
Poder calorífico neto, Btu/lb	10680
Índice de cetonas	52
Agua y sedimento, % vol	0.05

Aplicaciones: Combustible automotriz e industrial.

Manejo: Autotanques y carrotanques.

GASOLINA EXTRA S/P:

Color	amarillo
Peso específico a 20/4 C	0.729
Presión de vapor, Reid, lb	7.4
Temp. inicial de ebullición, C	46
Temp. final de ebullición, C	207
Azufre total, % peso	0.15
Índice de octano	91.4

Aplicaciones: Gasolina para vehículos de motor y específica para los que cuentan con convertidor catalítico.

Manejo: Autotanques y carrotanques.

6. INNOVACIONES TECNOLOGICAS AL PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

El diseño de plantas para procesamiento de Gas Natural ha evolucionado rápidamente desde su origen hasta nuestros días.

Los hidrocarburos obtenidos como productos han sido utilizados ampliamente en la petroquímica como materias primas susceptibles de posteriores transformaciones y su valor comercial se ha elevado considerablemente.

Debido a esto, los diseños han evolucionado de tal manera que aumentan las recuperaciones, aún a expensas de sacrificar la simplicidad del equipo involucrado.

Los principales avances que se han tenido en los últimos años son en Plantas Criogénicas, a continuación se describen algunos de éstos:

6.1 TECNOLOGIA CRIOMEX II (TECNOLOGIA IMP)

Si en una corriente de gas natural se encuentra presente CO₂, con una concentración mayor de 0.5% mol, es necesario eliminarlo antes de su ingreso al proceso criogénico mediante endulzamiento.

La tecnología CRIOMEX II, permite el manejo de corrientes de gas natural con una concentración de CO₂ arriba del valor límite, sin tener el riesgo de solidificación, lo cual significa un ahorro económico al no requerir un sistema para su eliminación, o bien al reducir los costos del mismo, si es que los productos requieren una especificación estricta en el contenido de CO₂. Además este proceso puede operar para la misma recuperación a condiciones menos severas, lejos de la región de solidificación del CO₂.

Este proceso se basa en la teoría de Ryan Holmes, la cual propone la introducción de un aditivo, n-butano (4 moles por cada 100 moles de alimentación), en los domos de la columna desmetanizadora; con el objeto de modificar el diagrama termodinámico de fases, disminuyendo así la región de solidificación del CO₂, llevándose a cabo la destilación sin el riesgo de operar cerca de dicha región.

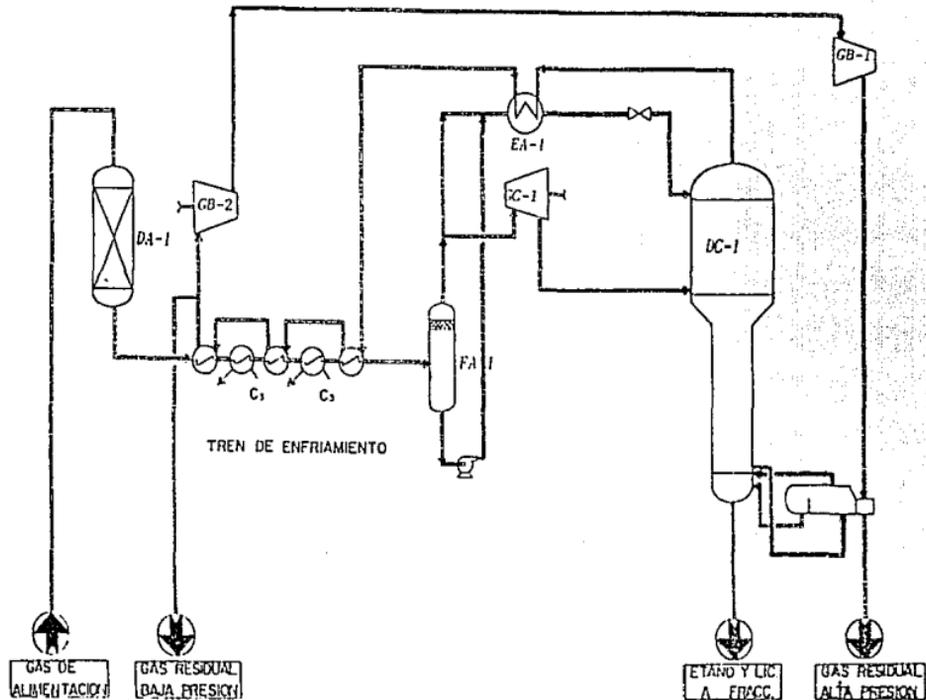


FIGURA 6.1 ESQUEMA CRIOGENICO
(CRIONEX II)

En la fig 6.1 se presenta este proceso, en el cual el gas de alimentación pasa a través de un sistema de deshidratación DA-1 en donde se obtiene con un punto de rocío lo suficientemente bajo para evitar problemas de congelamiento o de formación de hidratos, esto se logra por absorción del agua en el lecho sólido con las características deshidratantes requeridas. La regeneración de los lechos se lleva a cabo mediante calentamiento con gas residual a alta temperatura y un posterior enfriamiento con gas residual frío. El gas deshidratado fluye por un tren de intercambiadores de calor donde el enfriamiento requerido por el proceso es suministrado por intercambiadores de gas de carga-gas residual y de gas de carga refrigerante. La corriente efluente del tren de enfriamiento, constituido por una mezcla de líquido-vapor, se alimenta a un tanque separador FA-1 en el cual se obtiene por el domo el vapor y por el fondo los líquidos condensados, que resultan suficientes para evitar el congelamiento del CO₂; si se alimentan al domo de la Torre Desmetanizadora DC-1. Con este propósito el vapor efluente del separador se divide en dos corrientes; la primera corriente se alimenta al turboexpansor GC-1 y posteriormente a la torre desmetanizadora DC-1; la segunda se une a la corriente de líquidos que vienen del fondo del separador FA-2 y la mezcla intercambia calor en el intercambiador EA-1 con el gas residual proveniente del domo de la torre DC-1. La corriente resultante se expande por medio de un válvula y se alimenta a la parte superior de la desmetanizadora.

6.2 SISTEMA DE REFRIGERACION

Uno de los mayores factores que influyen en la economía de Plantas Criogénicas entre el capital invertido y costos de operación es la selección del ciclo de refrigeración. La razón de esto se puede visualizar cuando se compara el costo de operación con el nivel de temperatura.

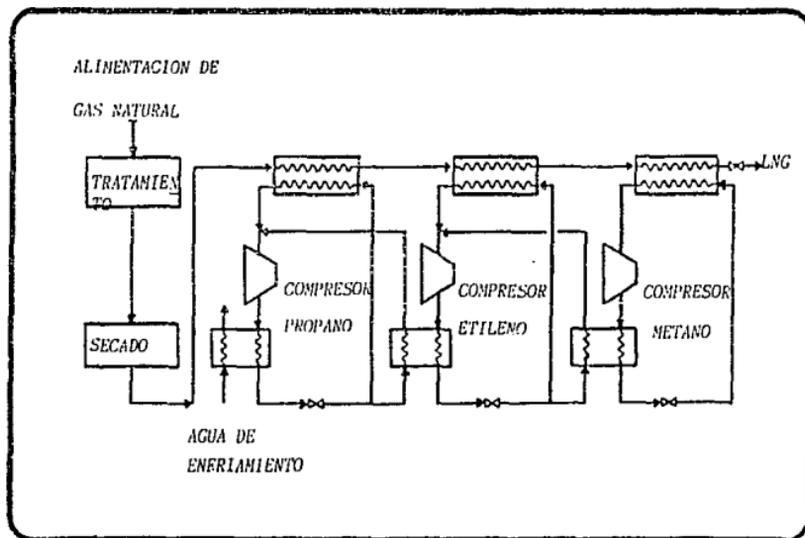
Las Plantas Criogénicas generalmente producen refrigeración por medio de: A) un ciclo de refrigeración, (cascada clásica, mezcla de refrigerantes) o B) un ciclo de turboexpansión.

A) CICLOS

* CASCADA CLASICA

En la fig 6.2 se muestra un sistema típico de un ciclo de cascada que utiliza como refrigerantes propano, etileno y metano, el cual esta compuesto por tres etapas de compresión, con diferentes flujos máscicos cada uno, y tres niveles de presión de evaporación para cada refrigerante. Por, simplicidad sólo se ejemplifica una presión de evaporación y una etapa de compresión para cada refrigerante.

FIGURA 6.2 CICLO DE CASCADA SIMPLE



El diseño de este ciclo es relativamente sencillo, las propiedades de los refrigerantes son conocidas, la desventaja principal es que requiere de un gran número de compresores e intercambiadores de calor.

* MEZCLA DE REFRIGERANTES

En un ciclo de mezclas de refrigerantes (fig 6.3), el enfriamiento es proporcionado por la vaporización de líquidos a presión constante (baja). El refrigerante se comprime a una presión a la cual se da una condensación parcial debido a la transferencia de calor utilizando agua de enfriamiento.

Sin embargo la refrigeración es suministrada en un rango de temperatura en el cual la mezcla se evapora a una temperatura constante correspondiente a la de un refrigerante relativamente puro. Las composiciones y temperatura de evaporación de los líquidos cambian conforme avanza la evaporación.

Por lo general la mezcla de refrigerantes consiste de nitrógeno, metano, etano, propano, butano y pentano. Las especificaciones de las concentraciones y las presiones de operación varían con los detalles o características de cada proceso.

La eficiencia del proceso puede ser designada por una selección juiciosa de la presión de operación, la composición total de la mezcla refrigerante y por el arreglo de los intercambiadores de calor. Esta eficiencia está limitada por las propiedades termofísicas de la mezcla.

Mckenzie y Donnelly proponen el ciclo mostrado en la fig 6.4, en el cual la alimentación se enfría a -100 F por medio de un intercambiador de calor EA-1, el enfriamiento se lleva a cabo usando gas residual suministrado por el separador de baja presión FA-1. El líquido proveniente del separador FA-1 es alimentado a un segundo separador FA-2.

El líquido proveniente del segundo separador, FA-2 pasa a través de un segundo intercambiador EA-2 antes de ser introducido a la torre desetanizadora DC-1, mientras que el vapor es extraído en este intercambiador. Una corriente del refrigerante líquido proveniente del separador FA-3 es subenfriado para usarse como medio de enfriamiento en el primer intercambiador. El vapor refrigerante para varios intercambiadores es comprimido a alta presión y enfriado en un condensador de aire EC-1. La mezcla de refrigerantes propicia una condensación parcial, el vapor y líquido resultante son separados. La porción de líquido es rica en componentes pesados los cuales son usados como refrigerantes en los intercambiadores.

FIGURA 6.3 MEZCLA DE REFRIGERANTES

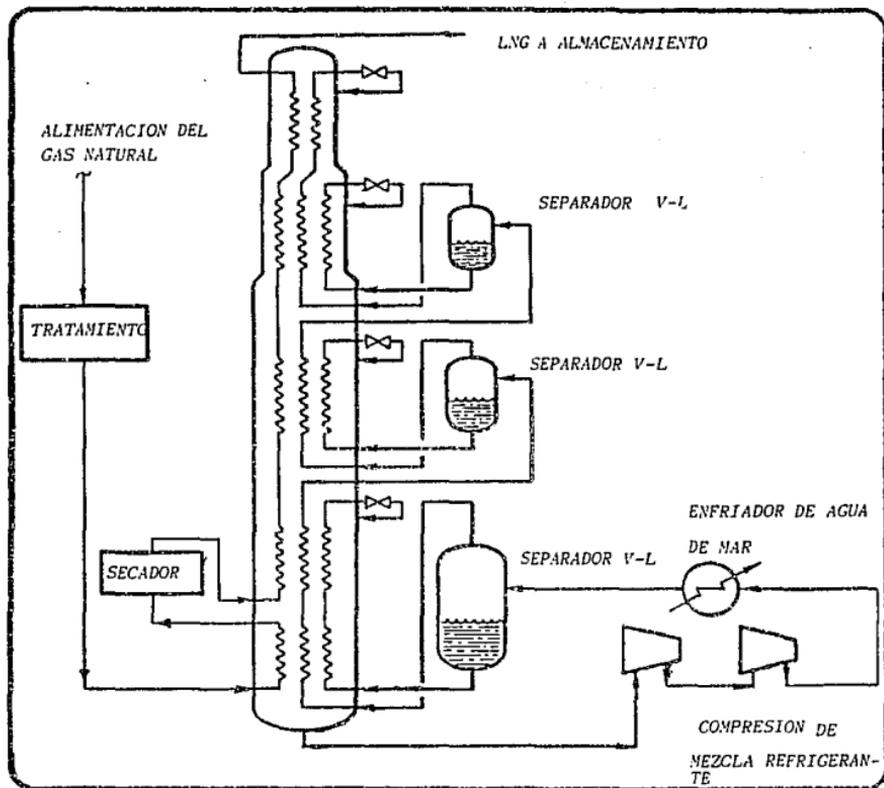
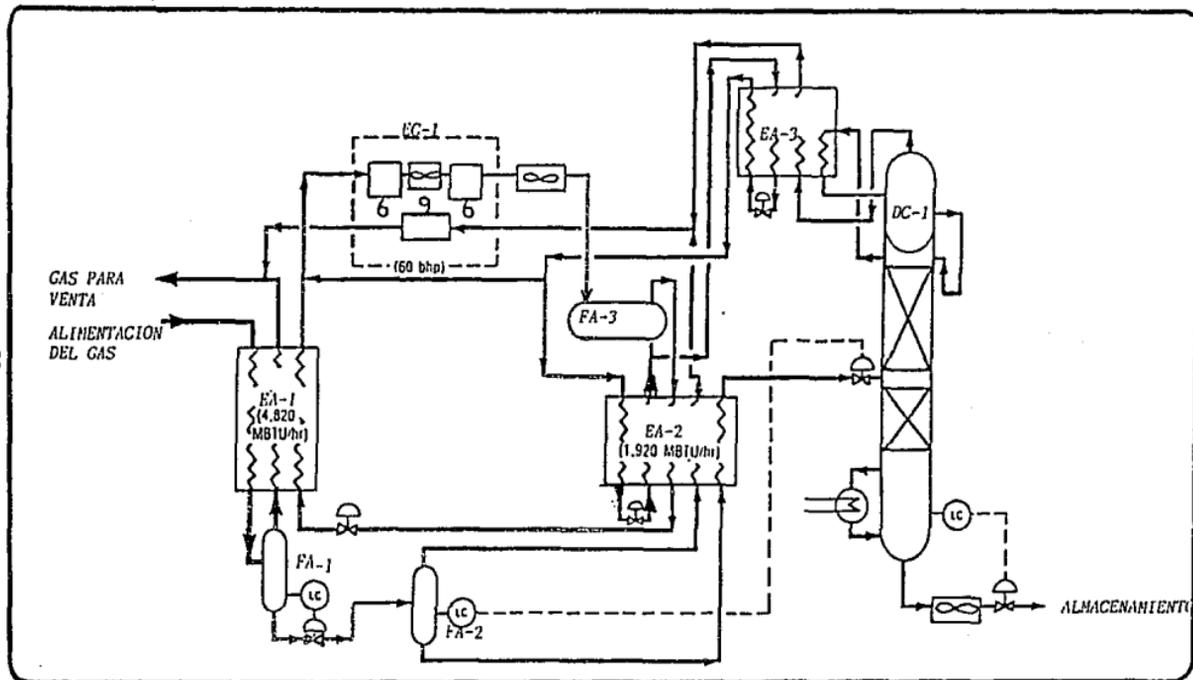


FIGURA 6.4 PROCESO CON MEZCLA DE REFRIGERANTES



Los productos del domo de la desetanizadora tienen una gran proporción de componentes ligeros como metano y etano. Este vapor se enfría y condensa para ser usado como refrigerante en el primer intercambiador EA-1. Por los fondos se obtiene NLG, el cual es enfriado antes de pasar al almacenamiento.

Los fluidos refrigerantes son separados en el Tanque Separador, FA-2 a la presión de succión del compresor refrigerante para completar así el ciclo de refrigeración.

B) TURBOEXPANSORES

En la figura 6.5 se propone el uso de turboexpansores para la separación de etano del gas natural. En este proceso el gas de alimentación se enfría a -510F por medio de un intercambiador de calor con gas residual, EA-1. Los líquidos son colectados en un separador-expansor FA-1 y el gas residual resultante se comprime a 265 Psia por un turboexpansor GC-1, se preenfria y recomprime para alcanzar las condiciones necesarias para su venta (510 Psia y 1200F).

El gas proveniente del separador FA-1 pasa a través de un expansor GC-2 y se alimenta a un separador de baja presión FA-2. El gas de este separador se utiliza para enfriar la corriente de domos de la Torre Dasetanizadora DC-1, mientras que el líquido junto con el proveniente del separador FA-1, se alimentan a la torre DC-1 a una presión lo más cercana posible a la del separador.

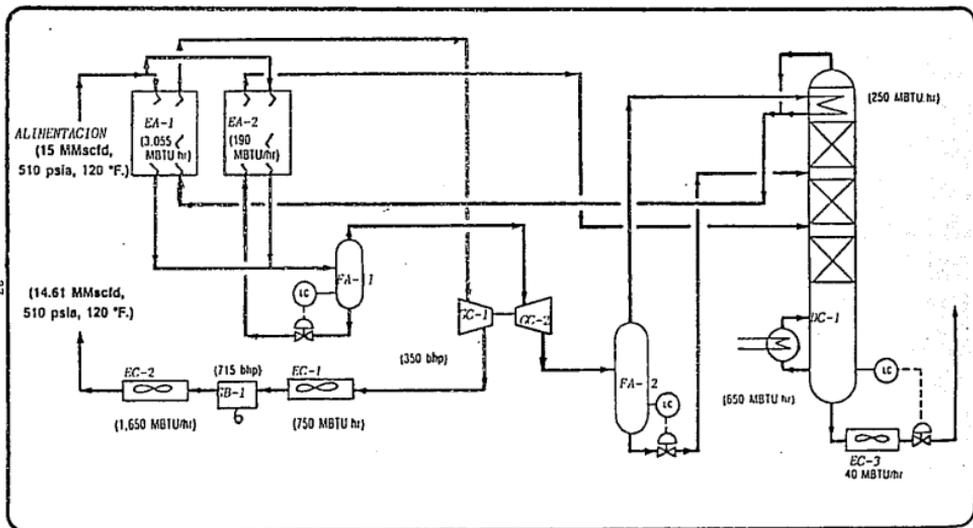
Un intercambiador gas/líquido, EA-2, es utilizado para precalentar el líquido proveniente del separador-expansor FA-1 antes de ser alimentado a la torre desetanizadora.

Como productos de domos de la torre se obtiene gas residual utilizado como refrigerante en EA-1. Por los fondos se tiene NGL que se envía a almacenamiento.

* COMPARACION DE CICLOS DE REFRIGERACION Y TURBOEXPANSORES

Las ventajas de los turboexpansores son muy conocidas, se trata de una expansión politrópica que tiene una gran confiabilidad debido a que la combinación expansor/compresor es mecánicamente muy simple. El expansor no requiere de un fluido para producir refrigeración por lo que no hay problema con el escape del refrigerante y el almacenamiento del mismo no es necesario.

FIGURA 6.5 PROCESO CON TURBOEXPANSORES



El sistema de mezclas de refrigerantes tiene algunas ventajas. La razón principal por la cual se utiliza, es por su bajo consumo de energía. Para el diseño de Port Motland, el turboexpansor requiere de 715 hp, mientras que el sistema de mezclas de refrigerantes necesita 610 hp, lo cual representa un 15% de ahorro de energía. La adición de tuberías a bajas temperaturas para una mezcla de refrigerantes disminuye; sin embargo el mantenimiento puede ser la mayor desventaja tanto en el arranque como en la operación.

Así pues, podemos decir que los turboexpansores son favorecidos en aplicaciones donde los costos de operación son un factor secundario. Si los requerimientos de energía por la compresión son un factor primario, se recomienda usar mezcla de refrigerantes. En la tabla 6.1 se da una comparación de los costos de capital y consumos de energía para ambos procesos.

Los ciclos en cascada no se consideran debido a su alto consumo de energía.

TABLA 6.1
COSTOS DE CAPITAL Y CONSUMOS DE ENERGIA

COSTO DE CAPITAL	TURBOEXPANSOR	MEZ.REFRIGERANTES
		- \$ 1 000 -
Mallas Moleculares	200	200
Cimentación	100	100
Compresión	440	310
Almacenamiento de líquido	190	190
Electricidad	130	160
Equipo de Proceso	1020	870
T o t a l	2080	1830
Energía Eléctrica, KW	553	455
Combustible Mcfd	19.5	14.5

6.3 SEPARACION DEL METANO

i) METANO - BIOXIDO DE CARBONO.

Uno de los principales problemas en procesos criogénicos es la separación del $\text{CH}_4\text{-CO}_2$, debido a la formación de sólidos de CO_2 . Generalmente se elimina previamente el CO_2 por medio de un proceso de endulzamiento antes de alimentarse a la planta. Sin embargo se ha propuesto el proceso CFZ (Controlled Freeze Zone), en el cual se pueden manejar altos contenidos de CO_2 .

Este proceso utiliza una torre convencional DC-1 (fig 6.6), la temperatura de fondo es de 30 F y la del domo es de -127 F, opera a una presión de 560 psia, y no contiene internos convencionales en la sección anterior al congelamiento, en dicha sección se utiliza un rociador diseñado de manera especial, el líquido es rociado a una temperatura de -120 F, conteniendo 3-8% mol CO_2 . El CO_2 sólido se forma cuando el líquido rociado se pone en contacto con el vapor que contiene un 15% mol CO_2 , caen por gravedad al fondo de la torre.

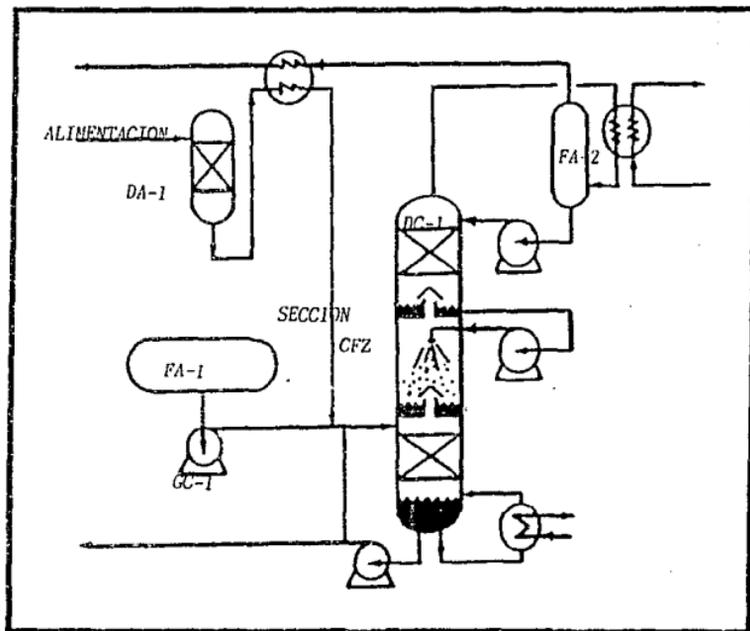
El domo de la torre puede ser usado con un diseño convencional, de platos o empaque para purificar el vapor proveniente de la zona de rociado, dependiendo de la cantidad de CO_2 deseada en el producto, se puede tener una o varias etapas en el condensador. El líquido desciende en forma de cascada a través de la torre, primero es calentado en un plato tipo chimenea y posteriormente bombeado a través de los rociadores en la sección CFZ.

Se construyó una planta piloto en Texas para probar estos conceptos. La torre tiene un diámetro de 20 pulg y una altura de 100 pies, utiliza 10 platos tipo válvula en el fondo, una sección CFZ en medio y 20 platos tipo válvula en el domo. La capacidad de la torre es de 200 a 600 Mscfd de gas con un contenido de 15 a 65 % de CO_2 . La planta cuenta con una sección de deshidratación y enfriamiento del gas (fig 6.6). Por otra parte, la condensación es proporcionada por un ciclo de refrigeración en cascada con etileno-propano. Después de probar la torre, se obtuvieron productos de alta pureza, con un contenido del 65% mol de CO_2 en la alimentación. La concentración de CO_2 en los fondos es menor al 1% mol de etano. La acumulación de CO_2 en los platos y en la sección CFZ es de 0.05%.

ii) METANO-NITROGENO

La destilación criogénica es una técnica que ha sido aplicada al procesamiento del gas natural para la remoción de nitrógeno. Estos procesos involucran la inyección de éste o de gas natural, el cual es producido por la separación criogénica.

FIGURA 6.6 PROCESO CFZ



Se han desarrollado algunos procesos para lograr una buena eficiencia en la reinyección de nitrógeno, de manera general se pueden plantear dos esquemas que pueden ser adoptados para una variación en las condiciones del gas de alimentación.

* CICLO DE COLUMNA SIMPLE

En la fig 6.7 se observa que la alimentación se enfría en un Intercambiador de Calor EA-1 y pasa a través de un Tanque Separador FA-1 a presión. Los productos de domo y fondo se recirculan por medio de una Bomba de Calor, Compresor, GC-1

El ciclo tiene varias ventajas como por ejemplo, todo el contenido de nitrógeno está disponible a alta presión para la reinyección, proporciona una recuperación óptima del metano bajo todos los rangos de contenido de nitrógeno en la alimentación por ajuste en la bomba de calor GA-1, para proporcionar el reflujo de la columna. Relativamente altos contenidos de CO₂ pueden ser manejados para un amplio intervalo de composiciones de alimentación, debido a que los vapores que lo contienen se encuentran a presiones y temperaturas altas por lo que no existe la posibilidad de formación de sólidos.

Este ciclo no es apropiado cuando se opera a altas presiones. Para proyectos a corto plazo, en donde el contenido de nitrógeno de la alimentación aumenta rápidamente, la instalación de grandes cantidades de equipo para la recuperación puede no ser económica.

* CICLO DE DOBLE COLUMNA

En la fig 6.8, el gas de alimentación es enfriado y condensado parcialmente en un Intercambiador de Calor EA-1, posteriormente pasa a un Tanque Separador a alta presión FA-1, permitiendo así una separación parcial de nitrógeno-metano, generando un condensado de nitrógeno casi puro. Por los fondos se obtiene el resto del nitrógeno y metano que se alimenta a un segundo Separador FA-2 donde se lleva a cabo la separación final. El producto de domos, nitrógeno líquido, proporciona reflujo a la columna, mientras que en los fondos se obtiene metano, al cual se le aumenta su presión por medio de la bomba GC-1 y se calienta a temperatura ambiente.

Los enfriadores EA-2 y EA-3 incrementan la cantidad de líquido-vapor en el Separador a Baja Presión FA-2, logrando así un alto grado de separación de la mezcla.

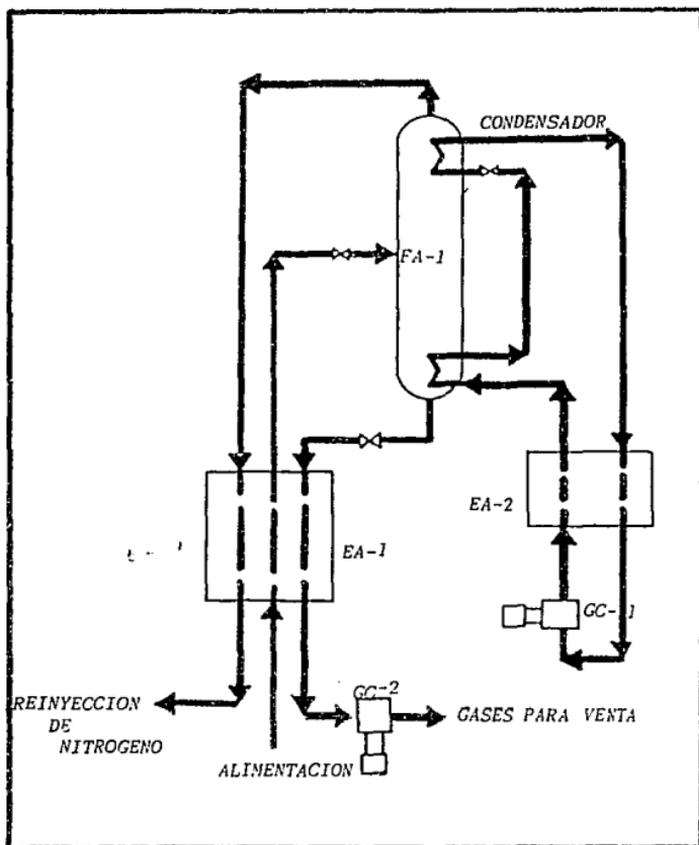


FIGURA 6.7 CICLO DE COLUMNA SIMPLE

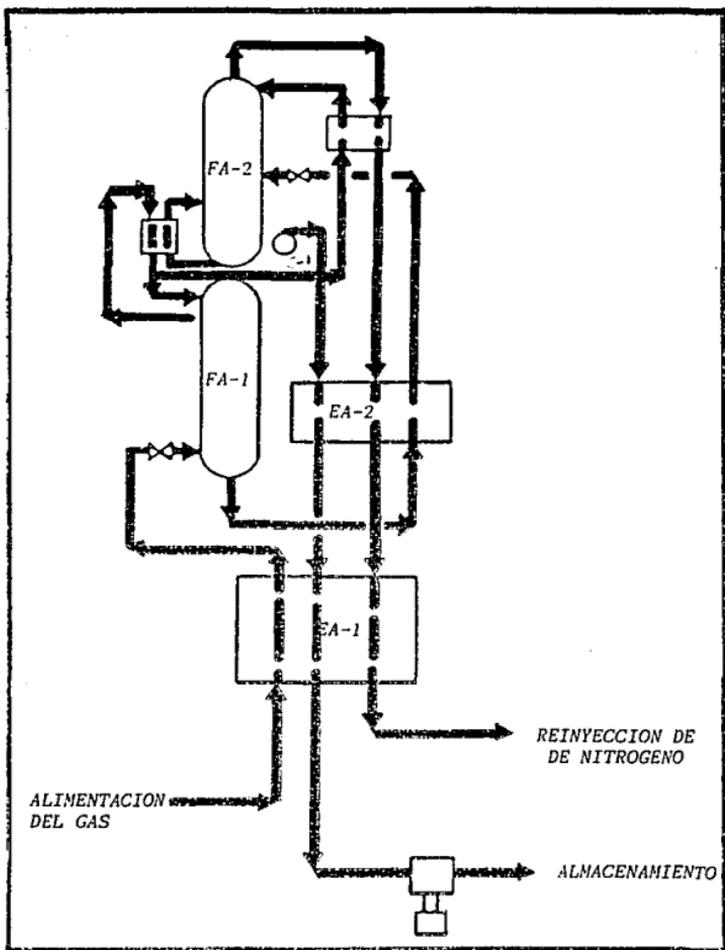


FIGURA 6. 8 CICLO DE DOBLE COLUMNA

Una de las principales ventajas de este ciclo es que la separación es muy eficiente. Para altos contenidos de nitrógeno se pueden obtener altas recuperaciones de metano con un consumo mínimo de energía, sin embargo se debe asegurar la operabilidad a altas concentraciones de nitrógeno en la alimentación, debido a que puede afectar las características termo-físicas del gas que se va a procesar.

Debido a las bajas presiones y temperaturas del sistema existen dos grandes desventajas, sólo se pueden manejar concentraciones alrededor de 20 ppm de CO₂ para evitar la formación de sólidos.

Para cada condición de gas, el ciclo de proceso pttimo puede diferir radicalmente de un proyecto a otro dependiendo de los requerimientos de trabajo y las especificaciones de los productos que caracterizan cada aplicación. Los factores a considerar son:

- Algunas opciones no son aceptables, debido a las restricciones del medio ambiente.
- El nitrógeno a menudo puede ser recuperado a alta presión y este valor puede determinar el escoger una u otra opción.
- La recuperación del líquido por lo general es importante, especialmente cuando esto significa un incremento considerable para el gas natural líquido como producto.

En varios proyectos de procesamiento de gas natural, algunas fracciones pueden ser una parte importante para la rentabilidad. La adición de una unidad de reinyección de nitrógeno favorece la economía porque minimiza el capital de inversión.

Denton y Rule han realizado investigaciones para mejorar la eficiencia de los procesos de gas natural examinando la remoción de gas ácido, licuefacción y reinyección de N₂. El resultado de este trabajo es la combinación eficiente de dos procesos, la remoción de gases ácidos con corrientes de proceso a baja temperatura. Las ventajas principales de esta combinación son:

- No se producen desperdicios, debido a que el gas alimentado puede usarse como combustible obtenido como producto.
- Reduce los requerimientos de deshidratación.
- No requiere solventes especiales.
- El diseño es de gran eficiencia.

El proceso de la figura 6.9 fue diseñado para operar con una alimentación de gas de 1.693 MMscfd con un contenido del 18.5% CO₂ y 0.1 de H₂S y produciendo 1240 MMscfd de LNG y 453 MMscfd del gas combustible de baja presión.

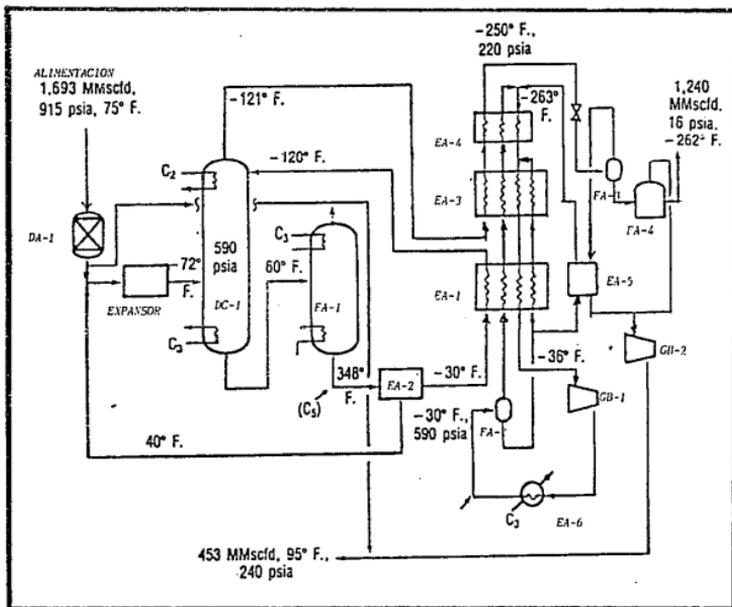


FIGURA 6-9 PROCESO DENTON Y RULE

El gas natural es deshidratado en DA-1 antes de remover el gas ácido operando a temperaturas inferiores de -100 C. Después el gas combustible es dividido, una pequeña cantidad de pentano es adicionada al resto del gas ácido. Posteriormente se enfría y se expande antes de ser alimentado a la torre desmetanizadora DC-1 a 590 psia y -72 F.

La torre separa nitrógeno y metano de otros componentes incluyendo al gas ácido presente. Esto se lleva a cabo por medio de la adición de pentano como aditivo en los domos de la Torre DC-1. En los fondos se obtiene todo el gas ácido, el aditivo, algunos hidrocarburos pesados, mientras que en los domos se obtiene nitrógeno y metano, los cuales son enviados al proceso de licuefacción de gas natural. El gas ácido es manejado como vapor junto con el etano y propano presentes en la alimentación.

La corriente de vapor que principalmente es gas ácido se utiliza para ayudar al enfriamiento para la recuperación del aditivo del fondo de la torre, antes de llegar a ser una mezcla rica en nitrógeno.

La corriente de aditivo, se separa y recircula al principio del proceso o al domo de la torre desmetanizadora.

El gas natural dulce proveniente de la torre es alimentado a un Intercambiador de Calor Criogénico EA-1 a -120 F, el cual es condensado a una presión relativamente alta por una mezcla de refrigerantes, retornados y condensados con propano. El refrigerante multicomponente consiste de etano, propano, metano e hidrógeno. El sistema de propano es usado durante todo el proceso.

La corriente resultante de LNG es reducida a presión atmosférica y los vapores ricos en nitrógeno pasan a un Tanque Separador FA-2 para obtener el producto líquido. Estos son recomprimidos y mezclados con el gas ácido removido, para suministrar combustible a la planta.

El endulzamiento criogénico del gas natural también puede ser muy eficiente si se integra un proceso de reinyección del nitrógeno. Se diseñó un proceso (fig 6.10) para una alimentación de 100 MMscfd. La presión a la cual se lleva a cabo el endulzamiento es 1000 psia. Un mezclador de hidrocarburos en este caso previene la solidificación del CO₂.

El etano, propano y bióxido de carbono son productos del fondo de la Torre Desmetanizadora y separados en una segunda torre, la cual produce un gas combustible rico en CO₂ en el domo y una corriente líquida de hidrocarburos en el fondo. Esta corriente es enfriada para volver a usarla como aditivo.

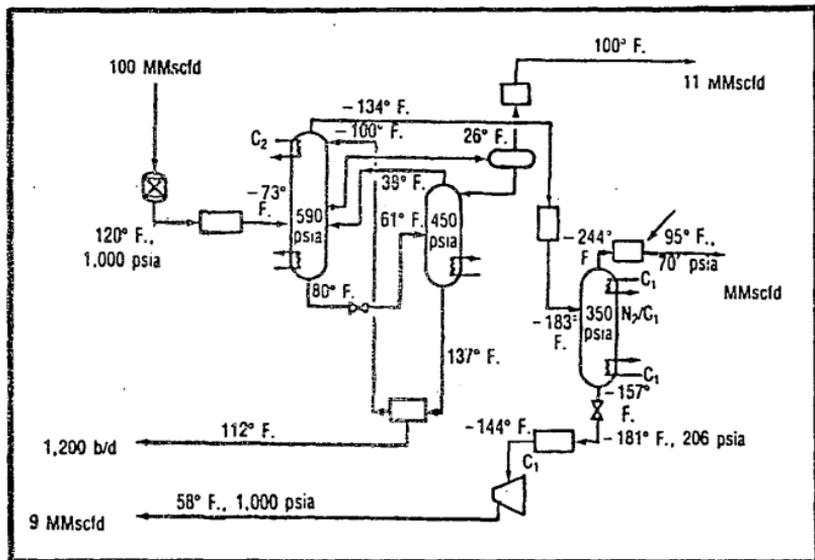


FIGURA 6.10 INTEGRACION DEL PROCESO DE REINYECCION DE NITROGENO AL PROCESO DE ENDULZAMIENTO CRIOGENICO

La corriente de nitrógeno y metano de la desmetanizadora son preenfriados a -130 F cuando entran a la unidad de reinyección de nitrógeno (NRU) a alta presión. De esta unidad el gas metano es recuperado y recomprimido a 100 psia para la venta. El nitrógeno es reinyectado como un vapor recalentado y venteado a la atmósfera.

La integración del proceso produce 78.5 MMscfd de gas metano, 1210 de LPG, 11.2 MMscfd de gas combustible rico en CO_2 y 8.3 MMscfd de nitrógeno.

La combinación de procesos tiene una eficiencia térmica superior al 90.8% comparado con 89% para el mejor solvente; estas mejoras representan una reducción de costos de combustible al menos de 20%. Para una base de carga de LNG, el ahorro de combustible anual fue cercano a 19 millones de dólares asumiendo un valor de gas de \$2.00/MBTU.

iii) PROCESO G.D.C. (GREATER DESIGN CAPACITY)

La separación de hidrocarburos gaseosos mediante acción criogénica se ha empleado en la industria de procesamiento de gas por muchos años, siendo los componentes del gas de alimentación fácilmente susceptibles a la separación mediante cambios de presión y temperatura. Por lo general se utiliza una columna desmetanizadora, en la cual se calienta el gas de alimentación previamente. En este proceso se propone extraer la mayor cantidad posible de componentes gaseosos antes de ingresar el líquido a la columna, con el objeto de lograr una máxima separación de los componentes del gas crudo de alimentación con un mínimo consumo de energía.

En la figura 6.11 se muestra el diagrama de proceso de recuperación de los componentes deseados de un flujo gaseoso de alimentación, en donde éste se divide y enfría para ingresar a un separador FA-1, en el cual los vapores se vuelven a dividir en dos partes: la primera se enfría en un intercambiador de calor, EA-3 y se expande para producir la presión y temperatura necesarias para su ingreso a un Separador de Dos Etapas FA-2, mientras que la segunda, compuesta básicamente por vapores, se somete a una división selectiva, pasando uno de los flujos por un proceso de expansión controlada GC-1 y regresando luego a la línea de alimentación, y pasando a otra a través de un expansor; y el flujo combinado ingresa en la parte inferior del Separador FA-2, donde los componentes gaseosos pasan de la parte inferior del recipiente separador a la parte superior, donde se pone en contacto con los componentes líquidos de la primera parte del flujo gaseoso, extrayendo de esta forma algunos de los componentes más pesados del vapor.

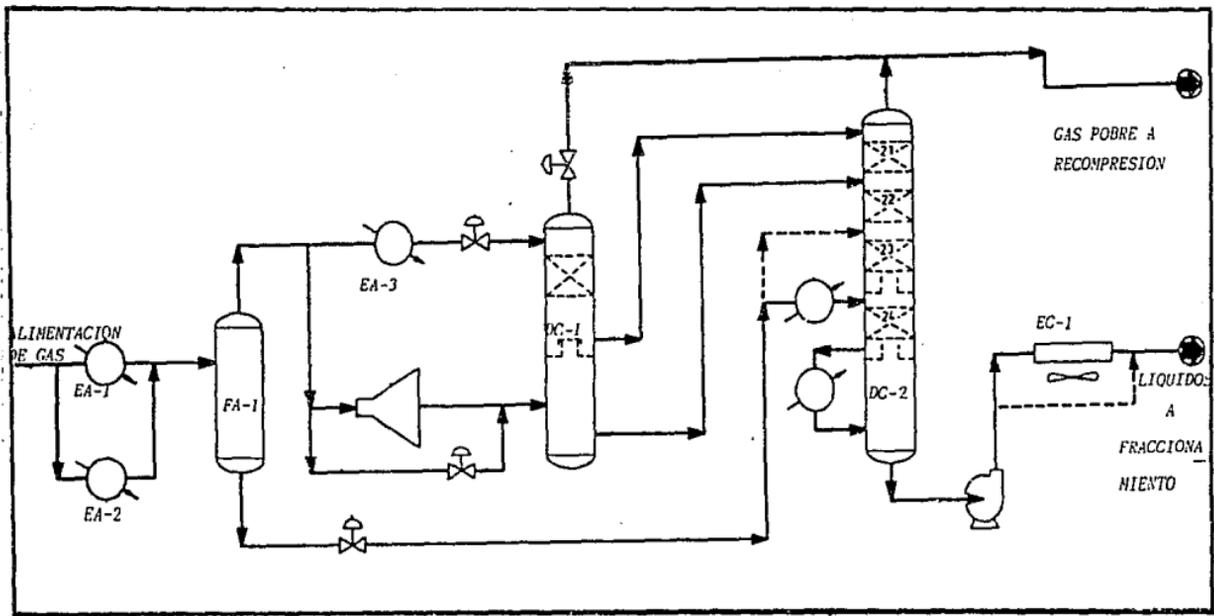


FIGURA 6.11 PROCESO G. D. C.

Del Separador FA-2 se obtiene una corriente intermedia gaseosa que se alimenta a la Columna DC-1 en el plato 22, los líquidos se alimentan en el plato 24 y por la parte superior del Separador FA-2 se obtiene un gas pobre que junto con el producto de domos de la Torre Desmetanizadora, ingresan a la sección de recompresión. En los fondos de la columna se obtiene líquido que pasa a fraccionamiento previo a un acondicionamiento de temperatura en el Intercambiador de Calor EC-1.

iv) SEPARACION POR MEDIO DE MEMBRANAS.

Los métodos que existen para la separación de gases son por adición, adsorción y por difusión de membrana. Los métodos de absorción y adsorción son tecnologías ya desarrolladas, mientras que la difusión de membrana, es comercialmente muy reciente (a partir de 1981).

En este último proceso también los gases son separados en base a sus solubilidades y difusividades a través del material de la membrana. Cuando una mezcla de gases pasa por una membrana de material especial, ciertas porciones de la mezcla se mueven a lo largo de la pared de dicha membrana con una composición diferente a la mezcla original. Entre más grande sea esta diferencia, más grande será la selectividad de la membrana.

Las dos leyes que gobiernan el transporte de gases a través de las membranas, son la Ley de Fick, que predice el flujo de gas que pasa por la pared de la membrana, y la Ley de Henry que predice la concentración del gas a través de la membrana.

El material de la membrana debe tener tres cualidades principales para su selección:

a) Selectividades hacia los gases a ser separados, lo cual impacta directamente en el porcentaje de recuperación del proceso.

b) Permeabilidad o capacidad de flujo de gas que puede permitir la membrana, lo cual influye directamente en la cantidad de membrana requerida.

c) Durabilidad de la membrana, lo que repercute en los costos de mantenimiento y cambio.

Las membranas son fabricadas con materiales poliméricos, cerámicos, metálicos y de vidrio. Los polímeros comúnmente usados para la separación de gases incluyen derivados celulósicos, poliamidas, polimidias, etc.

La Compañía Envirogenic ha desarrollado una membrana de separación, Gasep, de acetato de celulosa, la cual esta empacada en un elemento en espiral a presión. Dicha membrana tiene un diámetro de 4-8 pulg. y una longitud de 40-60 pulg., su espesor es de 0.2 mm. (fig 6.12).

Las principales aplicaciones comerciales que se han realizado hasta la fecha, se muestra en la tabla 6.2.

Las principales ventajas que se han encontrado en estos sistemas son:

- Reducción de costos de capital y operación
- Reducción de requerimientos de calor
- Mínimo espacio para instalación y arranque.

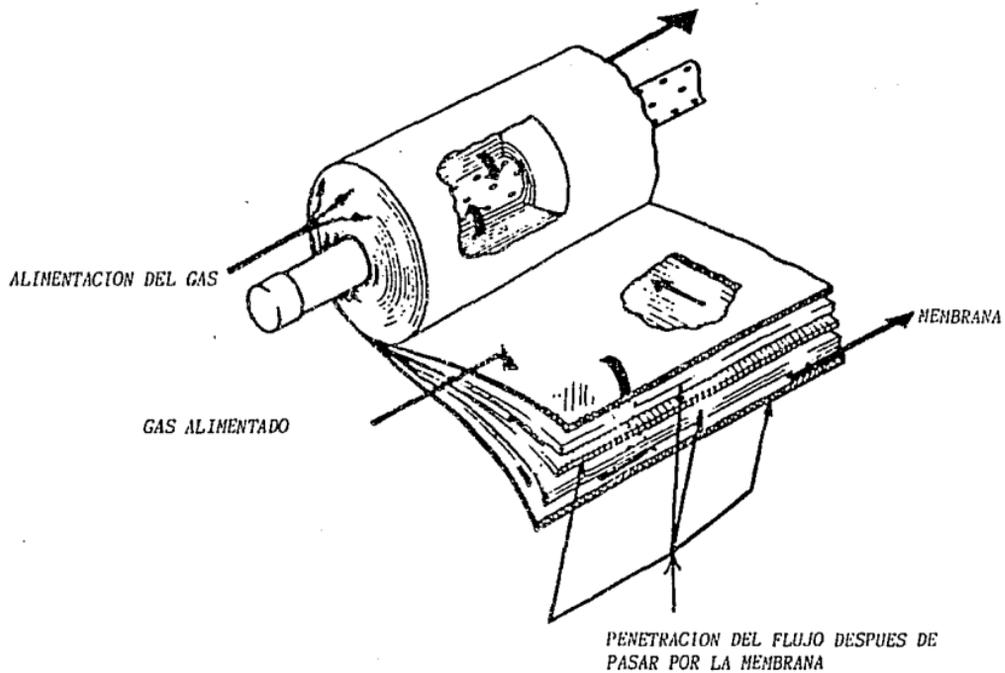
En cuanto al procesamiento del gas natural, una variedad de artículos han aparecido comparando la economía de la separación promedio de la membrana para el tratamiento del gas natural. Casi para todos los sistemas con membrana el costo fue efectivo, pero su baja eficiencia reduce su competitividad; además no es recomendable para flujos altos, ni para aplicaciones donde tanto la alimentación como los productos están a presiones bajas (menores de 350 psig).

6.4 INTERCAMBIADORES DE PLACAS DE ALUMINIO.

Este tipo de intercambiadores se han utilizado en los últimos años dentro de procesos criogénicos. Cada intercambiador esta formado por una serie de placas paralelas provistas de aletas corrugadas, que se encuentran soldadas entre si para formar un intercambiador de sección cuadrada. Las placas generalmente cuentan con cuatro entradas, abiertas o cerradas de acuerdo a las necesidades. Las boquillas de las alimentaciones se extienden a través de los marcos hasta el paquete de placas.

Entre las placas existe un espacio libre por donde pasa el fluido y las placas se mantienen separadas mediante corrugaciones (aletas). Los flujos se alternan en el recorrido de las placas y así el calor es transferido a través de la superficie de la placa. Cuando dos fluidos son manejados en un paso todas las placas tienen cuatro perforaciones, una en cada orilla, excepto en aquella placa que se encuentra justo en seguida del marco. Cada fluido tiene sus canales en paralelo y el paquete de placas se arregla en un solo grupo. Cada fluido corre en un solo sentido a través de las perforaciones, cada dos placas se tiene una perforación con una junta de sello que impide que los líquidos se mezclen.

FIGURA 6.12 MEMBRANA DE SEPARACION GASEP



Este tipo de cambiadores pesa 15 a 20% menos y ocupa el 10% del volumen en base a la superficie que tendría un intercambiador convencional de tubos aletados.

Desde el punto de vista estructural las placas son diseñadas para resistir la diferencial de presión a lo largo del cambiador sin presentar alguna deformación permanente.

Los intercambiadores de placas de aluminio requieren de sólo una décima parte del volumen que ocuparía un cambiador de tubos y coraza. Así, se requiere de menor espacio, menor cantidad de concreto en la cimentación y menor cantidad de material aislante.

Tienen la capacidad de manejar un gran número de corrientes en un solo paquete, por ejemplo en una unidad con seis diferentes servicios, la tubería externa se reduce al mínimo.

Los cambiadores de placas son susceptibles al taponamiento con los finos del material desecante, cascarilla de la tubería o cualquier otro material extraño. En algunas plantas el material de soporte ha fallado y consecuentemente se ha obturado completamente el cambiador de placas localizado corriente abajo. En otros casos la cascarilla de la tubería se acumula en la malla de la boquilla de alimentación y la ha atravesado causando un incremento en la caída de presión.

Los cambiadores de placas son muy susceptibles a los cambios de temperatura, una elevación súbita de esta variable puede causar la ruptura del paquete. Por lo general estos equipos se diseñan para soportar temperaturas altas como de 100 a 150 F.

Los cambiadores de placas muestran una gran tendencia a promover la formación de hidratos ya que el agua se acumula en los intersticios de los marcos que sujetan las placas del cambiador, por lo cual deberá instalarse un sistema de distribución de metanol que inyecte el alcohol a cada una de las placas, se ha podido comprobar que la aspersión de metanol a la entrada del cambiador no es efectiva para la eliminación de los hidratos.

6.5 INFLUENCIA DEL TIPO DE INTERNOS EN UNA TORRE DESMETANIZADORA.

Tradicionalmente se han diseñado torres desmetanizadoras de plantas criogénicas utilizando platos tipo válvula. En años recientes se han encontrado en publicaciones técnicas, que un gran número de compañías diseñan esta torre en base a empaques, aparentemente las plantas en que se ha usado este tipo de torre empacada son de baja capacidad, lo que concuerda con la regla general de que a menor tamaño de una torre es más económico si se usa empaque.

Entre las diferentes compañías que han utilizado torres desmetanizadora empacadas en procesos inorgánicos se encuentran:

Exxon, Mobil Oil Corporation, Mc Dermott Hudson, Engineering, Weather Bay Engineering, Texaco Inc., Gulsby Engineering, Inc., etc.

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) realizó un análisis para determinar la conveniencia de utilizar empaques en una torre desmetanizadora en una Planta Criogénica del Tejar Ver. México que opera desde -121 F hasta -26 F. Las alternativas estudiadas fueron:

ALTERNATIVA 1: Torre desmetanizadora empacada como se muestra en la figura 6.13. Tiene las siguientes características

- 3 diámetros de 9-6", 6-0" y 8-0".
- Empaque de acero inoxidable (anillos ballast).

ALTERNATIVA 2: Torre desmetanizadora empacada (figura 6.13) tiene las siguientes características

- 3 diámetros de 9-6", 6-0" y 8-0".
- Empaque de aluminio (anillos ballast).

ALTERNATIVA 3: Torre desmetanizadora empacada (figura 6.14) tiene las siguientes características

- 2 diámetros de 9-6" y 8-0".
- Empaque de acero inoxidable (anillos ballast).

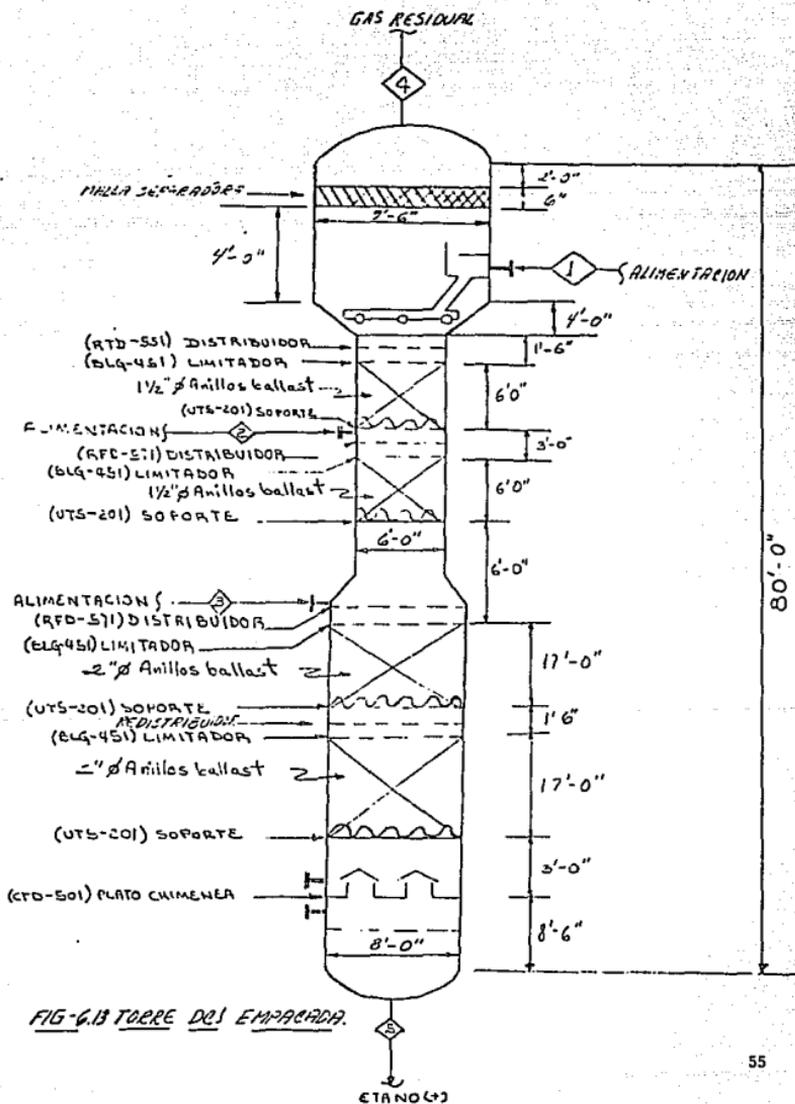
ALTERNATIVA 4: Torre desmetanizadora de platos (figura 6.15) tiene las siguientes características

- 3 diámetros de 9-6", 6-0" y 8-0".
- Platos de acero inoxidable tipo válvula.

ALTERNATIVA 5: Torre desmetanizadora de platos (figura 6.16) tiene las siguientes características

- 2 diámetros de 9-6" y 9-0"
- Platos de acero inoxidable tipo válvula

Las diferencias entre las alternativas de 2 y 3 diámetros, radica principalmente en que los flujos de la sección intermedia de la torre disminuyen considerablemente. Ambos diseños son factibles y operan satisfactoriamente, sin embargo la torre de dos diámetros, podría presentar ineficiencia en esta sección al operar a bajas capacidades. La parte superior de la torre es equivalente para todos los diseños debido a que considera únicamente la separación de la descarga del expansor, la cual es la misma para todos los casos. Al comparar la parte inferior de torres empacadas y de platos, se ve que se requiere un pie menos en la torre empacada debido principalmente a la mayor capacidad de conducción de los fluidos de este tipo de internos.



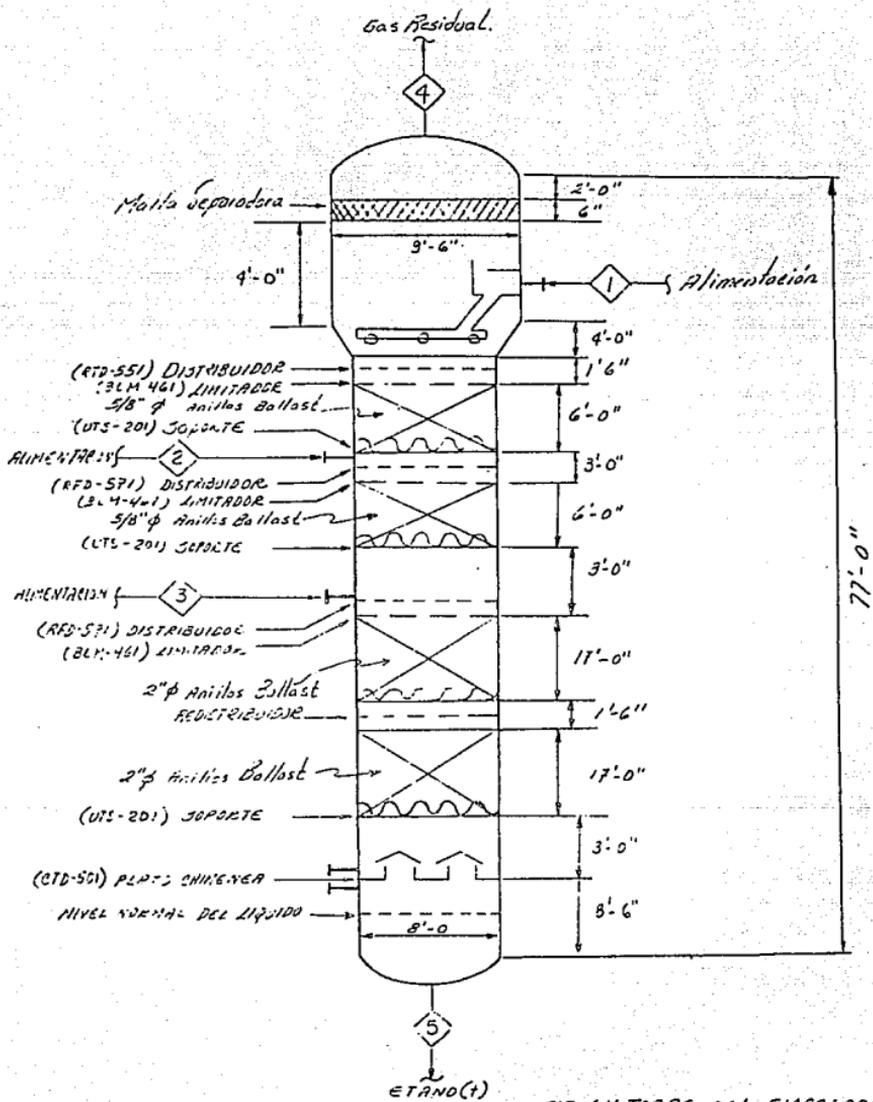
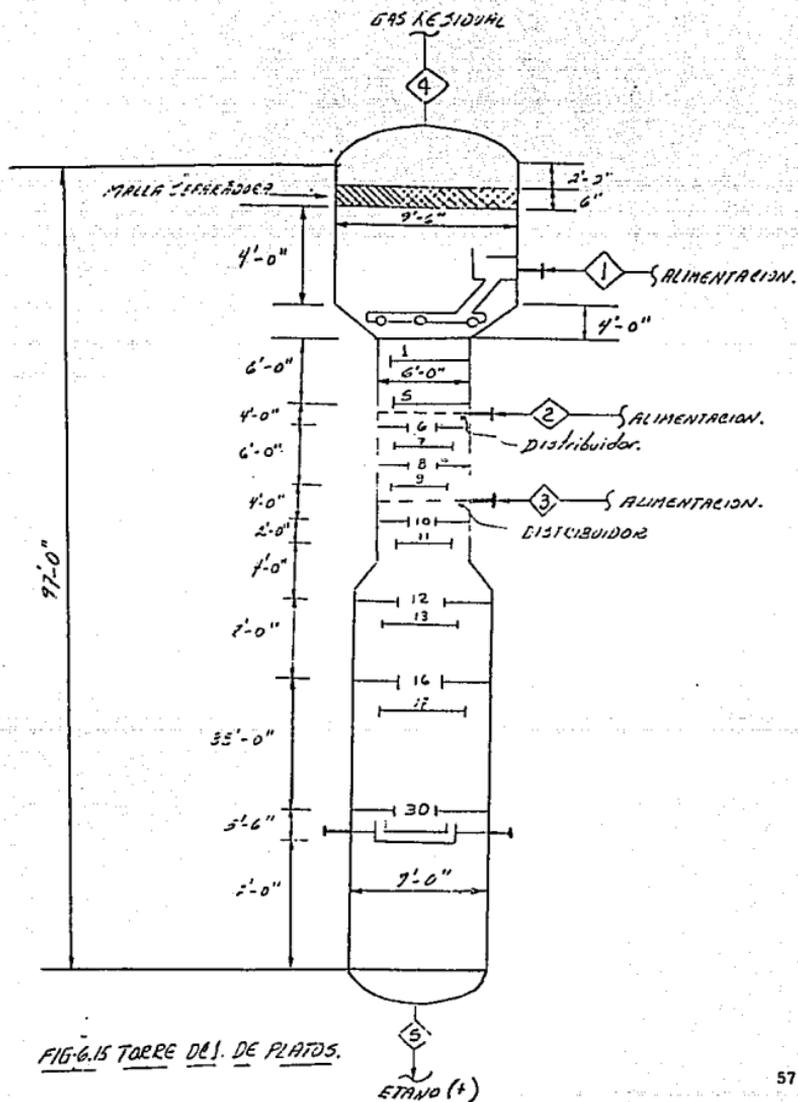


FIG-6.14. TORRE DE EMPAQUADA.



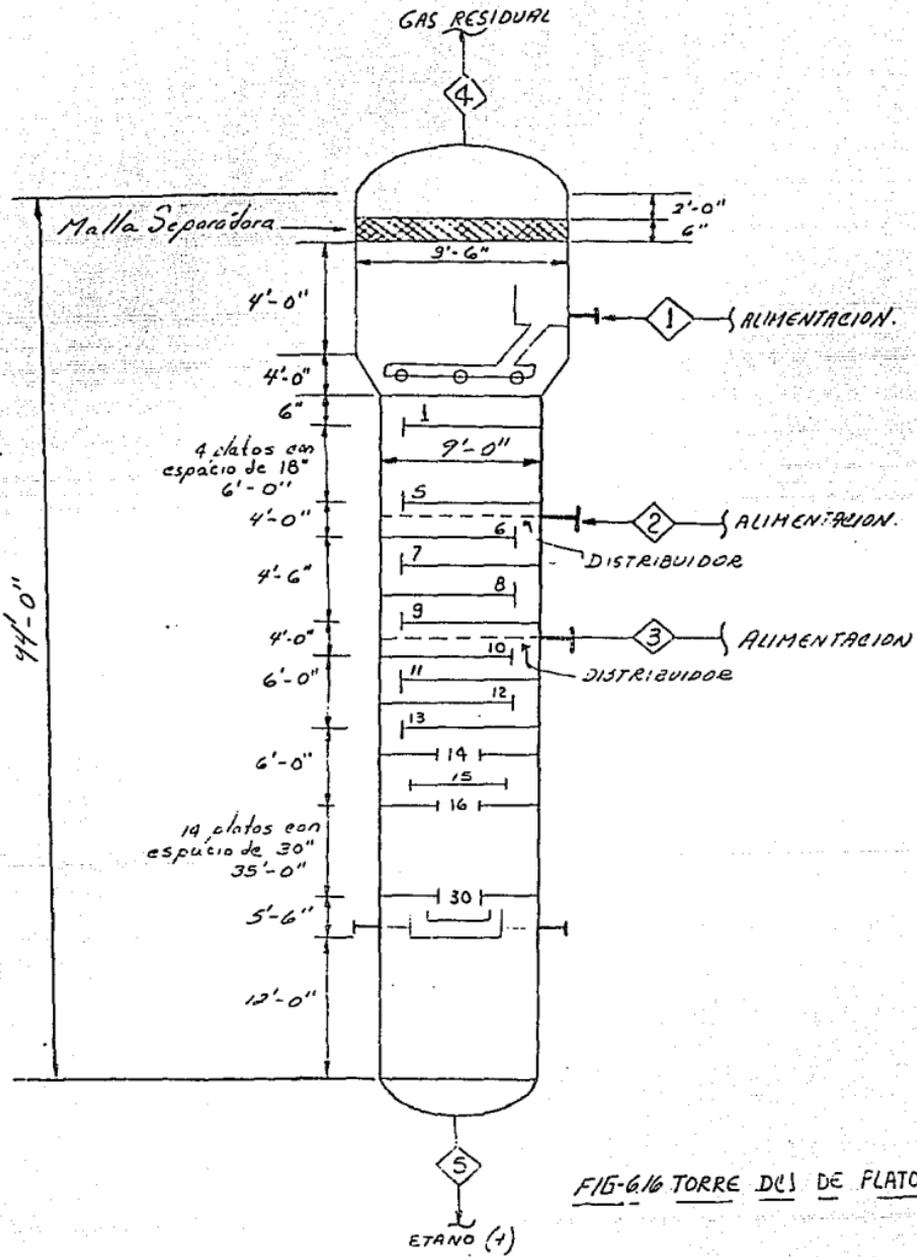


FIG-6.16 TORRE DE PLATOS.

Haciendo una evaluación de costos, tomando en cuenta sólo el costo de los internos, cascarón y cabeza inferior de la torre, para cada una de las alternativas sin tomar en cuenta la parte superior de la torre, ya que esta es igual para todas las alternativas, se llegó a los siguientes resultados mostrados en la Tabla 6.3.

Como se puede observar, el usar una torre de 3 diámetros y empacada, resulta más económico. De acuerdo a los resultados en este estudio, se puede concluir:

- 1.-Ambos tipos de diseño, platos y empaques, son satisfactorios.
- 2.-Los empaques tienen mayor capacidad de conducción de los fluidos, por lo que se obtienen diámetros de torres ligeramente menores.

6.6 EFECTO DE LOS REHERVIDORES LATERALES EN UNA TORRE DESMETANIZADORA.

En una Planta Criogénica, donde se lleva a cabo un proceso de destilación como la desmetanización, existe la posibilidad de obtener ciertos beneficios mediante el empleo de cambiadores de calor que permiten utilizar las corrientes internas de la torre desmetanizadora para el enfriamiento de la corriente de carga con la consiguiente reducción del requerimiento del refrigerante, lo que debe redundar directamente en los costos de inversión y de operación del proceso.

Realizando un análisis de una torre desmetanizadora con rehervidores laterales en un proceso criogénico, permite evaluar y analizar el comportamiento del sistema, en comparación con el de una columna que operaría sin rehervidores laterales cumpliendo con los mismos requisitos del proceso.

En el análisis se revisaron balances de materia y de energía tanto globalmente como individualmente para el etano que es el componente de interés particular en plantas criogénicas de procesamiento de gas natural. También se revisaron los perfiles de operación interna de la columna, etapa por etapa para las variables principales como son los flujos de vapor y de líquido, presiones, temperaturas, y composiciones de las corrientes internas.

Un resumen del análisis nos conduce a las siguientes conclusiones:

1. El balance de materia en la torre desmetanizadora no es modificado por la adición de rehervidores laterales, para una especificación de productos fija.

2. Los requerimientos de energía externa de la columna para una separación dada no se modifican con la inclusión de rehervidores laterales.

3. La integración de rehervidores laterales a una torre conduce a torres de menor diámetro en nuevos diseños de incrementos de capacidad en torres existentes.

4. Manteniendo fijas las especificaciones de salida los rehervidores laterales ocasionan variaciones en las composiciones de las corrientes internas de la columna sin afectar la operación deseada.

5. Los rehervidores laterales significan una fuente potencial de ahorro de energía en el renglón de servicios auxiliares de la planta criogénica.

B) ANALISIS DE LA DEMANDA DEL GAS NATURAL

B) ANALISIS DE LA DEMANDA DEL GAS NATURAL

1. MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL

1.1 EVOLUCION DEL CONSUMO NACIONAL APARENTE DE COMBUSTIBLES

Con el propósito de tener un panorama completo de la evolución de la demanda del gas natural el presente análisis abarca el período 1970-1990.

Asimismo, se destaca la contribución que han tenido a la demanda, las importaciones y las exportaciones.

La demanda del gas natural y gas L.P., ha crecido en términos generales durante las dos últimas décadas. Sin embargo, debido al efecto combinado de: las variaciones de la oferta del energético, características de uso, características de transporte y distribución y política de precios aplicada, dichas demandas han seguido tendencias distintas, como a continuación se verá.

1.1.1 GAS NATURAL

La figura 1.1 muestra el comportamiento del consumo nacional aparente (C.N.A.) del gas natural de 1970 a 1990. Como se puede apreciar en las tres etapas siguientes; la primera, de 1970 a 1977, que se caracterizó por un crecimiento moderado de 37 a 47 MMM3/día; con variaciones anuales de -0.6% en promedio.

Las causas del comportamiento antes mencionado, radican en las siguientes circunstancias:

- En la primera etapa, prevaleció en la industria petrolera la política de lograr la autosuficiencia en el abasto de energéticos, cosa que se consiguió y se puede comprobar con lo mostrado en el cuadro de importaciones de la figura 1.1, desarrollando las actividades de exploración y explotación de yacimientos con moderada intensidad, porque de las 4 zonas productoras del país: norte, centro, sur y sureste, únicamente en esta última se localizaron yacimientos ricos, tanto en gas no asociado como asociado; lo cual se combinó con la declinación natural de la producción en parte de los pozos ubicados en las otras zonas.

- En la segunda etapa, las políticas del sector se orientaron a usar al petróleo como palanca de apoyo para el desarrollo económico del país. De esta forma, con el auge de la exploración y explotación de los yacimientos petroleros como los de la zona marina de Campeche, se registraron los mayores volúmenes de producción, alcanzando niveles de hasta 120 MMm³/día, los cuales permitieron la exportación de excedentes, como se puede apreciar en el cuadro de exportaciones de la figura 1.1.

- En la tercera etapa, la industria petrolera se ha tenido que sujetar a restricciones financieras que han limitado las actividades de exploración y explotación de nuevos pozos, así como la construcción de infraestructura para la recolección, el procesamiento y la distribución del gas natural.

Estas circunstancias se han traducido en un estancamiento del consumo nacional aparente, así como una creciente participación de las importaciones que alcanzaron en 1990 volúmenes cercanos a 1.2 millones de m³/día.

1.1.2 GAS LICUADO

El gas licuado se destina principalmente al consumo doméstico y como carburante.

Como combustible alternativo al gas natural, suele usarse en procesos donde el producto está en contacto directo con los gases de combustión y es sensible a las impurezas, como es el caso de los hornos en la industria del vidrio.

Mediante un análisis, se determinó que la demanda de este energético ha tenido un crecimiento moderado durante el período 1970 - 1977, la contribución de las importaciones varió entre 2.8 y 16.3 MBPD, representando en promedio 17.8% de la demanda aparente anual, en tanto que a excepción de 1975, no se generaron excedentes para exportación.

Durante el lapso 1978 - 1986, el consumo registró su ritmo más alto, pasando de 79.9 a 175.8 MBPD, a una tasa de 14.6% anual en promedio; participando las importaciones con un 7.3% anual en promedio del total demandado, y las exportaciones generadas con 4.8%.

Finalmente, en el período 1987 - 1990 la demanda creció a un moderado 3.4% anual promedio, de 184.4 hasta 216.8 MBPD, siendo la parte que en promedio representaron las importaciones de la demanda total anual de 11.6% y las exportaciones con 12.8%.

1.2 EVOLUCION DE LAS VENTAS INTERIORES DE GAS NATURAL Y GAS L.P.

El comportamiento histórico de las ventas interiores del gas natural y gas L.P. se muestra en la figura 1.3.

Las ventas del gas natural fluctuaron durante el período 1970 - 1990 a un ritmo de 3.2% promedio anual. Durante ese lapso se dieron tres patrones de comportamiento: una etapa de crecimiento moderado, entre 1970 y 1977 de 21.8 a 26.3 MMm³/día, a un ritmo anual promedio de 3.2%; otra donde se alcanzaron los niveles más altos entre 1978 y 1982, pasando de 30 a 38.8 MMm³/día, a una tasa de 7% anual en promedio; y finalmente un descenso con tendencia a la estabilización alrededor de los 34 MMm³/día.

Respecto al gas L.P., la evolución de las ventas ha seguido un ritmo de crecimiento de 9.5% anual en promedio a lo largo del período de referencia,

En la figura 1.4 es mostrada la estructura de las ventas internas del gas natural y del gas L.P. de acuerdo a su poder calorífico, expresado en billones de kilocalorías por año (Kcal/año x 10¹¹).

De lo ilustrado, destaca la correlación que guardan el gas natural y gas licuado a través del período 1970 - 1990, resultando este ser el energético con menor participación en las ventas.

En forma más detallada, se muestra para el año de 1990 la estructura de las ventas, correspondiendo al gas natural el 21%, al gas L.P. el 14% y otros combustibles alternos 65% del total.

De todo lo antes mencionado, se concluye que el 66% de las ventas internas en 1990 correspondió al combustóleo y al gas natural que son los combustibles industriales de mayor uso; y que el 34% restante lo integran el diesel y el gas L.P., energéticos que por estar orientados preferentemente al transporte y al uso doméstico respectivamente, constituyen alternativas restringidas al uso del gas natural en razón a su eficiencia de combustión y a su precio.

1.3 MARCO DE REFERENCIA PARA EL DESARROLLO DEL ESTUDIO

Con frecuencia el término " Gas Natural " se emplea de manera general sin precisar correctamente la etapa de su procesamiento a la que se refiere ya que se menciona por igual al gas natural asociado con el crudo, que al gas natural residual o gas dulce seco que se obtiene de las plantas criogénicas o de absorción.

Por tal motivo, en este inciso se explican los límites del presente estudio, que con ayuda de la figura 1.5 es más fácil de apreciar.

El gas natural al que se hará referencia durante todo el estudio corresponde al gas natural seco, que una vez pasando las diferentes etapas de separación del crudo, endulzamiento y deshidratación, se transporta por el sistema troncal de ductos y sus diferentes ramales para su venta a los consumidores (ventas interiores), o bien para su consumo en instalaciones de Petróleos Mexicanos (autoconsumo después de plantas).

Cabe destacar que el encogimiento del gas natural que se separa del crudo en los procesos de endulzamiento, deshidratación, extracción de licuables, así como las pérdidas por transporte y distribución no son objeto de este trabajo.

Por tal motivo, no se tomará como referencia el consumo nacional aparente de gas natural, que involucra la producción (gas asociado y no asociado) más las importaciones menos las exportaciones, sino que utilizaremos como referencia el volumen de ventas interiores de gas natural más el autoconsumo después de plantas del productor, ya que de esta manera se facilita la agrupación de datos y su comparación con los volúmenes facturados.

1.4 DEFINICIONES

Con el fin de facilitar la comprensión de algunos de los términos relacionados con el gas natural y que se utilizan con mayor frecuencia, a continuación se presentan las definiciones correctas del gas natural en función de la etapa de procesamiento a la que se ha sometido.

Gas Natural.-

Mezcla gaseosa de hidrocarburos e impurezas que se extrae de los yacimientos y que al ser sometida a un proceso de separación, permite obtener sus tres principales componentes: gases, naftas y productos no energéticos.

De acuerdo al nivel de proceso y/o a las características con que es provisto por la naturaleza, el gas natural recibe las siguientes denominaciones:

Gas Natural Asociado.-

Gas natural que se produce conjuntamente con el petróleo crudo.

Gas Natural no Asociado.-

Gas natural extraído de yacimientos en los cuales sólo existe fase gaseosa.

Gas Natural de Formación.-

Recibe esta denominación el gas natural al que aún no se le han extraído las impurezas que generalmente lo acompañan como son ácido sulfídrico, anhídrido carbónico y gases inertes.

Gas natural Amargo.-

Es el gas que aún presenta gases ácidos.

Gas Natural Dulce.-

Esta denominación corresponde al gas que ya fue sujeto de un proceso mediante el cual se le extraen las impurezas, principalmente el azufre. Esta denominación también se aplica al gas natural que se obtiene libre de gases ácidos directamente de los yacimientos.

Gas Natural Rico.-

Gas natural con un alto contenido de etano y otros hidrocarburos que son recuperables como productos líquidos.

Gas Natural Húmedo.-

Gas natural cuyo contenido de agua excede al permitido según determinado contrato o especificación.

Gas Natural Seco.-

Es el gas natural dulce al cual se le extrajeron los líquidos o el que se obtiene de pozos cuyo contenido es básicamente metano, apto para su comercialización y usos doméstico e industrial.

Condensados.-

Hidrocarburos líquidos del gas natural que se recuperan en instalaciones superficiales de separación en campos productores de gas asociado y no asociado. Incluyen hidrocarburos líquidos recuperados de gasoductos, los cuales se producen por condensación durante el transporte del gas natural. Consisten básicamente de pentanos e hidrocarburos más pesados. Por su contenido de azufre se clasifican como sigue:

- Amargos.- Condensados a los que todavía no se les han eliminado los gases ácidos que normalmente acompañan a los hidrocarburos extraídos de los yacimientos.
- Dulces.- Condensados que han sido tratados en plantas para eliminar los gases ácidos.

Líquidos del Gas Natural.-

Hidrocarburos extraídos del gas natural en plantas criogénicas o de absorción. Incluyen etano y propano y más pesados. El etano, propano y butano son gases que requieren presiones y/o temperaturas diferentes de las normales para pasar a fase líquida. Los hidrocarburos restantes, pentanos y más pesados, son líquidos en condiciones normales.

Pentano y más Pesados.-

Mezcla de hidrocarburos líquidos obtenidos del gas natural y de los condensados, la cual se compone principalmente de hidrocarburos parafínicos ligeros.

Productos Petrolíferos.-

Productos que se obtienen del procesamiento de crudo, condensados y líquidos del gas natural. Estos productos comprenden gas licuado, pentanos, gasaviones, gasolinas automotrices, turbosina, querosenos, diesel, combustóleo, lubricantes, grasas, parafinas, asfalto, coque de petróleo, solventes y otros productos. Estos últimos incluyen hidrocarburos olefinicos y parafinicos que se utilizan como materias primas petroquímicas.

Gas L.P.-

Gas licuado de petróleo. Mezcla de propano y butanos, simplemente conocida como gas en el medio doméstico. Es el principal combustible derivado del petróleo que utilizan los hogares mexicanos.

Autoconsumo del Productor.-

Comprende los autoconsumos de gas natural antes de ductos y después de plantas dentro de las plantas e instalaciones de la paraestatal.

Consumo Interno Antes de Ductos.-

Es el gas natural de formación o el gas natural no asociado que se consume en los campos de explotación y producción primaria.

Consumo Interno Después de Plantas.-

Es el gas natural seco utilizado en plantas e instalaciones de Petróleos Mexicanos, como combustible o como materia prima petroquímica.

Ventas Interiores.-

Ventas de gas natural seco que se factura a empresas distribuidoras en el territorio nacional o que efectúa directamente a clientes nacionales para uso final o intermedio.

Encogimiento.-

Merma o reducción en la cantidad del gas natural de formación al ser sometido a los procesos de endulzamiento y extracción de licuables.

1.5 DESTINO DEL GAS NATURAL

Durante el tratamiento en las baterías de separación en plantas endulzadoras y criogénicas, el gas natural es objeto de un encogimiento de tal forma que el volumen de gas seco disponible para ventas interiores y autoconsumo se ve reducido.

En la figura 1.6. se observa la tendencia histórica del destino del gas natural, clasificando en tres grupos: "encogimiento", autoconsumo y ventas interiores.

Esta figura ayuda a entender el porqué las ventas internas y el autoconsumo después de plantas, que tal y como se mencionó en el inciso 1.3, es el objetivo de este estudio, sólo son una fracción del consumo nacional aparente.

Entre 1970 y 1977 el autoconsumo de plantas sólo representó en promedio el 50% de las ventas interiores, sin embargo, el aumento en la producción de petróleo y el desarrollo de la paraestatal a partir de 1978 y hasta 1984, incrementaron el autoconsumo hasta 35 millones de M3/día, es decir un volumen equivalente al 90% de las ventas interiores.

En este mismo período también se incrementó el encogimiento y el gas natural enviado a la atmósfera, esto en parte por carecer de las instalaciones para aprovechar totalmente el gas natural asociado procedente del Mesozoico y de la Sonda de Campeche, así el volumen del encogimiento por endulzamiento, extracción de licuables y envío a la atmósfera representó entre un 20 y 30% del gas natural enviado a procesamiento.

A partir de 1982 se observa una reducción aunque no muy brusca pero constante en la disponibilidad de gas natural que puede explicarse por la disminución de la producción de gas asociado y el impacto en la falta de inversiones en exploración y explotación de nuevos yacimientos.

Aplicando un mayor desglose del consumo de gas natural durante 1990 se puede decir que los principales usos del gas son para: ventas interiores con el 35.4% del total de 95.625 MMm3/día; el autoconsumo de plantas con 32.7%; y el encogimiento, comprendiendo en este caso nada más endulzamiento y extracción de licuables con 20.8%.

1.6 EVOLUCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN MEXICO 1970-1990

La demanda de gas natural seco en México, objeto de este estudio se puede clasificar en dos grupos; el primero corresponde al gas requerido para la operación de instalaciones, tales como refinerías, plantas petroquímicas, sistemas de ductos y servicios en general.

El segundo grupo es el integrado por las ventas interiores, en él se incluye todo el gas que se distribuye a la industria en general, a la CFE para la generación de electricidad y a los distribuidores.

Las variaciones que ha experimentado la demanda a través del periodo 1970-1990 se muestran en la figura 1.7.

En el histograma de la demanda real, se pueden distinguir las tres etapas o épocas que constituyen el período histórico: 1970 - 1977 de crecimiento moderado, 1978 - 1983 de auge, y 1984 - 1990 de descenso con tendencia a la estabilización.

Durante la primera etapa, alrededor del 60% del gas dulce seco fueron destinadas a las ventas internas, creciendo el autoconsumo de plantas de manera moderada; en la segunda, se incrementó la demanda para autoconsumo de manera vertiginosa, al aumento sustancial habido en la capacidad de producción y transformación de hidrocarburos. También las ventas internas experimentaron un repunte como consecuencia del aumento en la actividad industrial.

En la tercera etapa, el autoconsumo de plantas tendió a estabilizarse en alrededor de los 30 MMm³/día, en tanto que las ventas internas descendieron de 38 a 32 MMm³/día, en esta ocasión por la desaceleración de la actividad industrial exceptuando 1990, donde volvieron a situarse en 37 MMm³/día.

En los últimos años el autoconsumo de plantas se ha mantenido ligeramente a la alza en detrimento de las existencias destinadas a las ventas internas, ésto se atribuye al incremento en la utilización de gas como combustible en petroquímica básica.

1.7 ORIGEN Y DESTINO DE LOS COMBUSTIBLES INDUSTRIALES

Para tener un panorama completo de la demanda del gas natural en México, también es necesario observar que es lo que ha sucedido con el gas L.P.

A continuación se presenta una descripción que en forma sencilla explica el origen y el destino de cada uno de estos combustibles.

En cuanto al gas natural, en la figura 1.8 se muestran las procedencias de la oferta del gas natural seco, destinos intermedios y finales, así como los volúmenes respectivos para el año de 1989.

En ese orden de conceptos, las plantas criogénicas y de absorción generaron el 92.12% de los 28,419.8 MMm³ de oferta total, y el resto es complementado por los pozos de gas seco, las refinerías y las importaciones. Del gas disponible, se tuvieron mermas por transportación y distribución y por consumo antes de ductos. Y los destinos finales fueron: autoconsumo de plantas 52.5%, sector industrial 31.5%, centrales eléctricas 12.3% y residencial, comercio y público 3.7% de los 23,904.7 MMm³ demandados.

La información correspondiente al gas licuado aparece en la figura 1.9.

Las plantas de gas aportaron el 72.3% de los 239,615 barriles/día disponibles en 1989. Las refinerías produjeron el 18.6% y se importaron 21,805 barriles/día, que representaron 9.1%.

La mayor parte del gas licuado se destinó al sector residencial, comercial público con 155,750 barriles/día, es decir, el 65%; el sector transporte consumió el 9.6%; el consumo propio del sector alcanzó el 9.4%; se exportó el 12% y el sector industrial consumió el 4%.

1.8 DEMANDA HISTORICA DE GAS NATURAL POR SECTOR CONSUMIDOR

En el presente análisis, los sectores que consumen gas natural seco han sido agrupados de la siguiente manera: generación de electricidad, distribuidores, sector industrial y autoconsumo, con el propósito de identificar las tendencias seguidas en cada uno de ellos, y determinar su importancia estratégica como grupo.

El sector generación de electricidad es el segundo de mayor consumo de gas natural; y durante el periodo 1985-1990 experimentó, con excepción de 1989, un crecimiento sostenido a una tasa promedio anual de 9.7%, y dada la importancia que este energético posee como combustible ecológico, puede esperarse que se incremente el uso del gas en las centrales termoeléctricas, lo que a su vez contribuirá a consolidar la tendencia de crecimiento antes mencionada.

Las empresas distribuidoras de gas natural han manifestado un descenso en su participación en el consumo durante el periodo 1985-1990, siendo la tasa de decrecimiento promedio anual de -10.83%.

Tal circunstancia es atribuible a la mala situación financiera y a la alta depreciación de los activos fijos de la mayoría de estas empresas, las cuales poseen como consecuencia de todo esto una baja rentabilidad.

El sector industrial en su conjunto ha experimentado variaciones en su consumo de gas natural a través del periodo 1985-1990, como se puede observar en la figura 1.12. Esta evolución es atribuible al hecho de que la actividad industrial guarda estrecha relación con el ritmo económico del país; de ahí que en los años 1986 y 1987 el consumo bajó, debido a las condiciones económicas adversas que entonces prevalecieron; aunque durante los últimos tres años el volumen demandado aumentó, por lo que la tasa de crecimiento promedio anual fue de apenas 1.41%.

En el presente trabajo se consideran 34 ramas industriales de las cuales 11 disminuyeron su consumo durante el período de referencia, tal como se indica en la figura 1.14, siendo las tres de mayor declive: las distribuidoras de gas natural (-10.83%), el combustible para las refinerías (-10.41%), y muebles y accesorios metálicos (-9.16%).

Las otras 23 ramas aumentaron su consumo en las proporciones que se indican, destacando las siguientes: combustible para petroquímica básica (16.95%), metalmecánica (15.85%), e industrias básicas de metales no ferrosos (10%).

Asimismo, de la figura 1.15 a la 1.17 se muestra la evolución que ha tenido el consumo de gas durante el lapso 1985-1990 para cada una de estas ramas.

El consumo de gas natural de plantas de la paraestatal en los últimos 6 años ha manifestado en su conjunto un crecimiento moderado que ha variado alrededor de los 30 MMm³/día, con una tasa de crecimiento de 4.3% anual en promedio.

Sin embargo, al desglosar este consumo en sus cinco componentes: materia prima para petroquímica, combustible para plantas petroquímicas, combustible en plantas de refinación, industria petrolera ductos y hospitales, unidades habitacionales y otros servicios, cada uno de estos destinos del gas natural ha manifestado patrones de evolución diferentes.

El gas que se utilizó como materia prima en petroquímica básica en la producción de amoníaco y de metanol, se consumió de forma decreciente durante el lapso 1985-1987, para después experimentar un repunte en 1988 con aumentos moderados en los dos últimos años, lo cual dió por resultado un crecimiento a un ritmo de 3.18% anual en promedio, lo cual se puede observar en la gráfica 1.17.

La operación de las plantas petroquímicas demandó mayores cantidades de gas natural como combustible a través del período de análisis; y aunque en 1987 la demanda se redujo, en los 3 años restantes ésta creció de manera vertiginosa a un ritmo de 16.95% en promedio al año.

La demanda de gas natural como combustible para las refinerías se mantuvo en el lapso 1985-1988 por encima de los 6 MMm³/día con algunas variaciones; pero en los dos periodos restantes disminuyó drásticamente, a causa de la aplicación de programas de ahorro de energía en los centros de refinación, que han dado por resultado reducciones de 10.41% en promedio para todo el periodo.

En cuanto a los dos destinos restantes, industria petrolera ductos y hospitales, unidades habitacionales y otros servicios, experimentaron crecimientos promedio anuales de 4.85% para ductos, y de 4.6% para hospitales, unidades habitacionales y otros servicios.

1.9 UBICACION DEL PATRON DE CONSUMO DE GAS NATURAL POR ESTADO

Con el propósito de tener un panorama general de la demanda de gas natural por estado, a continuación se presenta el análisis de la estructura de consumo para los siguientes grupos: generación de electricidad, Petróleos Mexicanos, distribuidores para uso doméstico e industriales en general, todos ellos ubicados en los estados con mayor consumo en cada grupo.

Durante el año de 1990 se observó que la mayor demanda de gas natural se concentra en 18 Estados de la República Mexicana, de los cuales los más representativos son los estados de Veracruz, Nuevo León, Edo. de México, Coahuila, Guanajuato y Tabasco teniendo estos estados un consumo de gas del 78% del total de la demanda lo cual se debe a la concentración de grandes grupos consumidores como son el sector petrolero que en su gran mayoría se encuentra ubicado en los estados de Veracruz y Tabasco, el sector distribuidor de gas natural en los Estados de Nuevo León y Coahuila, el sector generador de electricidad concentrado en los estados de Nuevo León y Estado de México, y por último el sector industrial que comprende las diferentes ramas productivas distribuyéndose en los 7 estados ya antes mencionados, como se puede apreciar en las figuras 1.18 y 1.19.

En el análisis de la estructura del consumo de gas natural por estado en el periodo 1985 - 1990 se puede observar que la mayor demanda de gas se encuentra ubicada en 7 estados de los cuales el estado de Veracruz es el de mayor consumo con un porcentaje de 37.6%, siguiéndolo en orden de importancia los estados de Nuevo León con un 13%, Estado de México con un 8.8%, Coahuila con un 6.3%, Tabasco con un 6.1%, Guanajuato con un 4.3% y el Distrito Federal con un 3.8%, donde el resto del consumo se encuentra distribuido en los 11 estados restantes (ver figura 1.19).

1.10 CLASIFICACION DEL CONSUMO DE GAS NATURAL POR EQUIPO

Durante el periodo de 1990 el consumo de gas natural fue de 72.43 millones de metros cúbicos por día, de este volumen destaca el consumo para calderas que ascendió a 29.8 millones de m³/día y en segundo término están lo destinado como materia prima y hornos con un consumo de 14.01 y 13.76 millones de m³/día respectivamente. Los otros equipos que registraron consumo de gas son: los secadores con 35,000 m³/día, calentadores con 3.73 millones de m³/día, uso doméstico con 4.17 millones de m³/día, quemadores con 1,000 m³/día, motores de combustión interna, compresores y turbinas con 6.838 millones de m³/día.

En términos porcentuales las calderas consumen el 41.25% del consumo total de gas natural y el 19.05% corresponde a los hornos, notándose que gran parte del consumo de gas natural se usa en las calderas.

El consumo de gas natural que se destina como materia prima representa un 19.3% del consumo total y es utilizado en algunas empresas de la industria química, petroquímica, industria básica del hierro y acero y en su mayor parte, para la industria petroquímica con un consumo total de 14.01 millones de m³/día.

Cabe resaltar que el gas natural que se consume como combustible es el 80.7%, es decir, por cada m³ de gas que se utiliza como materia prima se utiliza 4.18 m³ como combustible.

Por otra parte la paraestatal utiliza el 83% del gas empleado como materia prima y la industria básica del hierro y acero un 15.3%.

1.11 ANALISIS DEL CONSUMO DE GAS NATURAL POR GRUPO INDUSTRIAL

La tendencia de los industriales hacia consolidar la organización de las empresas en grupos industriales, hace interesante ver cual es la participación de los grupos en la demanda de gas natural.

En este inciso se tiene por objetivo cuantificar el volumen de gas natural que demandan los grupos industriales más importantes desde el punto de vista de consumo de gas natural.

Con ello se puede facilitar la tarea de gestión a nivel grupo, sobre el fomento al ahorro de energía y las acciones para establecer en caso de que fuera necesario, la sustitución de gas natural por un combustible alterno.

En relación a las empresas que contiene la tabla 1.48, cabe aclarar dos situaciones: Primero, en los grupos industriales citados no necesariamente se espera que se mencionen todas las empresas que forman parte de dicho grupo por no consumir gas y segundo, es que hay empresas que no forman parte de un grupo, ya que se trata de empresas independientes o bien de empresas paraestatales o simplemente se trata de empresas pequeñas.

A continuación se citan los giros industriales que fueron considerados para este análisis y que resultaron de la identificación de las empresas pertenecientes a 61 grupos industriales entre los que se encuentran los que más gas natural consumen.

Giros Industriales:

- Electrodoméstico
- Bebidas (embotelladoras)
- Metales no ferrosos
- Productos metálicos
- Alimentos (consumo humano y animal)
- Autopartes
- Cemento
- Hierro y acero
- Plásticos
- Papel y cartón
- Petróleo
- Petroquímica
- Química
- Fibras sintéticas
- Vidrio
- Manufacturera
- Productos de minerales no ferrosos.

En la tabla 1.48 se indica la información del consumo, de mayor a menor, de gas natural de los 61 grupos considerados en MMm³/día, observándose que los tres principales consumidores son: Industria Petrolera petroquímica y materia prima, Comisión Federal de Electricidad y la Industria Petroquímica C. En la misma tabla se da el porcentaje del consumo total para los grupos industriales con consumos mayores a 100 mil m³/día.

En resumen, los grupos industriales consumen el 78% de la demanda de gas y sólo 22% corresponde a empresas independientes no identificados con algún grupo.

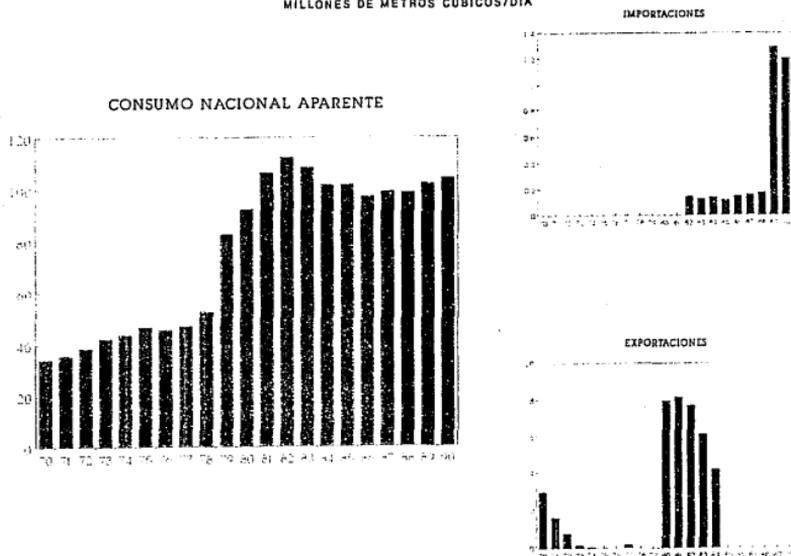
TABLA 1.48

PRINCIPALES GRUPOS INDUSTRIALES Y DE CONSUMO

CLAVE	N O M B R E	CONSUMO TOTAL EN Mmm3/DIA	% DE CONSUMO EN RELACION AL TOTAL
152	INDUST.PETROLERA PETROQ. M.P.	11.658	16.1
173	COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD	11.56	16.0
149	INDUST. PETROLERA PETROQ. C	11.181	15.4
146	INDUST. PETROLERA DUCTOS C.	5.127	7.1
155	INDUST. PETROLERA REF. C.	3.881	5.4
021	GPO. SIDERMEX (HIERRO Y ACERO)	3.237	4.5
101	GPO. QUIMICA PENWALT, S.A. DE C.V.	1.615	2.2
110	GPO. VITRO, S.A. Y SUBS. (VIDRIO)	1.279	1.8
170	TUBOS DE ACERO DE MEX.Y SUBS.	1.056	1.5
027	GPO. INDUSTRIAL ALFA Y SUBS	1.03	1.4
176	FERTIMEX	0.819	1.13
164	CELANESE	0.49	0.676
087	GPO.SAN CRISTOBAL Y SUBS.(PAPEL Y CART)	0.444	0.613
075	GPO. APASCO (CEMENTO)	0.410	0.566
182	KIMBERLY CLARK DE MEXICO	0.319	0.440
158	INDUST.PETROLERA SERVICIOS C.	0.263	0.363
099	GPO. NOVUM, S.A. DE C.V.	0.256	0.353
007	GPO. CERVECERIA MODELO	0.173	0.239
161	CYDSA Y SUBS.	0.154	0.213
093	GPO. RESISTOL (INDUSTRIA RESISTOL)	0.146	0.202
104	GPO. INFRA	0.143	0.197
024	GPO. AUTLAN	0.137	0.189
006	GPO. BAILERS (GPO. CERV.MOCT.)	0.112	0.154
048	GPO. INDUSTRIAL ACETERA	0.094	0.129
045	IND. CONASUPO	0.085	N.S.
140	GPO. INDUST.PEÑOLES Y SUBS.	0.083	N.S.
051	GPO. INDUSTRIAL BIMBO	0.082	N.S.
009	ALUMINIO (MET.NO FERROSOS)	0.07	N.S.
096	IDESA, S.A. DE C.V. (PETROQUIMICA)	0.070	N.S.
078	CEMEX, S.A. Y SUBS. (CEMENTO)	0.065	N.S.
107	GPO. DUPONT	0.065	N.S.
063	VOLKSWAGEN DE MEXICO	0.050	N.S.
113	INDUSTRIAS OXY (QUIMICA)	0.033	N.S.
012	GPO. INDUSTRIAS NACOBRE, S. A.	0.032	N.S.
030	SOLAR	0.030	N.S.
179	GPO. RASSINI Y SUBS.	0.029	N.S.
036	GPO. DESC.SOC.DE FOM.INOL	0.025	N.S.

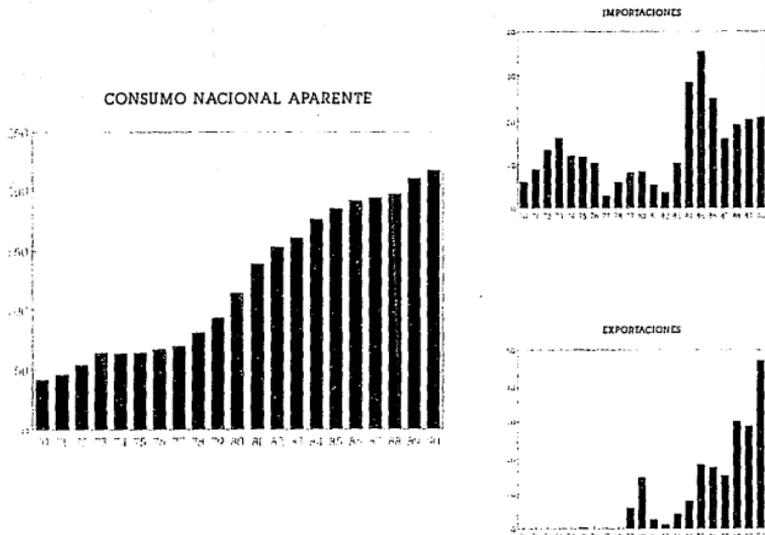
036	GPO. DESC.SOC.DE FOM.INOL	0.025	N.S.
057	GPO. GAMESA (ALIMENTOS)	0.023	N.S.
090	COPARMEX Y SUBS. (PAPEL Y CARTON)	0.0212	N.S.
084	GPO. ZAPATA	0.020	N.S.
066	EATON MANUFACTURERA	0.020	N.S.
015	GPO. INDUSTRIAL GAMESA	0.019	N.S.
003	GPO. CONDUMEX	0.018	N.S.
033	GPO. ACEYAC (HIERRO Y ACERO)	0.018	N.S.
116	GPO. HOTCHST	0.011	N.S.
119	GPO. EMPRESAS FRISCO	0.011	N.S.
122	GPO. CIBA-GEIGY MEXICANA	0.010	N.S.
128	GPO. POLAK	0.009	N.S.
143	GPO. ASBESTOS DE MEXICO	0.007	N.S.
125	GPO. QUIMICA BORDEN	0.006	N.S.
054	GPO. HERDEZ	0.005	N.S.
069	GPO. DINA	0.005	N.S.
004	VALORES INDUSTRIALES	0.005	N.S.
060	GPO. INDUSTRIAS PURINA	0.004	N.S.
185	GPO. ACEROS FORTUNA	0.003	N.S.
018	GPO. SIDEK	0.001	N.S.
072	GPO. FEDERAL MOGUL	0.001	N.S.
188	GPO. BAST	0.001	N.S.
042	GPO.EMP.INDUST.DEL HIERRO	0.0003	N.S.
131	GPO. CORPORACION EL GLOBO	0.00027	N.S.
081	GPO. PROMAX	0.0002	N.S.
			<hr/>
78.021	TOTAL DE LOS GRUPOS		56.515
			<hr/>
	OTRAS EMPRESAS NO IDENTIFICADAS COMO GRUPOS	15.921	21.979
			<hr/>
	GRAN TOTAL	72,436	100%

FIGURA 1.1
 EVOLUCION DEL CONSUMO NACIONAL APARENTE DEL GAS NATURAL 1970-1990
 MILLONES DE METROS CUBICOS/DIA



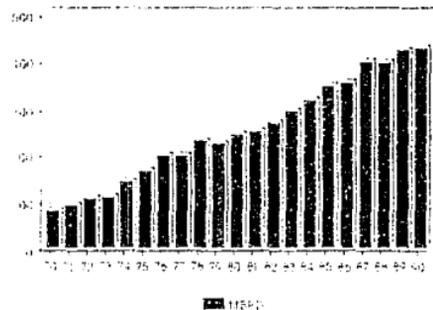
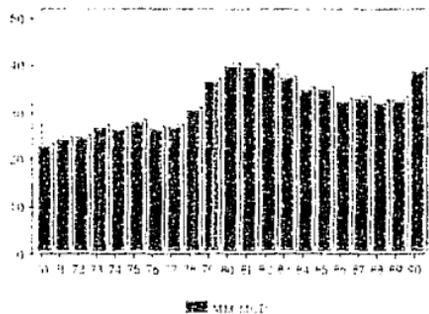
NOTA: CONSUMO NACIONAL APARENTE: PRODUCCION + IMPORTACIONES - EXPORTACIONES
 FUENTE: ANUARIO ESTADISTICO DE PEMEX 1989 Y MEMORIA DE LABORES DE PEMEX 1990

FIGURA 1.2
 EVOLUCION DEL CONSUMO NACIONAL APARENTE DEL GAS LP 1970-1990
 MILES DE BARRILES/DIA

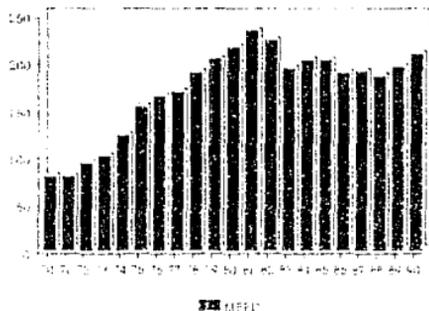


NOTA: CONSUMO NACIONAL APARENTE: PRODUCCION + IMPORTACIONES - EXPORTACIONES
 FUENTE: ANUARIO ESTADISTICO DE PEMEX 1989 Y MEMORIA DE LABORES DE PEMEX 1990

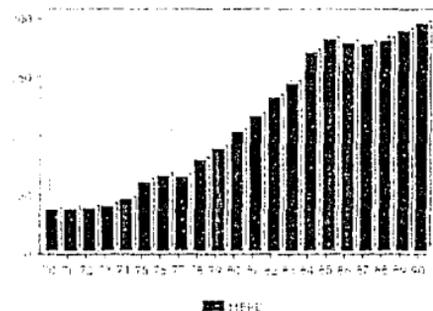
FIGURA 1.3
VENTAS INTERIORES DE COMBUSTIBLES
GAS NATURAL **COMBUSTOLEO**



DIESEL

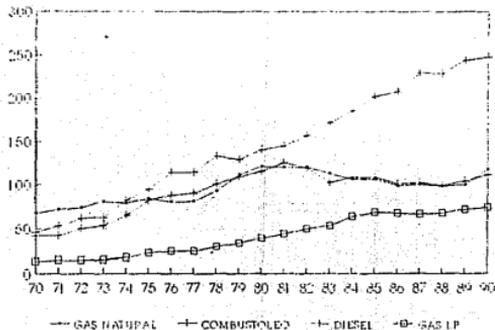


GAS LP

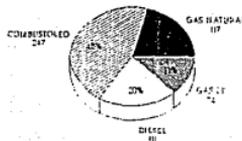


FUENTE: ANUARIO ESTADISTICO DE PEMEX 1989 Y MEMORIA DE LABORES DE PEMEX 1990

FIGURA 1.4
**ESTRUCTURA DE LAS VENTAS INTERNAS POR TIPO DE COMBUSTIBLE
 DE ACUERDO A SU PODER CALORIFICO**
 KCAL/AÑO·10¹²



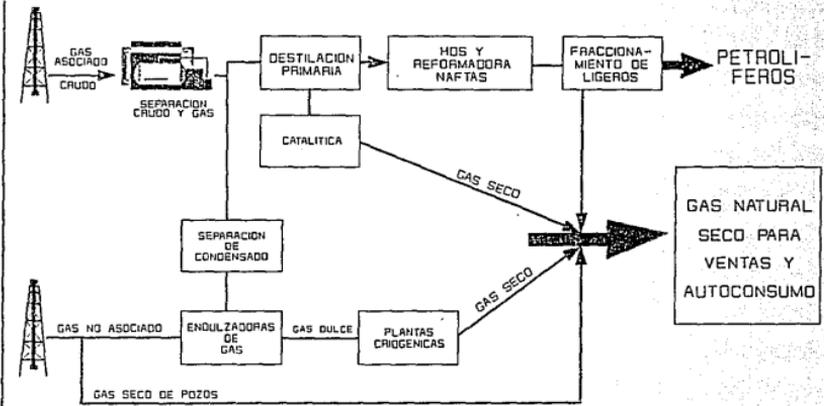
1990



FUENTE: ANUARIO ESTADISTICO DE PEMEX 1989 Y MEMORIA DE LABORES DE PEMEX DE 1990

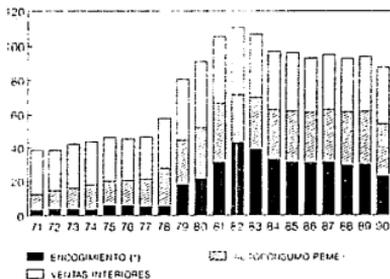
FIG. 1.5

DIAGRAMA DE BLOQUES DEL ORIGEN DEL GAS NATURAL SECO*



* EL GAS NATURAL SECO, OBJETIVO DE ESTE ESTUDIO, TAMBIEN CONOCIDO COMO GAS RESIDUAL PROVIENE PRINCIPALMENTE DE:
PLANTAS CRIOGENICAS
PLANTAS DE ABSORCION
FRACCIONADORAS Y CATALITICAS
POZOS PRODUCTORES Y GAS SECO NO ASOCIADO

FIGURA 1.6
DESTINO DEL GAS NATURAL 1970-1990
 MILLONES DE METROS CUBICOS/DIA



1990



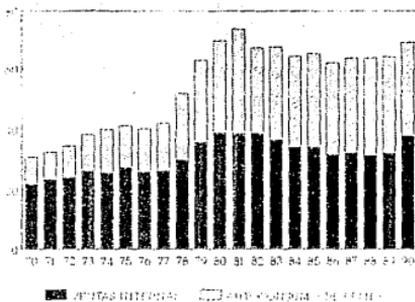
TOTAL DE MILLONES DE METROS CUBICOS/DIA 95 635

• INCLUYE ENCOGIMIENTO POR ENDULZAMIENTO, EXTRACCION DE LICUABLES Y ENVIO A LA ATMOSFERA

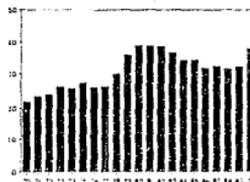
FUENTE: ANUARIO ESTADISTICO DE PEMEX 1989 Y MEMORIAS DE LABORES DE PEMEX DE 1970-1990

FIGURA 1.7
 EVOLUCION DE LA DEMANDA DEL GAS NATURAL EN MEXICO 1970-1990
 MILLONES DE METROS CUBICOS/DIA
 (VENTAS INTERNAS Y AUTOCONSUMO DE PEMEX DESPUES DE PLANTAS)

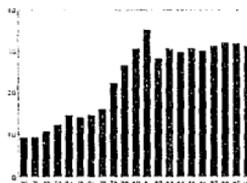
DEMANDA DE GAS NATURAL



VENTAS INTERNAS



AUTOCONSUMO DE PEMEX



FUENTE: ANUARIO ESTADISTICO DE PEMEX 1989 Y MEMORIA DE LABORES DE PEMEX 1990

FIG. 1.8

ORIGEN Y DESTINO DEL GAS NATURAL 1989

(MILLONES DE M³/AÑO)

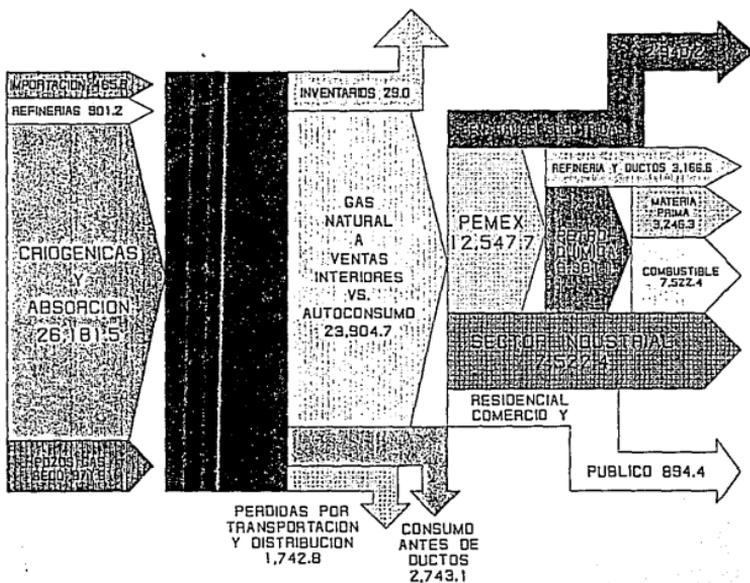


FIG. 1.9
ORIGEN Y DESTINO DEL GAS LICUADO 1989
(BARRILES POR DIA)

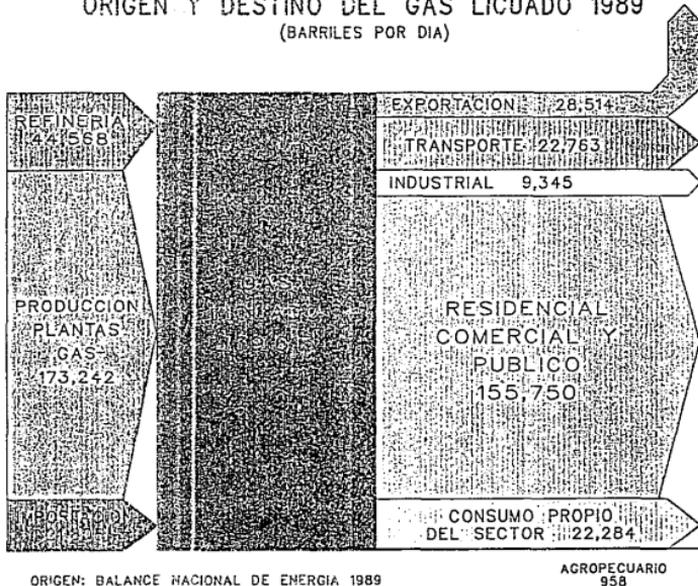
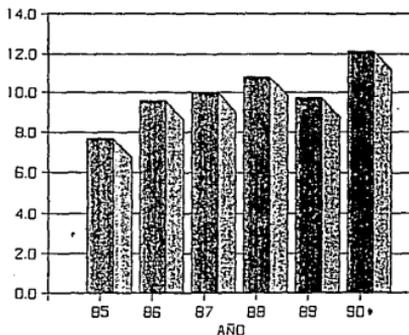


FIG. 1.10

CONSUMO DE GAS NATURAL GENERACION DE ELECTRICIDAD

MILLONES DE METROS CUBICOS/DIA



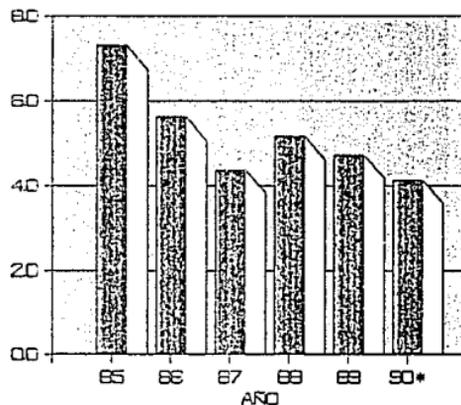
TASA DE CRECIMIENTO
1985-1990
9.7%

* CORRESPONDIENTE AL CONSUMO ACUMULADO AL MES DE OCTUBRE

FIG. 1.11

CONSUMO DE GAS NATURAL A TRAVES DE DISTRIBUIDORES

MILLONES DE METROS CUBICOS/DIA



TASA DE VARIACION
1985-1990

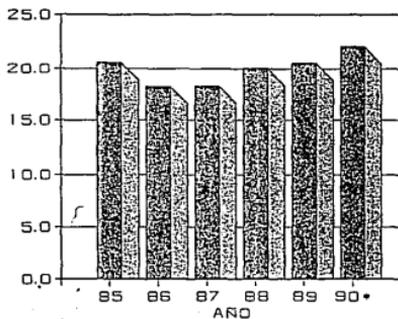
-10.83%

* CORRESPONDIENTE AL CONSUMO ACUMULADO AL MES DE OCTUBRE

FIG. 1.12

CONSUMO DE GAS NATURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL

MILLONES DE METROS CUBICOS/DIA

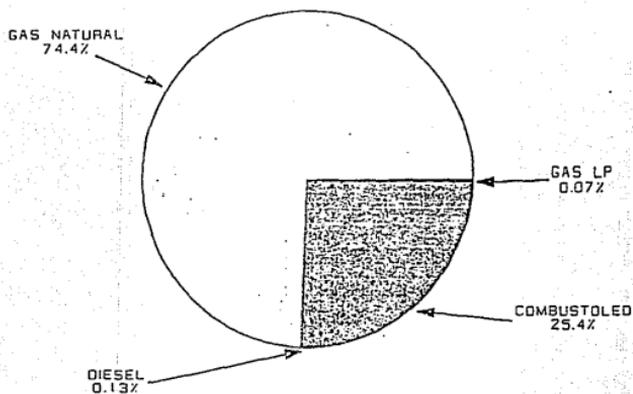


TASA DE CRECIMIENTO
1985-1990
1.41%

* CORRESPONDIENTE AL CONSUMO ACUMULADO AL MES DE OCTUBRE

FIG. 1.13

ESTRUCTURA DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LAS EMPRESAS ENCUESTADAS



EL GAS NATURAL REPRESENTA EL 74%
DE LA ENERGIA DE LOS COMBUSTIBLES
QUE UTILIZAN LAS EMPRESAS ENCUESTADAS

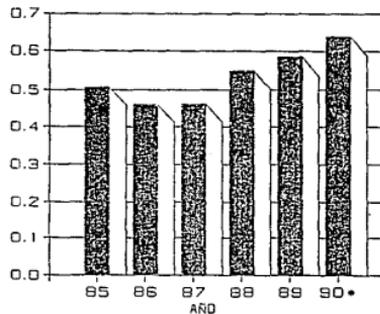
FIGURA 1.14

SECTORES DE LA INDUSTRIA QUE HAN
 MOSTRADO UNA TENDENCIA NEGATIVA
 EN LA DEMANDA DE GAS NATURAL

SECTOR INDUSTRIAL	TASA MEDIA DE CRECIMIENTO ANUAL (1985-1990)
DIST. DE GAS NATURAL	(-10.83)
IND. PETROLERA REF. C.	(-10.41)
MUEBLES Y ACC'S METALICOS	(-9.16)
IND. CEMENTERA	(-8.10)
ENVASADO DE BEBIDAS	(-5.33)
IND. PAPELERA Y CARTON	(-2.71)
IND. HULERA	(-2.70)
IND. PETROQUIMICA	(-2.59)
EQ. MECANICO Y DE PROCESO	(-1.72)
IND. AZUFRERA	(-1.39)
IND. QUIMICA	(-1.11)

FIGURA 1.15
CONSUMO DE GAS NATURAL
IND. BASICAS DEL HIERRO Y ACERO

MILLONES DE METROS CUBICOS/DIA

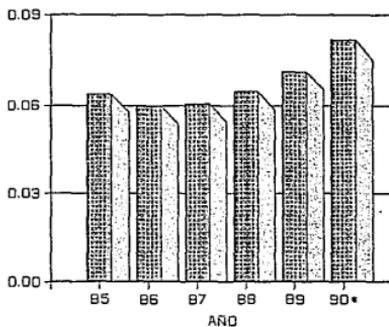


TASA DE CRECIMIENTO
1985-1990
2.3%

* CORRESPONDIENTE AL CONSUMO ACUMULADO AL MES DE OCTUBRE

FIGURA 1.16
CONSUMO DE GAS NATURAL
EQUIPOS Y APARATOS ELECTRICOS

MILLONES DE METROS CUBICOS/DIA



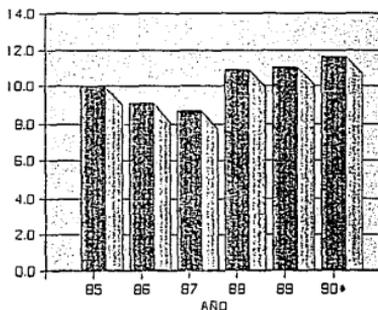
TASA DE CRECIMIENTO
1985-1990
4.56%

* CORRESPONDIENTE AL CONSUMO ACUMULADO AL MES DE OCTUBRE

FIGURA 1.17

CONSUMO DE GAS NATURAL EN PEMEX MATERIA PRIMA PARA PETROQUIMICA

MILLONES DE METROS CUBICOS/DIA



TASA DE CRECIMIENTO
1985-1990
3.18%

* CORRESPONDIENTE AL CONSUMO ACUMULADO AL MES DE OCTUBRE

FIG. 1.18

CONSUMO DE GAS NATURAL POR ESTADO MILLONES M³/DIA (90)

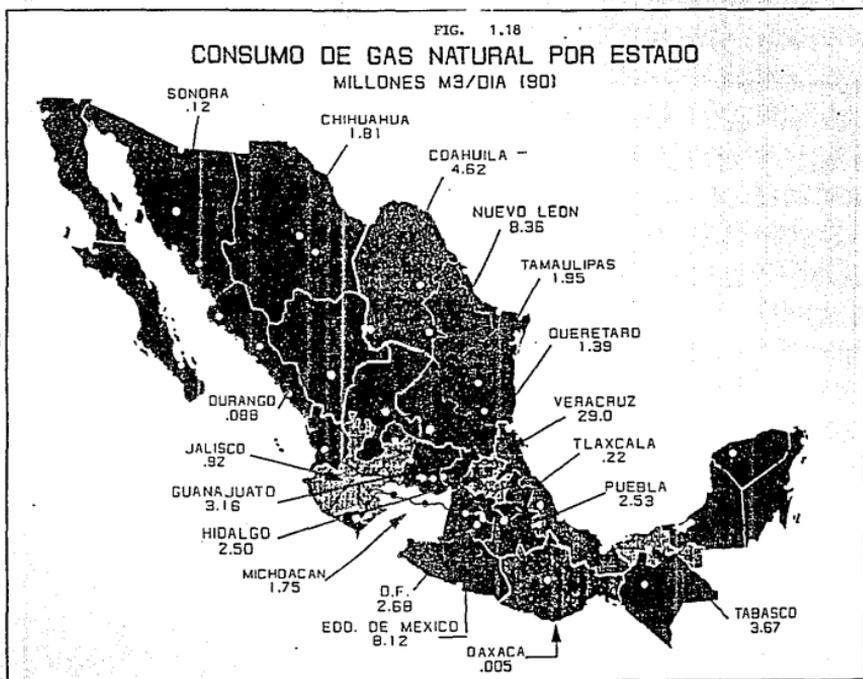


FIG. 1.19

ESTRUCTURA DE CONSUMO DE GAS NATURAL POR ESTADO 85-90

MILLONES M3/DIA

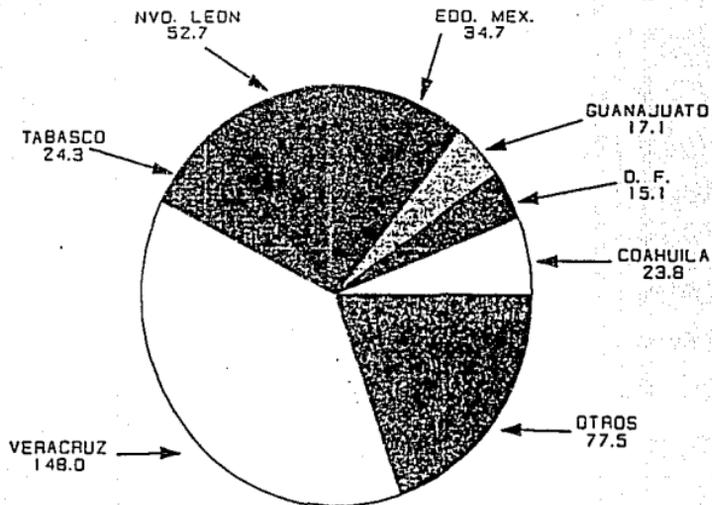
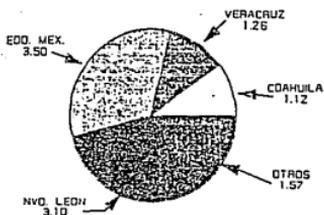


FIG. 1.20

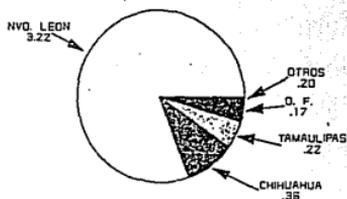
CONSUMO DE GAS NATURAL POR ESTADO

MILLONES DE M³/DIA

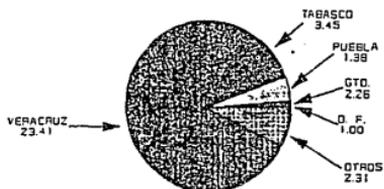
ELECTRICIDAD



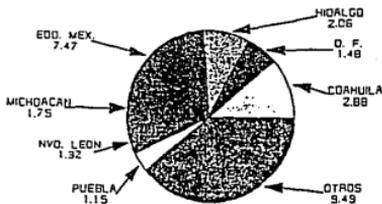
DISTRIBUIDORES



PEMEX



SECTOR INDUSTRIAL



CAPITULO 2. ANALISIS DE LA REORIENTACION DEL PATRON DE CONSUMO DE GAS NATURAL

2.1 CARACTERIZACION DE LA MUESTRA

Con el objeto de realizar la encuesta de uso del gas natural a nivel nacional, se procedió a seleccionar una muestra característica de entidades consumidoras de este hidrocarburo.

Para tal efecto, se decidió dirigir la elección al sector industrial, sin incluir el sector eléctrico, el sector petrolero en sus áreas de refinación y petroquímica, así como el área de distribución de gas natural. Esto se debió principalmente a que algunas de estas áreas requieren un análisis independiente y en otras la utilización del gas está totalmente identificada.

De igual manera se decidió seleccionar una muestra no probabilística que se basara principalmente en el volumen de gas natural consumido por cada empresa, tratando de abarcar un porcentaje representativo del consumo total del sector industrial, para tal efecto fue necesario recurrir a los datos históricos de consumo de los años 1985 - 1990, lo que generó un listado de datos que puede ser consultado en los anexos de este estudio.

Asimismo, se trató de incluir a todas las ramas industriales consumidoras de gas en México. En total, las empresas fueron agrupadas en 28 sectores industriales, que conforman a las 954 empresas que se tienen registradas en Petróleos Mexicanos.

En la figura 2.1 se muestran detalladamente todos los sectores industriales incluidos en este análisis, describiéndose el número de empresas totales por sector, el número de empresas encuestadas por sector, así como el porcentaje que representa el número de empresas encuestadas con respecto al total.

Como puede observarse, el porcentaje de empresas no es homogéneo con respecto al total, debido principalmente, como se ha señalado, a que fueron varios los aspectos que se tomaron en cuenta para definir la caracterización de la muestra.

Otro aspecto que definió la variación en el porcentaje de empresas encuestadas, fue la falta de disposición que tuvieron algunas compañías para contestar oportunamente el cuestionario solicitado.

A pesar de lo anterior, el porcentaje en número de empresas visitadas puede considerarse aceptable dado que el universo analizado es muy grande.

Por otro lado, en la figura 2.2 denominada representatividad de la muestra por volumen de consumo, se pueden observar más claramente los criterios que se siguieron para la caracterización de la muestra. En este aspecto específico puede observarse en la mencionada gráfica que de un volumen total de un poco más de 22 millones de metros cúbicos por día, se visitaron empresas que consumen casi 11 millones de metros cúbicos, que nos da una representatividad de la muestra de 48.14%.

De igual manera, puede observarse que el 82% del consumo total se concentra en los 11 primeros sectores industriales, siendo el mayor el que corresponde a la industria básica del hierro y del acero.

En este sentido, el porcentaje de representatividad alcanzado en cuanto al volumen de consumo se refiere, puede considerarse como confiable.

Otro aspecto que fue tomando en cuenta para la caracterización de la muestra, fue la localización geográfica de las compañías encuestadas. Para tal efecto, se definieron 5 zonas en las que se concentran el mayor número de empresas.

Las zonas quedaron definidas de la siguiente manera:

- Zona Centro: Distrito Federal, Querétaro, Puebla y Toluca.
- Zona Estado de México: Estado de México excepto Toluca.
- Zona Norte: Nuevo León, Coahuila y Chihuahua.
- Zona Golfo y Centro: Veracruz, Tamaulipas, Hidalgo y Guanajuato.
- Zona Occidente: Jalisco, Michoacán.

En la figura 2.3 se puede observar la distribución numérica que tuvieron cada una de estas zonas, en las cuales se trató de tener un equilibrio en el número de empresas, ponderando aquellas zonas en las que existe una mayor concentración de industrias. También se puede observar más claramente, la desviación de la muestra analizada, debido a la falta de disposición de las empresas. Se logró contar con un número de 125 cuestionarios recibidos a tiempo para ser considerados en los resultados finales de este estudio.

2.2 ESTRUCTURA DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES POR SECTOR INDUSTRIAL

En este apartado del estudio, se presenta un análisis de la estructura de consumo de combustibles en las empresas encuestadas, con la finalidad de conocer el estado actual de necesidades en materia de combustibles.

Este análisis estructural se tomará como punto de partida para poder evaluar más adelante las razones técnicas y/o económicas por las que la industria nacional ha dirigido su patrón de consumo hacia determinados combustibles.

Para efecto de comparación energética entre los diferentes combustibles utilizados se presentan los datos en kilocalorías con su correspondiente equivalencia en la unidad de medida comunmente utilizada.

En la figura 2.4 se presenta un análisis general de la estructura de consumo de combustible en las empresas encuestadas. Como puede observarse el gas natural es el combustible más utilizado a nivel general con un porcentaje de participación del 74.4% seguido del combustóleo con un porcentaje del 25.4%. De igual manera, se indica que tanto el diesel, como el gas L.P. tienen una participación marginal en el sector industrial, con un 0.13% y 0.07% respectivamente.

Como puede observarse, todas las empresas encuestadas utilizan al gas natural como su principal combustible a excepción de la industria básica del hierro y del acero, que utiliza principalmente coque, la industria cementera, cuyo combustible de mayor consumo es combustóleo y las de otros productos metálicos, industrias de metales no ferrosos y la industria de equipos y aparatos eléctricos que consumen sobre todo electricidad.

De igual forma puede apreciarse que los siguientes sectores tienen un consumo porcentual de más del 80%: industria azufrera, vidriera, productos a base de minerales no metálicos, productos a base de metales no ferrosos, textil, jabonera, muebles y accesorios metálicos, metal-mecánica, servicios, alimentos para animales, equipos y aparatos electrónicos, madera y plásticos. Estos sectores en conjunto representan la mayor parte del consumo de gas natural a nivel industrial en México.

Siguiendo el orden de importancia podemos situar a las empresas con un rango de consumo entre el 60 y 80% como son: la industria hulera, papel y cartón, equipo mecánico y de proceso y químico farmacéutico.

Asimismo, con menos del 55% se encuentran los sectores: químico, petroquímico, cementero, alimenticio, automotriz y envasado de bebidas.

Por otro lado, es importante tomar en cuenta que dado que en la encuesta se visitaron únicamente empresas que consumen gas natural, es obvio que el porcentaje de este producto incida repetidamente en todos los sectores; sin embargo, deben ser motivo de un análisis detallado las causas por las que estas empresas prefieren ocupar al gas natural como su principal combustible.

Tasas de Crecimiento.

A partir de los 35 sectores industriales el ahorro del gas natural mostró una tendencia positiva y una negativa durante los períodos 1985 - 1990 los cuales se muestran en las figuras 2.5 y 2.6., indicando qué sector tiene una tendencia positiva o negativa mayor de ahorro de gas natural.

2.3 ESTRUCTURA DE CONSUMO DE GAS NATURAL POR EQUIPO Y POR SECTOR INDUSTRIAL

Después de haber analizado la estructura de consumo de combustibles en los diferentes sector industriales, en esta sección se encontrará un análisis del consumo exclusivamente del gas natural para cada uno de los usos encontrados en las compañías visitadas.

Para poder manejar más adecuadamente la información obtenida, ésta fue agrupada por cada sector industrial en estudio, debido a que se tienen coincidencias en la utilización de este combustible en procesos y equipos similares.

De esta manera se podrá observar de una manera global cuál es el comportamiento del consumo por cada actividad productiva específica.

A continuación presentamos el porcentaje del consumo de gas natural por tipo de equipo que fueron encontrados en la encuesta, así como el porcentaje de consumo de cada uno con respecto al total.

Calderas	42.0%
Hornos	20.9%
Materia Prima	19.9%
Calentadores	13.3%
Secadores	1.9%
Incineradores	1.1%
Calcinadores	0.8%
Quegador de campo	0.1%

100.0%

Como puede observarse, la mayor parte del gas que es consumido en equipos de combustión, siendo las calderas y los hornos los equipos con mayor contribución con un 62.9% en conjunto. En este grupo de equipos se pueden encontrar alternativas para una posible sustitución de combustible.

También es importante el consumo registrado como materia prima que representa el 19.9%. Este dato corresponde principalmente a las industrias básicas del hierro y acero.

En la figura 2.7. se muestran los datos de utilización de gas por cada sector productivo.

El mayor consumo en calderas corresponde a la industria papelera y cartón que contribuye con casi el 20% del total. Otras industrias con gran consumo en el equipo de calderas son la azufrera y la química que tienen el 17.8% y 18.7% respectivamente.

Por lo que se refiere a los hornos, las industrias vidrieras y básicas del hierro y acero tienen un porcentaje del 22% y 30% respectivamente, que en total tienen un volumen de 1'192,440.3 metros cúbicos por día.

También tienen un consumo importante en hornos las industrias cementera, básica de metales no ferrosos y productos a base de minerales no metálicos, con un porcentaje de 12.1, 10.5 y 6.8% respectivamente.

En lo que se refiere a los calentadores las industrias básicas del hierro, del acero y azufrera tienen un consumo del 49.2% y 37.8%.

Para el caso de los secadores el mayor consumo se encuentra en la industria alimenticia y en la industria cementera con un 32.8% y 31.36% del consumo total de este equipo.

Los incineradores, calcinadores y quemadores de campo son equipos que no tuvieron una gran representatividad en las industrias visitadas y sólo son usados en procesos particulares.

En el caso de los incineradores, la industria química tiene el consumo más importante con una participación del 77.5%. Para los calcinadores el mayor consumo se presenta en la industria cementera con un porcentaje del 76%, asimismo, para los quemadores de campo el 100% del uso del gas natural se generó en la industria petroquímica.

Como puede desprenderse de los párrafos anteriores, en general el consumo de gas natural de acuerdo a las diferentes utilizaciones se encuentra centralizado en algunos sectores productivos por lo que es importante centrar la atención en estas entidades; ya que cualquier medida de ahorro o sustitución que puede realizarse en estos sectores repercutiría favorablemente en la disminución de la demanda de gas natural. En consecuencia es necesario estudiar a fondo los diferentes procesos productivos de los sectores antes citados con la finalidad de determinar posibles acciones concretas.

Los datos presentados se encuentran en metros cúbicos/año y las dimensiones de las barras son proporcionales a las cantidades obtenidas, lo que permite visualizar en forma gráfica el comportamiento actual del consumo y utilización de gas natural.

FIGURA 2.7.
 CONSUMO DE GAS POR EQUIPO
 (MILLONES DE METROS CUBICOS/DIA)

SECTOR INDUSTRIAL	1	2	3	4	5	6	7	8
BAS.DEL HIERRO Y ACERO	.214	.500		2.145	.715			
QUIMICA	.860	.043	.002	.003	.007	.092	.015	
AZUFRERA	.823				.548			
VIDRIERA		.691			.015		.004	
PETROQUIMICA	.689	.028		.024	.044	.006		.008
PAPEL Y CARTON	.914		.020		.006			
CEMENTERA	N.S.	.276	.065		.017		.066	
ALIMENTICIA	.201	.034	.068		.006			
FERTILIZANTES	.305		.023					
PROD.A BASE DE MINERALES NO METALICOS		.156			.056		N.S.	
BAS.MET.NO FERROSOS	.040	.240			.007	.010		
TEXTIL	.011					.009		
AUTOMOTRIZ	.012	.087	N.S.		.002			
ENVASADO DE BEBIDAS	.183							
OTROS PROD.METALICOS	.004	.024						
JABONERA	.097	.026	.001		.012			
HULERA	.115	.004	.001					
MUEBLES Y AC.METALICOS		.014		*				
METALMECANICA	.004	.078					N.S.	
SERVICIOS	.020					N.S.		
ALIM.PARA ANIMALES	.014	.026						
AP.ELECTRODOMESTICOS	.006	.046	.007		N.S.			
EQ.Y AP.ELECTRONICOS	.044	N.S.						
MADERA	.014		.017		.013			
PLASTICOS	.006							
EQ.MEC.Y DE PROCESO	.004	.004			N.S.			
QUIM.FARMACEUTICA	.006							
EQ. Y AP. ELECTRICOS	N.S.							
T O T A L	4.599	2.286	2.207	2.174	1.452	.118	.086	.008

1: CALDERAS 2: HORNOS 3: SECADORES 4: MAT. PRIMA
 5: CALENTADORES 6: INCINERADORES 7: CALCINADORES
 8: QUEMADOR DE CAMPO

FUENTE: ENCUESTA REALIZADA A 125 EMPRESAS.

2.4 ANALISIS DE LAS CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LOS EQUIPOS EN LAS EMPRESAS ENCUESTADAS

El presente apartado contiene un análisis de las principales características de operación de los equipos de combustión, para determinar la posibilidad de recuperación y uso óptimo del calor generado por el gas natural.

Para tal efecto, se recopiló información en las 125 empresas encuestadas acerca del exceso de aire, temperatura de gases de combustión, uso y frecuencia de uso de analizadores de gas y utilización de precalentadores de aire.

A continuación se presentan los resultados obtenidos del estudio de cada uno de estos factores.

EXCESO DE AIRE Y TEMPERATURA DE GASES DE COMBUSTION

La combustión es una oxidación exotérmica controlada, la cual depende del oxígeno presente en el aire. El exceso de aire reduce la cantidad de combustible sin quemar en los gases de combustión y la formación de humo negro. Para equipos con combustión que utilizan gas natural como combustible se puede hablar de un 20% de exceso de aire o el equivalente para mantener 100 ppm máximo de combustible presente en los gases de combustión. En equipos que utilicen combustóleo es conveniente un 30% de exceso de aire. Arriba de estos valores por cada 1% de exceso de aire disminuye la temperatura de flama aproximadamente 9 grados centígrados.

La determinación del exceso de aire se hace en los gases de combustión. Este es función del oxígeno presente en la corriente de gases a la chimenea.

De igual manera, la temperatura de los gases de combustión sirve de base en la estimación del porcentaje de pérdida en combustible.

En base a lo anterior para cuidar el proceso de combustión, se hace necesario que el industrial cuente con equipos para monitorear el exceso de aire, así como la temperatura de los gases de combustión en la base de la chimenea; esto es, contar con analizadores para oxígeno presente en los gases de combustión y con un termómetro bimetalico o un termopar a consola de temperatura.

De las empresas encuestadas que utilizan analizadores de gases. De estas, el 74.4% utiliza analizadores y el 25.6% no lo hace, lo cual da idea de que las tres cuartas partes de los encuestados, si se preocupan por medir el exceso de aire.

La temperatura de gases de combustión depende mucho del tipo de equipo; para el caso de generadores de vapor, calentadores e incineradores, es posible disminuir la temperatura de los gases, hasta aproximadamente 200°C aprovechando su energía mediante la utilización de precalentadores para aire; temperaturas menores de 200 grados centígrados, indica que están utilizando otra forma de ahorro de energía, como sucede en la Industria Azufrera en la cual precalientan el agua directamente mediante la utilización de economizadores, para posteriormente enviarla a los deareadores con el objeto de eliminar el oxígeno y el bióxido de carbono y de aquí, esta agua precalentada es alimentada a los generadores de vapor y a los calentadores, por lo que las temperaturas de los gases a la salida de la chimenea resultan ser del orden de los 50 a 60 grados centígrados.

Las temperaturas arriba de 200 grados centígrados indican que se está perdiendo energía y que no se ha preocupado por aprovechar la energía térmica de los gases.

Los equipos en los cuales la temperatura de los gases es superior a los 400 grados centígrados son considerados de baja eficiencia térmica debido al tipo de proceso que están llevando a cabo. Sin embargo, es posible que se pueda aprovechar la energía disponible en los gases utilizando éstos para precalentar lotes de carga o bien, si el proceso es continuo, se recomienda utilizar precalentadores para aire de combustión.

Disminuir el exceso de aire y la temperatura de los gases de combustión a niveles lo más bajo posibles sería lo ideal, esto aumenta considerablemente la eficiencia de un equipo, quizás hasta un 91% con un buen arreglo del sistema de precalentamiento para aire.

PRECALENTAMIENTO DE AIRE PARA LA COMBUSTION

El criterio de diseño de un calentador a fuego directo hasta antes de 1973 se establecía la filosofía de obtener eficiencias térmicas del 75 a 80% y excesos de aire hasta de 60%. En la actualidad, con la crisis energética que se inició en 1973, esta filosofía ha cambiado radicalmente y en las nuevas unidades de proceso se buscan incrementos de eficiencia térmica mediante la generación de vapor, la adición de economizadores o precalentadores para aire, con objeto de obtener eficiencias hasta del 91%. Esta filosofía no sólo se ha aplicado a estos equipos, sino a todos los diversos equipos con combustión.

2.5 AHORRO DE GAS NATURAL

De acuerdo a las características obtenidas de la medición de las diferentes variables estudiadas en el inciso anterior, se procedió a hacer una estimación del ahorro potencial que se pudiera obtener en caso de que las empresas inicien o continúen un programa definido de ahorro de energía.

Estas mediciones del nivel potencial de ahorro están basadas por un lado, en el compromiso manifestado por las empresas para efectuar las acciones correctivas pertinentes, y por otro lado, en la estimación del especialista encuestador de acuerdo a la observación directa de las condiciones actuales de la empresa analizada.

Ya que estos valores no han surgido de un análisis energético detallado deben considerarse como estimaciones gruesas y en todo caso, como valores máximos que se podrían obtener en condiciones óptimas de implantación de medidas de ahorro.

Para efecto de evaluar con mayor exactitud el nivel de ahorro potencial estimado, la información fue dividida en dos grupos que se denominan medidas de ahorro potencial a corto plazo y medidas de ahorro potencial a largo plazo.

Se denominan medidas de ahorro a corto plazo a aquellas que pueden implementarse en un lapso no mayor a un año, por lo que se trata de medidas de inversiones de capital muy bajas, implicando principalmente modificaciones operacionales y/o mantenimiento correctivo.

Las medidas de ahorro a largo plazo se consideraron aquellas que requieren para su implementación de un lapso que va de un año hasta cuatro años como máximo, que incluye optimizaciones de proceso y equipos apoyados en proyectos de ingeniería, que implican cambios, adiciones y modificaciones a los equipos existentes y/o cambios en la operación del proceso. En algunos casos, se consideran tecnologías de punta o con un lento factor de obsolescencia.

Para efecto de presentar la información obtenida fueron generados dos listados en los que se describe con detalle cada uno de los ahorros potenciales por empresa, incluyendo el porcentaje estimado de ahorro por empresa y por giro. El primer listado se refiere a los ahorros potenciales a corto plazo y el segundo listado a los ahorros potenciales a largo plazo. Estos listados pueden ser consultados en el anexo de este estudio.

Por lo que se refiere a las medidas a corto plazo encontramos que a la industria básica del hierro y acero corresponde el mayor ahorro estimado con un 15.85%, siguiendo en importancia la industria vidriera con un 14.4%, la industria química con un porcentaje de ahorro del 13.37%, así como la industria papelera y cartón con un 10.34%.

En lo que se refiere a las medidas a largo plazo, la industria azufrera es la que mayor porcentaje de ahorro obtuvo con un 28.74%, después se encuentra la industria petroquímica con un porcentaje de ahorro del 9.16%.

Es importante hacer notar, que la variación existente en el porcentaje de ahorro de cada uno de los sectores industriales, depende de varios factores como son el estado actual en que se encuentran sus programas de ahorro de energía, así como el grado de concientización que se tenga sobre la importancia del desarrollo de estos programas.

Es por esto, que el hecho de que un sector industrial tenga bajo el nivel de ahorro estimado puede deberse a que ya ha desarrollado un programa aceptable de ahorro de energía.

En las figuras 2.8 y 2.9 se presentan los porcentajes de ahorro de energía sin considerar la agrupación por sector industrial.

En lo que se refiere a las medidas de ahorro a corto plazo, encontramos porcentajes estimados que van del 1 al 50%. Sin embargo, el mayor porcentaje se concentra en los siguientes grupos: los que esperan ahorrar del 4.6% (21 empresas) del 10-12% (17 empresas), del 13-15% (14 empresas), del 1-3% (13 empresas), del 7-9% (10 empresas). En total estas 60 empresas constituyen cerca del 70% de las empresas encuestadas con programas vigentes, por lo que podemos decir que el rango del 1 al 15% de ahorro nos representaría el más común que se pudiera presentar en la industria en general.

Debe notarse que existe un porcentaje alto de empresas que no reportaron ahorros potenciales, que constituyen el 30.4% siendo en total 38 empresas.

Este porcentaje es muy alto si se considera la importancia que tiene el desarrollo de un programa de este tipo, por lo que se hace necesario implementar los mecanismos para concientizar a la planta productiva para que en su totalidad utilicen eficientemente el poder calorífico de los combustibles.

En el caso de las medidas a largo plazo nos encontramos en la muestra obtenida, que 20 empresas reportaron 10% de ahorro estimado, 25 empresas tienen 4-6%, 14 empresas con 1-3%.

También debe hacerse notar que en este caso, el porcentaje de empresas que no reportaron un ahorro a largo plazo es de 40.8% (51 empresas). Esto se debe principalmente, a que para el desarrollo de estas medidas es necesaria una inversión de capital, lo que algunas empresas no consideran de carácter prioritario.

Por último, haciendo una observación global de los resultados obtenidos, tenemos que el ahorro total posible, en caso de que las empresas cumplieran sus programas de energía, sería de poco más de 130 millones de metros cúbicos anuales para las medidas a corto plazo y poco más de 215 millones de metros cúbicos anuales para las medidas a largo plazo.

Si se hiciera una extrapolación de estas cifras a nivel general, encontraríamos que el volumen de gas utilizado ineficientemente es elevado, por lo que es indispensable evitar el derroche energético.

2.6 SUSTITUCION DEL GAS NATURAL POR COMBUSTIBLES ALTERNOS

El uso eficiente de los energéticos se considera como una de las alternativas más factibles de llevar a cabo, por las ventajas que presenta con respecto a otras medidas como son la sustitución de equipos, la sustitución de combustibles, etc.

En este inciso se presenta un análisis general para definir los potenciales de sustitución del gas natural por otro combustible alterno.

Cabe aclarar que la información que se presenta es de carácter general y estimativo del porcentaje de sustitución del gas natural en los diferentes sectores industriales.

La aplicación de medidas concretas de sustitución de combustibles dependerá de las posibilidades técnicas y financieras de cada empresa, incluyendo el apoyo del Gobierno Federal a estos proyectos.

Los porcentajes de sustitución se obtuvieron con base a la encuesta realizada en los diferentes sectores industriales a 125 empresas.

En la encuesta se consideraron las posibilidades o restricciones técnicas, tanto de las instalaciones, proceso, equipo y producto.

Como resultado del análisis de la información mencionada se determinó que en promedio el 48.8% de las empresas encuestadas es factible la sustitución del gas natural.

Asimismo, de la información recopilada se obtuvieron los porcentajes de consumo de gas natural, considerando una prioridad de sustitución a los equipos generadores de vapor industrial (calderas), por las ventajas técnicas operacionales que representan para el uso de combustibles alternos.

El porcentaje global de sustitución potencial del gas natural por un combustible alternativo, de acuerdo a la encuesta es del 51%.

Tomando como referencia los porcentajes de sustitución por sector industrial, obtenidos de la encuesta y los consumos específicos por estados, es posible obtener los valores de sustitución que potencialmente podría realizarse a nivel nacional.

Para esta situación, se deberá considerar los lineamientos ecológicos por parte de la SEDUE, en cuanto a el uso y la no sustitución del gas natural en industrias ubicadas en zonas de alta contaminación, como es el caso del Distrito Federal, Estado de México, Guadalajara y Monterrey.

Para tomar la decisión de la sustitución de gas natural por un combustible alternativo se requiere de un estudio detallado en lo que se refiere a equipo, proceso e instalaciones, así como de una inversión que dependerá de la magnitud de las adaptaciones que sea necesario efectuar.

A manera de ejemplo y en forma general se enlista a continuación, los conceptos de inversión, así como los principales equipos y/o accesorios involucrados en la sustitución del gas natural, ya sea por diesel o combustóleo.

SUSTITUCION DEL GAS NATURAL POR DIESEL:

Inversión inicial:

- Tanques de almacenamiento
- Ductos, válvulas, filtros, instrumentación
- Bombas (con motor eléctrico y turbina de vapor)
- Quemadores
- Serpentin de calentamiento en lugares de baja temperatura ambiente.

Costos de operación:

- Costo de bombeo y eventual calentamiento

Costos de mantenimiento:

- Mantenimiento del sistema de almacenamiento y bombeo
- Soplado de hollín
- Reparaciones en la superficie de transferencia, en el equipo de recuperación de energía y en refractarios.

SUSTITUCION DEL GAS NATURAL POR COMBUSTOLEO:

Inversión inicial:

- Cisterna de almacenamiento
- Tanque de día
- Cambiador de calor de succión de cisterna
- Serpentin de calentamiento de cisterna
- Ductos, filtros, instrumentación
- Bombas (con motor eléctrico y turbina)
- Cambiadores de calor para el calentamiento final del combustóleo
- Quemadores

Costos de operación:

- Bombeo
- Calentamiento
- Atomización del combustible

Costos de mantenimiento:

- Mantenimiento del sistema de almacenamiento, bombeo, calentamiento y atomización
- Soplado de hollín
- Reparaciones en la superficie de transferencia, en el equipo de recuperación de energía.

FIG. 2.1

REPRESENTATIVIDAD DE LA MUESTRA POR NUMERO DE EMPRESAS

SECTOR INDUSTRIAL	EMPRESAS TOTALES POR SECTOR	EMPRESAS ENCUESTADAS	% DE EMPRESAS
IND. BASICAS DEL HIERRO Y ACERO	74	7	9
INDUSTRIA QUIMICA	110	12	11
INDUSTRIA AZUFRERA	3	3	100
INDUSTRIA VIGRIERA	36	7	19
INDUSTRIA PETROQUIMICA	19	7	37
INDUSTRIA PAPELERA Y CARTON	23	8	35
INDUSTRIA CEMENTERA	29	7	24
INDUSTRIA ALIMENTICIA	130	9	7
ABONOS Y FERTILIZANTES	17	6	35
PROD. A BASE DE MIN. NO METALICOS	82	7	8
IND. BASICAS DE METALES NO FE.	42	7	17
INDUSTRIA TEXTIL	69	1	2
INDUSTRIA AUTOMOTRIZ	56	6	10
ENVASADO DE BEBIDAS	17	3	17
OTROS PRODUCTOS METALICOS	59	4	7
INDUSTRIA JABONERA	8	4	50
INDUSTRIA HULERA	13	3	23
MUEBLES Y ACC'S. METALICOS	12	1	8
INDUSTRIA METALMECANICA	26	5	19
SERVICIOS	35	3	9
INDUSTRIA ALIMENTICIA P/ANIMAL	24	1	4
APARATOS ELECTRODOMESTICOS	9	4	44
EQUIPOS Y ACC'S. ELECTRONICOS	9	1	11
INDUSTRIA DE MADERA	3	2	66
INDUSTRIA DE PLASTICOS	15	1	7
EQUIPO MECANICO Y DE PROCESO	17	3	17
INDUSTRIA QUIMICA Y FARMACEUTICA	8	1	12
EQUIPOS Y APARATOS ELECTRICOS	9	2	22
TOTAL	954	125	13

FIG. 2.2

**REPRESENTATIVIDAD DE LA MUESTRA POR VOLUMEN
DE CONSUMO (METROS CUBICOS/DIA)**

SECTOR INDUSTRIAL	VOLUMEN DE CONSUMO MUESTRA TOTAL POR DIA	VOLUMEN DE CONSUMO MUESTRA ENCUESTADA POR DIA	
IND. BASICAS DEL HIERRO Y ACERO	6'458,471.33	3'576,648.32	55.37
INDUSTRIA QUIMICA	2'399,324.48	1'024,939.73	42.74
INDUSTRIA AZUFRERA	1'387,862.31	1'387,862.31	100.00
INDUSTRIA VIDRIERA	1'579,996.85	711,342.47	45.02
INDUSTRIA PETROQUIMICA	1'267,138.41	801,947.55	63.29
INDUSTRIA PAPELERA Y CARTON	1'266,745.49	941,369.56	74.31
INDUSTRIA CEMENTERA	1'179,659.57	425,460.27	36.07
INDUSTRIA ALIMENTICIA	1'305,905.38	309,931.51	23.66
ABONOS Y FERTILIZANTES	618,559.59	329,632.68	40.15
PROD. A BASE DE MIN. NO METALICOS	1'036,734.33	213,443.04	19.46
IND. BASICAS DE METALES NO FE.	862,712.23	298,356.16	34.58
INDUSTRIA TEXTIL	421,564.54	21,589.04	5.12
INDUSTRIA AUTOMOTRIZ	386,749.66	103,095.68	26.89
ENVASADO DE BEBIDAS	314,640.66	183,731.51	58.39
OTROS PRODUCTOS METALICOS	236,939.69	29,473.97	11.92
INDUSTRIA JABONERA	261,793.76	137,369.66	52.47
INDUSTRIA HULERA	197,879.21	121,852.05	61.58
MUEBLES Y ACC'S. METALICOS	141,882.30	14,794.25	10.40
INDUSTRIA METALMECANICA	164,910.34	83,326.03	50.53
SERVICIOS	108,077.00	20,183.08	18.68
INDUSTRIA ALIMENTICIA P/ANIMAL	142,655.28	40,767.12	28.59
APARATOS ELECTRODOMESTICOS	82,331.76	60,556.90	73.58
EQUIPOS Y ACC'S. ELECTRONICOS	33,821.74	45,205.48	133.84
INDUSTRIA DE MADERA	48,018.00	43,534.79	90.85
INDUSTRIA DE PLASTICOS	41,800.91	6,673.67	15.90
EQUIPO MECANICO Y DE PROCESO	22,369.26	9,639.36	43.09
INDUSTRIA QUIMICA Y FARMACEUTICA	22,395.67	6,201.27	28.14
EQUIPOS Y APARATOS ELECTRICOS	15,531.69	854.79	5.50
TOTAL	22'250,509.13	10'900,027	49.14

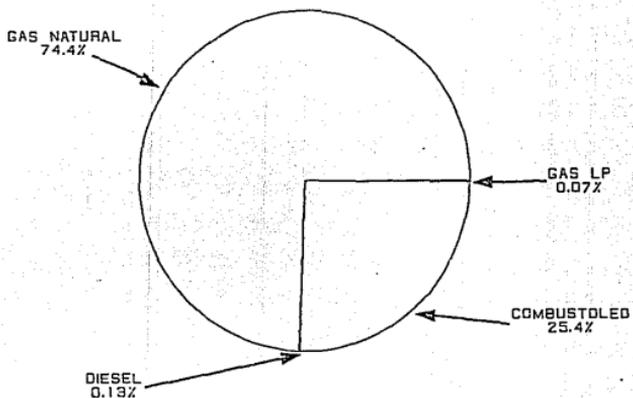
FIG. 2.3

NUMERO DE EMPRESAS ENCUESTADAS POR ZONA

GRUPO	ZONA	No. DE EMPRESAS VISITADAS	CUESTIONARIOS RECIBIDOS	CUESTIONARIOS PENDIENTES	X RECIBIDOS/VISITADOS
I	CENTRO: DISTRITO FEDERAL, QUERETARO, PUEBLA Y TOLUCA.	33	26	7	79
II	EDO. DE MEX.: ESTADO DE MEXICO EXCEPTO TOLUCA.	39	32	7	82
III	NORTE: NUEVO LEON, COAHUILA Y CHIHUAHUA.	36	21	15	53
IV	GOLFO Y CENTRO: VERACRUZ, TAMAULIPAS, HIDALGO Y GUANAGUATO	30	25	5	81
V	OCCIDENTE: JALISCO Y MICHOACAN.	23	21	2	91
	TOTALES:	161	125	36	78

FIG. 2.4

ESTRUCTURA DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LAS EMPRESAS ENCUESTADAS



EL GAS NATURAL REPRESENTA EL 74%
DE LA ENERGIA DE LOS COMBUSTIBLES
QUE UTILIZAN LAS EMPRESAS ENCUESTADAS

FIG. 2.5

SECTORES DE LA INDUSTRIA QUE HAN
MOSTRADO UNA TENDENCIA NEGATIVA
EN LA DEMANDA DE GAS NATURAL

SECTOR INDUSTRIAL	TASA MEDIA DE CRECIMIENTO ANUAL (1985-1990)
DIST. DE GAS NATURAL	(-10.83)
IND. PETROLERA REF. C.	(-10.41)
MUEBLES Y ACC'S METALICOS	(-9.16)
IND. CEMENTERA	(-8.10)
ENVASADO DE BEBIDAS	(-5.33)
IND. PAPELERA Y CARTON	(-2.71)
IND. HULERA	(-2.70)
IND. PETROQUIMICA	(-2.59)
EQ. MECANICO Y DE PROCESO	(-1.72)
IND. AZUFRERA	(-1.39)
IND. QUIMICA	(-1.11)

FIG. 2.6

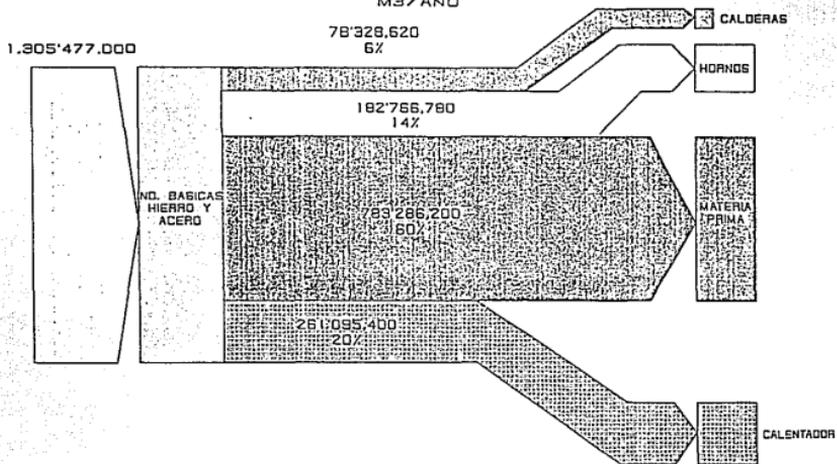
**SECTORES DE LA INDUSTRIA QUE HAN MOSTRADO
UNA TENDENCIA POSITIVA EN LA DEMANDA
DE GAS NATURAL**

SECTOR INDUSTRIAL	TASA MEDIA DE CRECIMIENTO ANUAL (1985-1990)
IND. PETROLERA PETROD. C.	(16.95)
IND. METALMECANICA	(15.95)
IND. BASICAS DE METALES NO Fe.	(10.00)
GENERADORA DE ELECTRICIDAD	(9.71)
IND. ALIMENTICIA PARA ANIMALES	(9.30)
PROD. A BASE DE MINERALES NO METALICOS	(8.54)
IND. ALIMENTICIA	(6.41)
SERVICIOS	(7.00)
IND. JABONERA	(6.99)
APARATOS ELECTRODOMESTICOS	(5.09)
IND. PETROLERA DUCTOS C.	(4.95)
IND. PETROLERA SERV.	(4.60)
EQ. Y APARATOS ELECTRICOS	(4.56)
IND. PLASTICOS	(4.43)
IND. PETROLERA PETROD. MP.	(3.18)
IND. BASICAS DEL HIERRO Y ACERO	(2.3)
IND. AUTOMOTRIZ	(2.3)
EQ. Y ACCESORIOS ELECTRONICOS	(2.0)
IND. QUIMICA FARMACEUTICA	(1.92)
ABONOS Y FERTILIZANTES	(1.64)
OTROS PRODUCTOS METALICOS	(1.40)
INDUSTRIA DE MADERA	(0.892)
IND. VIDRIERA	(0.114)

FIG. 2.7

CONSUMO Y UTILIZACION DE GAS NATURAL IND. BASICAS DEL HIERRO Y ACERO 1990

M3/AÑO



LAS EMPRESAS HYLSA Y SID. DEL BALSAS
OCUPAN EL 100% DEL GAS NATURAL COMO MATERIA PRIMA

FIG. 2.8

PORCENTAJES DE AHORRO DE COMBUSTIBLE CON LAS MEDIDAS A CORTO PLAZO
(BASE: 125 EMPRESAS)

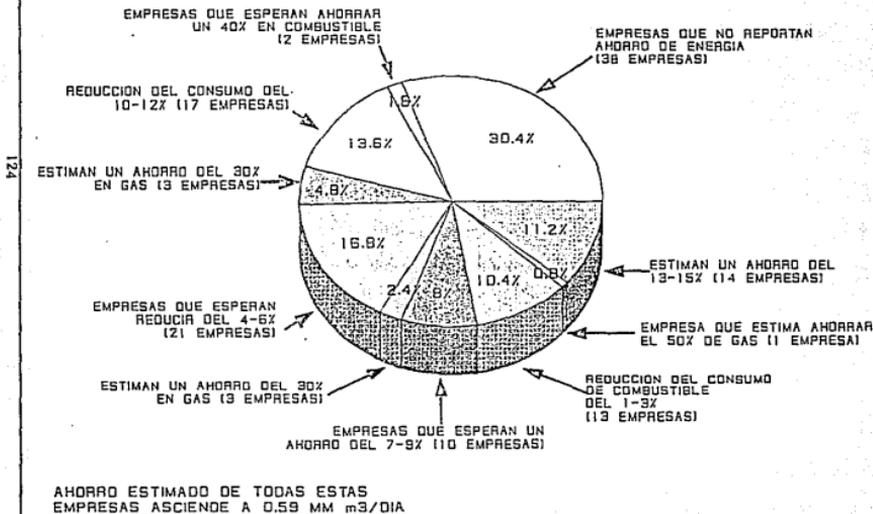
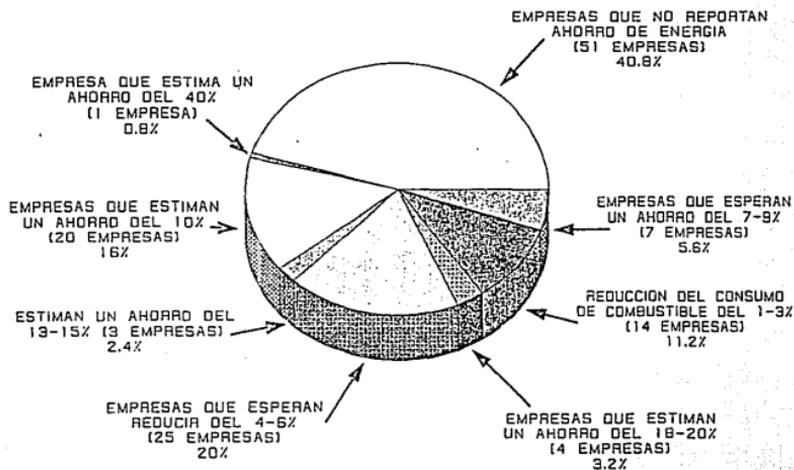


FIG. 2.9

PORCENTAJES DE AHORRO DE COMBUSTIBLE CON LAS MEDIDAS A LARGO PLAZO

(BASE: 125 EMPRESAS)



AHORRO ESTIMADO DE TODAS ESTAS EMPRESAS ASCIENDE A 0.36 MM m³/DIA

CAPITULO 3. ANALISIS DE PRECIOS DEL GAS NATURAL Y GAS L.P.

En el presente estudio se realizaron análisis de precios nacionales e internacionales de la Costa Golfo de los Estados Unidos, para los combustibles: gas natural y gas L.P.

Objeto del análisis de precios.

Con este análisis se pretende hacer una comparación del precio de la energía obtenida a partir de estos combustibles en primer lugar, utilizando los precios nacionales y posteriormente los precios en la Costa Golfo de los Estados Unidos.

Para tal efecto, en el tratamiento de los precios nacionales y partiendo como dato de los precios corrientes, se obtuvo la evolución a precios constantes del gas natural y gas L.P., en función del índice de precios al consumidor de derivados del petróleo al mes de diciembre de cada año con base 1978=100, y llevándolo con su respectivo cambio de base 1990=100 para obtener de esta manera precios nacionales constantes a precios de diciembre de 1990 (ver figura 3.1).

De la misma manera, se hizo la conversión a precios constantes de los valores para estos combustibles Costa Golfo en los Estados Unidos, utilizando diferentes publicaciones como el Petroleum Industry Statistics y el Purviniand Gertz, Inc., con cuyos indicadores se calcularon los precios constantes a precios de diciembre de 1990 (ver figura 3.2).

En la última sección de este capítulo se hace una comparación del costo de la energía en dólares por MMBTU de los precios nacionales contra los de la Costa Golfo de los Estados Unidos, con el único fin de ver la tendencia de estos costos en ambos países, así como la diferencia que existe a este respecto a cada uno de los combustibles (ver figura 3.3).

3.1 PRECIOS NACIONALES

3.1.1 EVOLUCION DE PRECIOS DEL GAS NATURAL Y GAS L.P.

En la tabla 3.2 se observa en cada una de sus partes el comportamiento que han tenido los precios nacionales de los combustibles expresados a precios de diciembre de 1990. Por lo que respecta al gas natural desde 1980 ha aumentado su precio en terminos reales aproximadamente 3.4 veces al pasar de 71 pesos a 243 pesos/m³, sin embargo, en promedio entre 1987 y 1990 se ha mantenido en 286 pesos/m³ aunque en este valor no se considera el pico alcanzado en el año de 1987 que se puede explicar por la política instrumentada por el Gobierno Federal al incrementar los precios de los energéticos justo antes de iniciar el pacto, para mantenerlas sin variación durante dos años.

El gas L.P. entre 1983 y 1985 tuvo una disminución del 30% en términos reales, con respecto al precio de 1980. Posteriormente se incrementó su precio en 1986, 1987 y 1988 y actualmente el precio en términos reales, está al mismo nivel que en 1980.

3.1.2 COMPARACION DE PRECIOS DEL GAS NATURAL Y GAS L.P. EN FUNCION DE IGUALDAD CALORIFICA

En la tabla 3.4 podemos ver el comportamiento que han tenido los precios nacionales de los combustibles expresados unicamente para fines comparativos en dólares de diciembre de 1990 por cada millón de BTU. En esta tabla es muy interesante comparar los precios de una misma cantidad de energía, obtenida para diferentes gases.

Para el mismo período el gas L.P. resultaron más caros que el gas en un 62%. En 1987 aumentan los precios de estos combustibles industriales con respecto a 1986 en los siguientes porcentajes: gas natural 216%, y el gas licuado 218% situación que prevaleció al pacto. Desde 1989 hasta la fecha, puede decirse que en términos reales los precios se mantuvieron con ligeras fluctuaciones entre los siguientes rangos:

Gas natural	2.46 - 3.30	dólares de diciembre de 1990/MMBTU
Gas L.P.	2.95 - 3.32	dólares de diciembre de 1990/MMBTU

El gas L.P. fue el combustible que más redujo su diferencia con respecto al gas natural, pues en términos reales en 1980 su precio fue superior en un 310% y en diciembre de 1990 esta diferencia fue de sólo el 20%.

3.1.3 COMPARACION RELATIVA DE PRECIOS DEL GAS NATURAL Y GAS L.P.

Considerando el gas natural como el energético de referencia y con el objeto de observar la relación que mantiene en su precio con otros combustibles alternos, el siguiente análisis muestra una comparación de la proporción de los precios del gas L.P. en relación a los del gas natural.

Cabe aclarar que en 1988 la relación del precio con respecto al gas se elevó debido al ajuste real que tuvieron los energéticos y como consecuencia del pacto, éstos se mantuvieron durante el año sin cambio alguno.

Finalmente con respecto al gas L.P., éste fue en promedio 92% más caro que el gas natural.

En la tabla 3.5 se muestra que de 1980 a 1985 la proporción del precio con respecto a la del gas fue disminuyendo, ya que este combustible se considera como un energético que tiene un impacto social, sin embargo, de 1986 a 1990 se mantuvo en una relación constante de aproximadamente de 1.2 veces más que el gas natural a excepción de 1988 que fue de 2.5 veces mayor que la del gas natural. Esto último se debió al ajuste de precios con motivo del PECE.

3.2 PRECIOS INTERNACIONALES DE LA COSTA DEL GOLFO DE LOS ESTADOS UNIDOS

3.2.1 EVOLUCION DE PRECIOS DE GAS NATURAL Y GAS L.P.

Para este análisis se utilizaron los datos correspondientes a los presentados en la tabla 3.6.

Con respecto al gas natural se ve que desde 1980 a 1986 el precio promedio fue de 224 centavos dólar por cada mil pies cúbicos, ajustándose a partir de 1987 a 1989 con un valor promedio menor de 180 centavos de dólar por cada mil pies cúbicos.

El promedio de los precios constantes en el período de 1980-1986 resultaron ser mayores que los del período de 1987-1990 para todos los energéticos alternos.

Finalmente, para el gas natural en los primeros 7 años el precio promedio fue de 210 dólares por tonelada y para los últimos 4 años bajó a un precio promedio de 128 dólares por tonelada. En este caso especial se nota que la variación de los precios en esta década tendió a la baja en un 49%.

3.2.2 COMPARACION DE PRECIOS DEL GAS NATURAL Y GAS L.P. EN FUNCION DE IGUALDAD CALORIFICA (\$/MMBTU)

En la tabla 3.8 se observa el comportamiento general que han tenido los combustibles en precios internacionales de la Costa del Golfo de Estados Unidos, expresados a una base de dólares de diciembre de 1990 por cada MMBTU. Este análisis indica la comparación de los precios para una misma cantidad de energía para los combustibles alternos.

En relación al gas natural, según se muestra en la tabla 3.6. para la igualdad del poder calorífico, este combustible resultó ser más económico así como sucedió en el análisis de combustibles alternos nacionales.

Según se indica en la figura 3.1. el gas natural tendió a ajustarse a un valor promedio alrededor de los dos dólares/MMBTU.

Por otra parte, el gas L.P. se comportó en el período 1980-1985 su precio promedio fue de 5 dólares/MMBTU. Siendo que a partir de 1987 a 1990 su precio promedio fue aproximadamente el 100% menor con respecto a lo indicado en los primeros años.

3.2.3 COMPARACION RELATIVA DE PRECIO INTERNACIONAL DE LA COSTA DEL GOLFO DE ESTADOS UNIDOS, DEL GAS NATURAL Y ENERGETICOS ALTERNOS

Antes de iniciar esta sección cabe destacar que el poder calorífico de los combustibles de la Costa del Golfo de los Estados Unidos es mayor que los de origen nacional, según se muestra en las tabla 3.4.

Para este análisis también se considera al gas natural como combustible base para determinar el índice relativo según el cual se compara el gas L.P. con respecto al gas natural teniendo que el gas L.P. disminuyó su precio relativo con respecto al gas de 3.63 a 1.68 entre 1980 y 1990.

3.3 COMPARACION DE PRECIOS NACIONALES E INTERNACIONALES DEL GAS NATURAL Y GAS L.P.

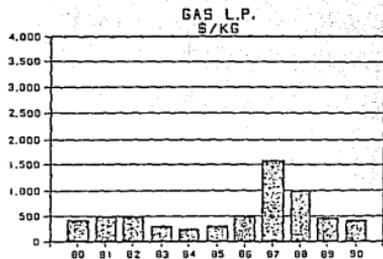
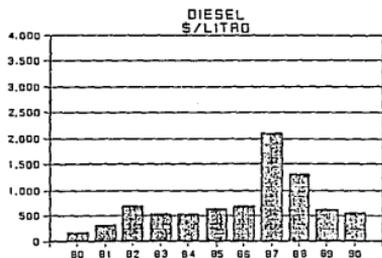
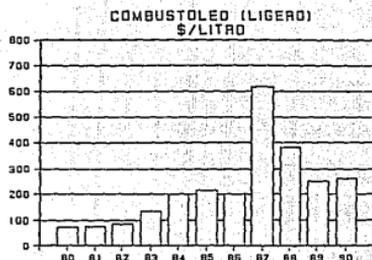
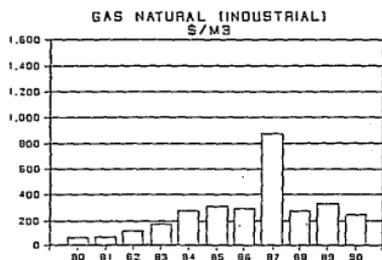
En este inciso se resume el comportamiento de los precios del gas natural y el gas L.P., comparando para cada uno de ellos los precios vigentes en los Estados Unidos y México (ver figura 3.3).

Entre 1980 y 1983 el precio del gas natural por cada millón de BTU fue menor en México por un margen de entre 0.5 y 1 dólar/MMBTU, situación que cambió a partir de 1989 y hasta diciembre de 1990 en la que el gas natural mexicano superó al de los Estados Unidos en promedio por 1.8 dólares/MMBTU.

También el comportamiento de los precios del gas L.P. ha seguido una tendencia similar, en cuanto a que han reducido la diferencia que en 1980 existía entre el costo de la energía con gas nacional era de un 50% con respecto al de los Estados Unidos y en 1990 es prácticamente el mismo.

FIG. 3.1

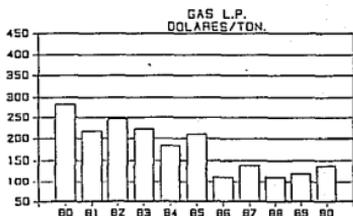
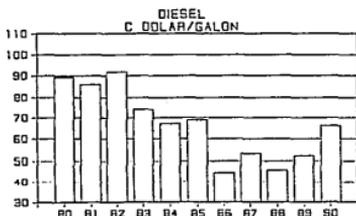
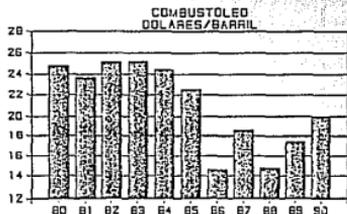
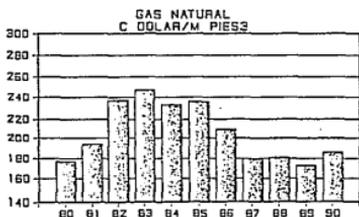
PRECIOS NACIONALES CONSTANTES A PRECIOS DE DIC. DE 1990



FUENTES: ANUARIO ESTADÍSTICO DE PEMEX, 1990.
INDICE DE PRECIOS DEL BANCO DE MEXICO, 1990.
INCLUYE IVA.

FIG. 3. 2

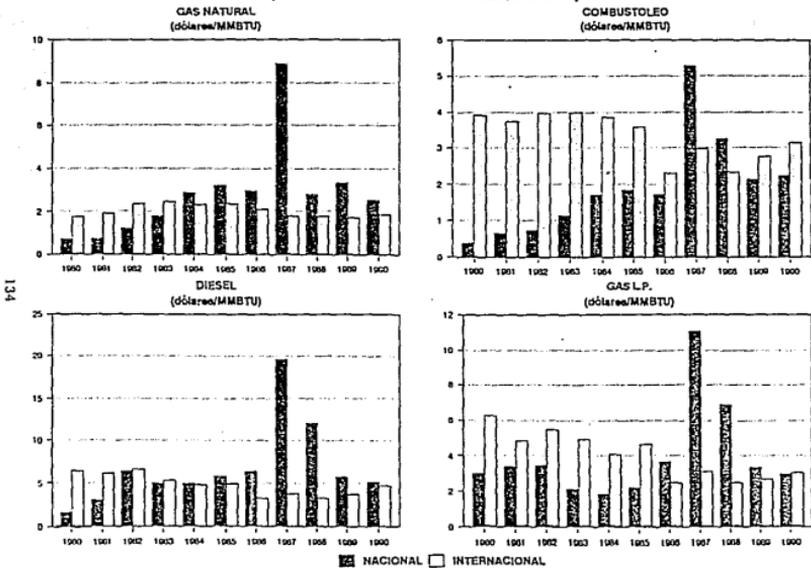
PRECIOS CONSTANTES DE LA COSTA DEL GOLFO DE LOS ESTADOS UNIDOS



NOTA: LOS PRECIOS CONSTANTES SE CALCULARON CON EL INDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR DEL DEPARTAMENT
OF LABOR BUREAU OF LABOR STATISTICS, AL MES DE DICIEMBRE DE CADA AÑO, CON BASE
1990=100. DOLAR DE DICIEMBRE DE 1990=2.450.30 PESOS.

FIGURA 3.3

COMPARACION DE PRECIOS NACIONALES E INTERNACIONALES DE ENERGETICOS
(dólares de diciembre de 1990/MMBTU)



LOS PRECIOS NACIONALES ESTAN EXPRESADOS AL TIPO DE CAMBIO DE 2.045,50 PESOS TOMANDO COMO REFERENCIA LOS PRECIOS CONSTANTES DE 1990.
LOS PRECIOS INTERNACIONALES CORRESPONDEN A LA COTIZACIÓN DEL DÓLARO DE ESTADOS UNIDOS.

Tabla No. 3.1
*** PRECIOS NACIONALES CORRIENTES**

	GAS NATURAL (industrial) \$/M ³	COMBUSTOLEO (ligero) \$/ litro	DIESEL \$/ litro	GAS L.P. \$/kg
1980	0.42	0.44	1.0	2.5
1981	0.56	0.59	2.5	3.7
1982	1.70	1.22	10.0	7.0
1983	6.19	4.71	19.0	10.6
1984	13.39	9.61	26.0	12.4
1985	30.05	20.66	61.0	30.0
1986	58.00	40.43	140.0	105.0
1987	183.00	129.36	445.0	334.0
1988	183.00	129.36	445.0	334.0
1989	243.00	188.00	470.0	357.0
1990	243.00	263.00	565.0	425.0

FUENTES:

ANUARIO ESTADISTICO DE PEMEX, 1990.
 * PRECIOS AL 31 DE DIC. DE CADA AÑO.
 INCLUYE IVA

Tabla No. 3.2
PRECIOS NACIONALES CONSTANTES

A PRECIOS DE DIC. DE 1990.

	GAS NATURAL (Industrial) \$/M ³	COMBUSTOLEO (ligero) \$/ litro	DIESEL \$/ litro	GAS L.P. \$/kg
1980	71	75	169	424
1981	73	77	325	481
1982	121	86	701	496
1983	176	134	540	301
1984	278	200	541	258
1985	313	215	636	313
1986	289	201	697	523
1987	875	618	2118	1590
1988	271	380	1308	982
1989	326	252	630	478
1990	243	263	565	425

FUENTES:

ANUARIO ESTADISTICO DE PEMEX, 1990.
 INDICE DE PRECIOS DEL BANCO DE MEXICO, 1990.
 INCLUYE IVA

Tabla No. 3.3
PRECIOS NACIONALES CON IGUALDAD CALORIFICA
(pesos/MMBTU)

	GAS NATURAL 33,563 BTU/m ³	COMBUSTOLEO 39,759 BTU/litro	DIESEL 36,680 BTU/litro	GAS L.P. 26,242 BTU/litro
1980	2115.42	1186.37	4607.42	8688.34
1981	2175.01	1936.67	8860.41	9869.65
1982	3605.16	2163.03	19111.23	10136.40
1983	5242.87	3370.31	14721.92	6173.30
1984	8282.93	5030.31	14749.18	5296.84
1985	9325.75	5407.58	17339.15	6401.93
1986	8610.67	5055.46	19002.18	10707.99
1987	26070.37	15543.65	57742.64	32581.28
1988	8074.37	9557.58	35659.76	20120.37
1989	9713.08	6338.19	17135.57	9793.44
1990	7240	6614.85	15403.49	8688.34

FUENTES:

ANUARIO ESTADISTICO DE PEMEX, 1990.
 INDICE DE PRECIOS DEL BANCO DE MEXICO, 1990.

INCLUYE IVA

NOTA: EL PODER CALORIFICO DE LOS COMBUSTIBLES SE OBTUVO DE:
 PRECIOS INTERNOS Y EXTERNOS DE REFERENCIA DE LOS PRINCIPALES ENERGETICOS, PERIODO 1971-1990, C.F.E.

Tabla No. 3.4
PRECIOS NACIONALES CON IGUALDAD CALORIFICA
(dólares de Dic. de 1990 / MMBTU)

	GAS NATURAL 33,563 BTU/m ³	COMBUSTOLEO 39,759 BTU/litro	DIESEL 36,680 BTU/litro	GAS L.P. 26,242 BTU/litro
1980	0.72	0.40	1.56	2.95
1981	0.74	0.66	3.01	3.35
1982	1.22	0.73	6.49	3.44
1983	1.78	1.14	5.00	2.10
1984	2.81	1.71	5.01	1.80
1985	3.17	1.84	5.86	2.17
1986	2.92	1.72	6.45	3.64
1987	8.85	5.28	19.60	11.06
1988	2.74	3.24	12.11	6.83
1989	3.30	2.15	5.82	3.32
1990	2.46	2.25	5.23	2.95

FUENTES:

ANUARIO ESTADISTICO DE PEMEX, 1990.
 INDICE DE PRECIOS DEL BANCO DE MEXICO, 1990.
 INCLUYE IVA

NOTA: EL PODER CALORIFICO DE LOS COMBUSTIBLES SE OBTUVO DE:
 *PRECIOS INTERNOS Y EXTERNOS DE REFERENCIA DE LOS PRIN-
 CIPALES ENERGETICOS, PERIODO 1971-1990, C.F.E.*
 DOLAR DE DIC. DE 1990 = 2945.50 PESOS

Tabla No. 3.5
INDICE DE PRECIOS NACIONALES RELATIVOS
GAS NATURAL = 1.00

	GAS NATURAL 33,563 BTU/m ³	COMBUSTOLEO 39,759 BTU/litro	DIESEL 36,680 BTU/litro	GAS L.P. 26,242 BTU/litro
1980	1.00	0.56	2.18	4.11
1981	1.00	0.89	4.07	4.54
1982	1.00	0.60	5.30	2.81
1983	1.00	0.64	2.81	1.18
1984	1.00	0.61	1.78	0.64
1985	1.00	0.58	1.86	0.69
1986	1.00	0.59	2.21	1.24
1987	1.00	0.60	2.21	1.25
1988	1.00	1.18	4.42	2.49
1989	1.00	0.65	1.77	1.01
1990	1.00	0.91	2.13	1.20

FUENTE: ANUARIO ESTADISTICO DE PEMEX, 1990.

Tabla No. 3.6
PRECIOS CORRIENTES DE LA COSTA DEL GOLFO DE LOS ESTADOS UNIDOS

	GAS NATURAL⁽¹⁾ ¢ dólar/Mpieas ²	COMBUSTOLEO⁽³⁾ dólares/barril	DIESEL⁽⁴⁾ ¢ dólar/galón	GAS L.P. ⁽⁴⁾ dólares/Ton.
1980	159	22.36	80.52	265
1981	198	24.24	87.97	222
1982	246	26.12	95.41	255
1983	259	26.39	77.41	231
1984	266	27.90	76.75	210
1985	251	24.04	73.14	222
1986	194	13.52	41.26	104
1987	167	17.31	49.54	131
1988	169	13.82	42.95	104
1989	171	17.19	51.81	121
1990	186	19.84	66.52	138

FUENTES:

- (1) BASIC PETROLEUM DATA BOOK (Petroleum Industry Statistics)
- (2) PETROLEUM MARKET ANALYSIS
- (3) PURVIN AND GERTZ, INC. (U.S. Market Analysis)
- (4) BP REVIEW OF WORLD GAS (Based on Platts Gaswire Quotes)

Tabla No. 3.7
PRECIOS CONSTANTES DE LA COSTA DEL GOLFO DE LOS ESTADOS UNIDOS

	GAS NATURAL ¢ dólar/Mpies ^a	COMBUSTOLEO dólares/barril	DIESEL ¢ dólar/galón	GAS L.P. dólares/Ton.
1980	176.74	24.86	89.51	283.5
1981	193.74	23.72	86.08	217.1
1982	237.07	25.17	91.95	245.8
1983	247.60	25.23	74.00	220.8
1984	233.31	24.47	67.32	182.7
1985	236.17	22.62	68.82	208.7
1986	210.27	14.65	44.72	112.3
1987	180.19	18.68	53.45	140.2
1988	180.91	14.79	45.98	112.3
1989	173.36	17.43	52.52	122.2
1990	186.00	19.84	66.52	138.0

NOTA:

Los precios constantes se calcularon con el índice de precios al consumidor del
Department of labor bureau of labor statistics,
al mes de diciembre de cada año, con base 1990=100.
El dólar de diciembre de 1990=2,450.30 pesos

Tabla No. 3.8
PRECIOS CON IGUALDAD CALORIFICA DE LA COSTA DEL GOLFO DE LOS ESTADOS UNIDOS
(dólares de diciembre 1990/MMBTU)

	GAS NATURAL ⁽¹⁾ 1,028 BTU/m ³ *	COMBUSTOLEO ⁽²⁾ 6'321,285 BTU/barril *	DIESEL ⁽³⁾ 136,847 BTU/galón *	GAS L.P. ⁽⁴⁾ 3'836,000 BTU/barril *
1980	1.72	3.93	6.45	6.25
1981	1.88	3.75	6.20	4.78
1982	2.31	3.98	6.62	5.42
1983	2.41	3.99	5.33	4.87
1984	2.27	3.87	4.85	4.03
1985	2.30	3.58	4.96	4.60
1986	2.05	2.32	3.22	2.47
1987	1.75	2.96	3.85	3.09
1988	1.76	2.34	3.31	2.47
1989	1.69	2.76	3.78	2.69
1990	1.81	3.14	4.79	3.04

FUENTES:

(1) BASIC PETROLEUM DATA BOOK (Petroleum Industry Statistics)

(2) PETROLEUM MARKET ANALYSIS

(3) PURVIN AND GERTZ, INC. (U.S. Market Analysis)

(4) BP REVIEW OF WORLD GAS (Based on Platt's Gaswire Quotes)

* El poder calorífico de los combustibles se obtuvieron de "Precios internos y externos de referencia de los principales energéticos, período 1971-1990, C.F.E."

Tabla No. 3.9

**INDICE DE PRECIOS RELATIVOS DE LA COSTA DEL GOLFO DE LOS ESTADOS UNIDOS
GAS NATURAL = 1.00**

	GAS NATURAL ⁽¹⁾ 1,028 BTU/ft ³ *	COMBUSTOLEC ⁽²⁾ 6'321,285 BTU/barril *	DIESEL ⁽³⁾ 138,847 BTU/galón *	GAS L.P. ⁽⁴⁾ 3'836,000 BTU/barril *
1980	1.00	2.28	3.75	3.63
1981	1.00	1.99	3.30	2.54
1982	1.00	1.72	2.87	2.35
1983	1.00	1.66	2.21	2.02
1984	1.00	1.70	2.14	1.78
1985	1.00	1.56	2.16	2.00
1986	1.00	1.13	1.57	1.20
1987	1.00	1.69	2.20	1.77
1988	1.00	1.33	1.88	1.40
1989	1.00	1.63	2.24	1.59
1990	1.00	1.73	2.65	1.68

FUENTES:

(1) BASIC PETROLEUM DATA BOOK (Petroleum Industry Statistics)

(2) PETROLEUM MARKET ANALYSIS

(3) PURVIN AND GERTZ, INC. (U.S. Market Analysis)

(4) BP REVIEW OF WORLD GAS (Based on Platt's Gasware Quotes)

* El poder calorífico: *Precios internos y externos de referencia
de los principales energéticos; período 1971-1990, CFE"

CAPITULO 4. PRIORIDADES PARA LA COMERCIALIZACION DEL GAS NATURAL

4.1 IDENTIFICACION DE LA PROBLEMATICA DE LA COMERCIALIZACION DEL GAS NATURAL EN MEXICO.

La comercialización del gas natural en México se ha identificado por un aumento en la demanda de este energético.

También ha sido característico la falta de coordinación de las necesidades de mercado con producción y la falta de lineamientos para atender y priorizar las demandas adicionales.

Las características mencionadas, aunadas a las constantes disposiciones ecológicas en torno a la contaminación ambiental, han dado origen a un crecimiento en la demanda de gas natural por el sector industrial.

El incremento en la demanda ha repercutido en exigencias y limitaciones de producción que manifiestan la necesidad de eficientar la oferta y la demanda del gas natural, como medida para prever severos problemas de distribución y desabasto, cuyo impacto sería muy perjudicial a la economía del país.

El presente análisis tiene como propósito detectar las fortalezas y las debilidades en las actividades de comercialización del gas natural en México.

Visto de manera general, la problemática de comercialización del gas natural, consiste en que no existe una política acorde con la realidad del mercado nacional del gas natural, que permita decidir el suministro del energético a nuevos clientes, y el incremento en el volumen de los suministros a clientes que así lo soliciten, de manera eficiente.

Los factores que han dado origen a esta circunstancia son los siguientes:

a) Los organismos centrales del Gobierno como la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, que se encargan de promover y regular la instalación de empresas en corredores y parques industriales, no mantienen coordinación alguna con PEMEX, respecto a la disponibilidad real de gas natural en determinado sitio; porque los promotores del Gobierno basan sus negociaciones en la existencia de gasoductos en la zona industrial que pretenden impulsar, desconociendo si el gasoducto en cuestión ya está saturado de usuarios, o si la instalación de una nueva empresa acarreará complejidad en la ejecución de las obras necesarias para el suministro del gas.

De esta manera, cuando un empresario acude ante PEMEX a solicitar que se le suministre gas natural a su nueva planta, lo hace con la seguridad de que contará con el energético en la cantidad que se requiera.

b) Dentro de la estructura organizativa que existe para comercializar el gas natural, existen limitaciones en administrativos. Prueba de ello lo es el hecho de que no se dispone de los listados de consumos y cobros de manera oportuna, los centros de facturación, entregan la información con rezagos de hasta 2 meses, o incompleta.

c) La información técnica que se solicita a los nuevos clientes, referente a un pronóstico de sus requerimientos de gas natural para el año en curso y los siguientes cinco, no suele ser actualizada en forma periódica con lo que se pierde la oportunidad de contar con datos que faciliten el desarrollo de la planeación de la oferta del gas natural.

d) Tanto el procedimiento para el suministro de gas a nuevos clientes al de la autorización de incremento a los volúmenes de gas suministrados no están documentados. La decisión de otorgar el gas en ambos casos es cuestión simplemente de si hay o no gas disponible.

e) En el caso de la autorización de incremento a los volúmenes de gas suministrados, la decisión se basa en argumentos técnicos que le presenta el cliente, tales como:

- Incremento en la producción.
- Cambios en el tipo, capacidad y cantidad del equipo de proceso.

Y en la disponibilidad de gas que reporta sin considerar si el solicitante esta usando y aprovechando adecuadamente el gas natural.

f) Es importante mencionar que se el siguiente esquema de prioridades para consumo de gas natural, aunque su observación no es de aplicación regular.

1. Uso doméstico, en donde se disponga de redes para su distribución.
2. Uso como materia prima en las industrias petroquímica, siderúrgica o en otras que lo requieran.
3. Uso como combustible en industrias en las que se encuentre en contacto con el producto, como en la industria alimenticia (secado de harinas, deshidratación de leche, panes y galletas), cerámica, vidrio, esmaltados, etc.
4. Uso para industrias ubicadas en zonas de alta contaminación según determinen la SEDUE y PEMEX.
5. Usos en industrias para efectos de seguridad industrial (control de flama de pilotos, quema de gases)
6. Uso en industrias calificadas como exportadoras, según lo determine la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.
7. Uso en turbinas que sólo pueden operar con gas.
8. Existiendo disponibilidad, uso para la generación de vapor industrial.

En síntesis, las debilidades y fortalezas en la comercialización del gas natural son las siguientes:

Debilidades:

- Falta de coordinación entre PEMEX y las dependencias del Gobierno involucradas en el otorgamiento del suministro del gas natural.
- Falta de un sistema informático eficiente que le permita obtener información completa y oportuna relacionada con el consumo y la facturación en todas las zonas del país.
- Falta de procedimientos acordes con la realidad, que estén debidamente documentados.
- Ausencia de una actividad formal de planeación.
- Falta de una definición de prioridades por uso y por sector industrial, formalmente documentadas que permitan jerarquizar la asignación del gas natural.
- No incluye dentro de sus requerimientos hacia los clientes, una política de ahorro y uso eficiente de los combustibles, que permita reducir los desperdicios de éstos.

Fortalezas:

- Existe el personal de experiencia y capacidad suficientes para tomar decisiones adecuadas, en torno a la comercialización del gas natural si disponen de información completa y oportuna.

Sugerencias para optimizar el procedimiento de comercialización de gas natural:

a) Diseñar e implantar un sistema de información que le permita contar con información suficiente y oportuna respecto a todo lo que influya en la disponibilidad del gas natural; es decir, lo concerniente al gas antes de plantas y después de plantas, incluyendo la obtención ágil de la estadística de consumos y facturación de todas las zonas del país.

b) Integrar la función de planeación y control a fin de que resulte en la práctica, un apoyo eficiente en la toma de decisiones para el otorgamiento del suministro del gas natural

c) Balancear en la práctica las facultades administrativas de comercialización de gas natural, para que no se den excesos de burocratismo en sus funciones

d) Incluir la definición de prioridades por uso y por sector industrial en la autorización de solicitudes para nuevos clientes y para incrementos en volúmenes suministrados.

e) Incluir en sus requerimientos para autorización, tanto para nuevos suministros como para incrementos a estos, evidencias objetivas de la planeación con respecto al uso del gas, que aseguren la disminución de desperdicios y el aprovechamiento eficiente de este combustible.

4.2 PRIORIDADES PARA LA COMERCIALIZACION DEL GAS NATURAL POR USO Y SECTOR INDUSTRIAL

La determinación del criterio que facilite una definición de prioridades para el consumo de gas natural se consideraron los siguientes aspectos:

- El tipo de equipos.
- La importancia del gas natural dentro del proceso.
- La ubicación de la industria.
- Las disposiciones por parte de la SEDUE
- El tipo de contacto del gas natural con los productos.
- La seguridad industrial.

De acuerdo a la relación que guardan los equipos con el gas natural, estos se pueden agrupar en equipos de combustión y equipos cuya operación sólo se realiza con este combustible, tal como las turbinas de gas.

Dentro de los equipos de combustión, se consideran las calderas, hornos, calentadores, secadores, incineradores, quemadores, calcinadores, etc., estos pueden agruparse en los siguientes grupos:

- Grupo generador de vapor industrial (calderas)
- Grupo para intercambio de calor o de propiedades durante el proceso (hornos, calentadores, secadores).
- Grupo para efecto de descomposición de excesos, residuos, etc. (quemadores, calcinadores, incineradores).

Con respecto a la importancia del gas natural dentro del proceso se considera que es como materia prima o bien como combustible para los equipos.

Un combustible y/o los gases de su combustión, dependiendo del proceso y de los equipos, pueden estar en contacto directo con el producto en sus distintas etapas. Normalmente el contacto directo se presenta en equipos del grupo para intercambio de calor o de propiedades durante el proceso.

El contacto directo de los componentes del combustible tal como el azufre, puede ocasionar una contaminación del producto, esto es dependiendo del producto; por esta razón para asegurar la calidad de los productos, principalmente alimentos, cerámica, vidrio, etc., es imprescindible el empleo del gas natural.

De acuerdo a los componentes y/o a las características de operación de los equipos, pueden observarse distintos niveles de riesgos de accidentes industriales, por lo que para equipos y/o componentes con niveles de alto riesgo, se busca el empleo de combustible cuya combustión sea lo más completa y/o se facilite su control, tal es el caso del gas natural.

Recientemente la SEDUE ha establecido una serie de disposiciones de tipo ecológico cuyo propósito es mejorar la calidad del aire.

Para el sector industrial de las zonas consideradas como de alta contaminación ambiental, se ha restringido el uso de combustibles cuya emisión de contaminantes es alta, por esta razón se ha incrementado la demanda de gas natural, debido a su característica de combustible ecológico.

Debido a los distintos aspectos descritos para el consumo de gas natural y considerando que este trabajo tiene como propósito definir una prioridad para el consumo de este energético, se consideró establecer la prioridad bajo el criterio de asignar el uso para el que se solicita el gas natural.

A continuación se presenta la relación de prioridades para el consumo de gas natural, de acuerdo al uso de éste.

PRIORIDAD	DESCRIPCION DEL USO
A	USO COMO MATERIA PRIMA EN EL PROCESO
B	USO EN EQUIPOS DONDE EL CONTACTO DIRECTO CONTAMINE EL PRODUCTO
C	USO PARA INDUSTRIAS UBICADAS EN ZONAS DE ALTA CONTAMINACION
D	USO DOMESTICO, SERVICIOS Y EQUIPOS PARA EFECTOS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL
E	USO EN EQUIPOS QUE SOLO OPERAN CON GAS
F	USO EN EQUIPOS DONDE NO SE PRESENTA CONTAMINACION DEL PRODUCTO Y NO SON PARA GENERACION DE VAPOR
G	USO EN EQUIPOS PARA GENERACION DE VAPOR INDUSTRIAL.

Considerando las prioridades anteriores, a continuación se presenta una clasificación de sectores industriales, lo cual se puede considerar como una jerarquización de éstos.

La jerarquización por sectores industriales de acuerdo al uso del gas natural y considerando los porcentajes indicados en la figura 4.1. es la siguiente:

PRIORIDAD DESCRIPCION DEL USO

- I. USO COMO MATERIA PRIMA EN EL PROCESO
- II. USO EN EQUIPOS DONDE EL CONTACTO DIRECTO CONTAMINA EL PRODUCTO
- III. USO EN EQUIPOS PARA INTERCAMBIO DE CALOR O ALTERACION DE PROPIEDADES DURANTE EL PROCESO
- IV. USO PARA GENERACION DE VAPOR INDUSTRIAL

PRIORIDAD I.

- 1. Industria básica del hierro y del acero.
- 2. Industria petroquímica.
- 3. Industria química (sólo las que usan el gas como materia prima).

PRIORIDAD II.

- 4. Industria alimenticia.
- 5. Industria a base de minerales no metálicos.
- 6. Industria vidriera.
- 7. Industria cementera.
- 8. Industria hulera.
- 9. Industria básica de metales no ferrosos.

PRIORIDAD III.

10. Industria química.
11. Industria de muebles y accesorios metálicos.
12. Industria metalmecánica.
13. Industria de otros productos metálicos.
14. Industria automotriz.
15. Industria de aparatos electromecánicos.
16. Industria de madera.
17. Industria textil.
18. Industria jabonera.
19. Industria de alimentos para animal.
20. Industria de equipo mecánico y de proceso.
21. Industria azufrera.

PRIORIDAD IV.

22. Industria de abonos y fertilizantes.
23. Industria de equipo y accesorios electrónicos.
24. Industria del papel y cartón.
25. Industria de plásticos.
26. Industria química farmacéutica.
27. Industria de equipo y aparatos eléctricos.

EQUIPOS DE COMBUSTION POR GIRO EN EL SECTOR INDUSTRIAL

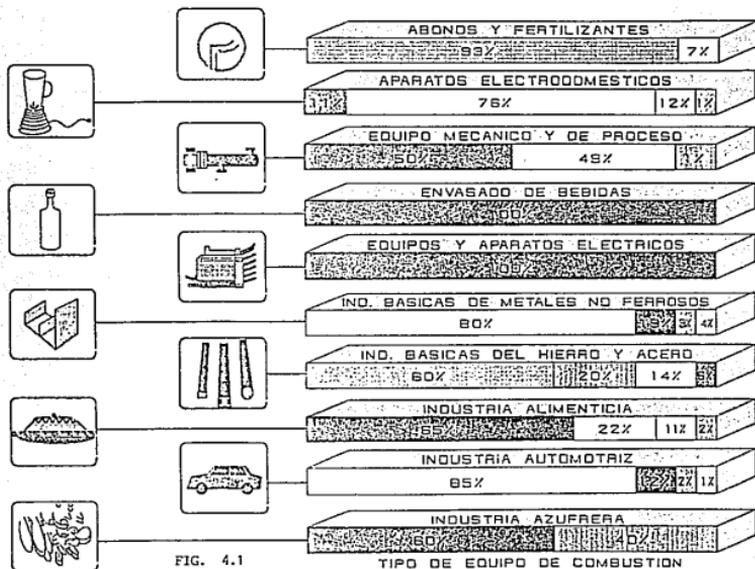


FIG. 4.1

TIPO DE EQUIPO DE COMBUSTION

EQUIPOS DE COMBUSTION POR GIRO EN EL SECTOR INDUSTRIAL

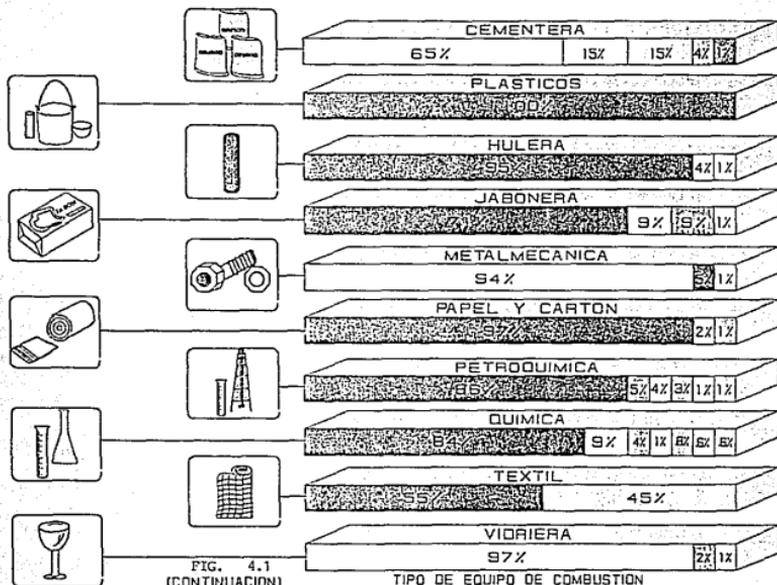


FIG. 4.1
(CONTINUACION)

TIPO DE EQUIPO DE COMBUSTION

EQUIPOS DE COMBUSTION POR GIRO EN EL SECTOR INDUSTRIAL

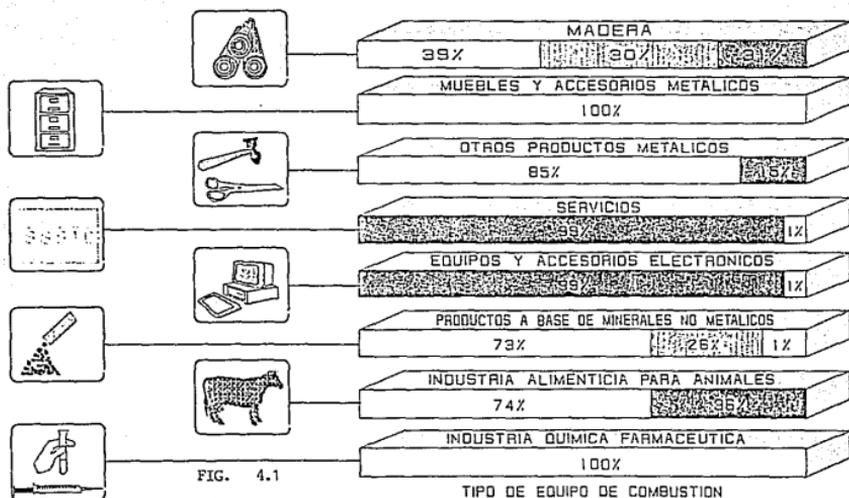


FIG. 4.1

(CONTINUACION)

FIG. 4.1
(CONTINUACIÓN)

A. GENERADOR DE VAPOR	
B. HORNOS	
C. MATERIA PRIMA	
D. CALENTADORES	
E. SECADORES	
F. INCINERADORES	
G. CALCINADORES	
H. QUEMADORES DE CAMPO	
I. CALDERAS	

CAPITULO 5. PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN MEXICO.

5.1 INTRODUCCION.

El propósito de este capítulo consiste en efectuar una estimación de la Demanda de Gas Natural en México, tomando como base el comportamiento histórico del mismo durante la última década.

Para tal efecto se seleccionaron una serie de variables explicativas, a través de las cuales es posible establecer una selección causal con la demanda del gas natural y que al mismo tiempo constituyen la base de un modelo de regresión.

Cabe destacar que la tarea de hacer una estimación de la demanda del gas natural en México es compleja en virtud de la gran cantidad de interrelaciones y fenómenos económicos que se circunscriben en el consumo de este energético.

Además los supuestos y condiciones básicas para esta estimación están en constante evolución y por tal motivo la estimación de la demanda sólo representa una aproximación de lo que se espera bajo una serie de supuestos.

5.2 METODOLOGIA

El modelo utilizado para estimar la demanda de gas natural se integra con un modelo de regresión compuesto de dos submodelos: el modulo de consumo interno, es decir el gas que se utiliza en Petroquímica básica y como combustible en instalaciones petroleras, y el de ventas internas que es el que consume la industria privada y en menor escala para consumo doméstico

El modelo esta compuesto por un submódulo de consumo interno que correlaciona las variables CREF (consumo de gas natural en refinerías), EPQ (consumo de gas natural como materia prima en petroquímicos). En tanto que el submodelo de ventas internas correlaciona las variables GASPR (Precios relativos del gas natural con respecto al combustóleo), CFSGN (consumo final energético del sector industrial sin considerar el gas natural) y PIBT (Producto interno bruto total).

Ambos submodelos sustentan sus datos en el análisis del consumo histórico de gas natural entre 1971 y 1991.

De esta manera, se obtienen los dos pronósticos que sumados, dan por resultado el pronósticos de la demanda de gas natural. La figura 5.1. indica el procedimiento de este pronóstico.

Las variables explicativas empleadas en los modelos de pronóstico en las alternativas, se describen a continuación:

PRODUCTO INTERNO BRUTO TOTAL (PIBT): En lo que respecta a esta variable, para el escenario base se tomo el crecimiento que establece el PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 1989-1994 (PND), el cual estima una tasa de crecimiento del 3.0% para la primera parte del sexenio y de 6.0% para el resto.

Consumo final energético del sector industrial sin incluir el gas natural (CFSGN).

Se tomaron las cifras de los balances nacionales de energía para contar con la tendencia de consumo de energía del sector industrial, sin considerar el impacto del gas natural, para poder tomar como base el patrón de consumo del sector industrial. Estas cifras se expresaron en billones de kilocalorías.

De esta manera el modelo de regresión incluye el impacto por la sustitución de gas natural en algún otro energético y viceversa.

Precios relativos del gas natural con respecto al combustóleo (GASPR).

Esta variable es una relación entre el valor de 1 millón de BTU generados con gas natural, comparada contra el costo por generar la misma cantidad de calor con combustóleo. De esta manera se aprecia el porcentaje de variación entre los precios de estos dos combustibles.

Capacidad instalada de destilación primaria en refinerías (CREF) valor expresado en MBPD que nos da idea de la actividad de transformación industrial del crudo en refinerías del sistema nacional y asociado al consumo interno de PEMEX de gas natural como combustible en este sector.

Producción de Petroquímicos (PPQ)

Producción nominal de productos petroquímicos, elaborados por PEMEX y donde se utiliza principalmente el gas natural como materia prima. También refleja la actividad y consumo de gas como energético en las instalaciones petroquímicas. Estas cifras se expresan en millones de toneladas/año.

5.3 RESULTADOS DEL PRONOSTICO DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL AL AÑO 1996

La estimación de la demanda de gas natural obtenida a partir de los submodelos de consumo interno de gas natural en PEMEX (C1) y el submodelo de ventas interiores (C2) indican que en conjunto la demanda de gas natural en México pasará de 72.3 millones de m^3 en 1992 a 89.4 millones de m^3 en 1996, es decir, a una tasa media de crecimiento anual de 4.3%.

La demanda interna de PEMEX pasará en el mismo período de 33.8 a 41.1 millones de m^3 /día fundamentalmente por el incremento esperado en la producción de petroquímicos. La porción del gas natural que se emplea para el sistema de transporte de ductos se estima que se mantendrá constante en 6.82 millones de m^3 /día.

El sector refinación incrementará su consumo debido a los proyectos que se encuentran planeados para entrar en operación en

este período. Sin embargo, la política de ahorro y conservación de energía impedirá que el consumo de gas como combustible sea mayor a 4.8 millones de m³ en 1996.

El modelo de pronóstico de las ventas interiores (C2) incluye el gas que se utiliza para generación de electricidad, el que consume el sector industrial y el que se distribuye para uso doméstico.

El incremento de la demanda de energía eléctrica y las presiones de tipo ecológico continuarán siendo los motivos para que las ventas interiores se incrementen de alrededor de 38.5 millones de m³/día a 48.3 millones de m³ en 1996.

El sector industrial ejerció una mayor presión para aumentar las ventas internas aún a costa de incrementar las exportaciones que provienen de los EUA, para lo cual incluso ya se están generando proyectos de líneas de conducción con la finalidad de interconectar la red nacional de ductos al sistema de distribución en los EUA.

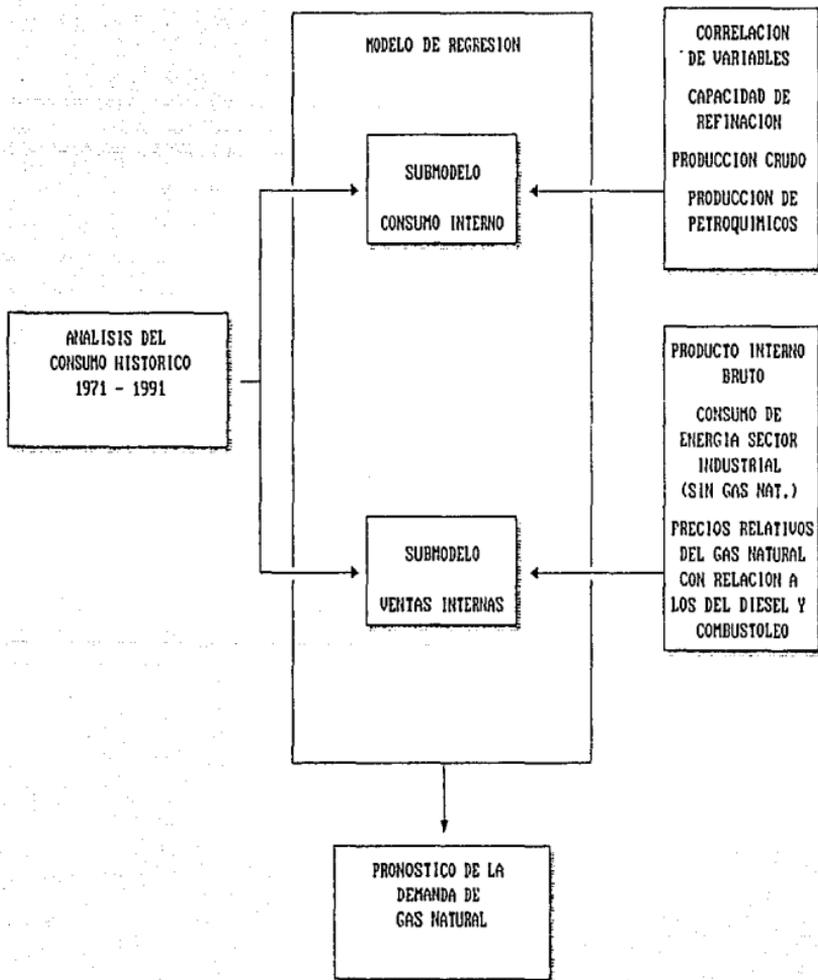
Cabe destacar que la metodología del pronóstico de la demanda sólo nos dió un valor agregado de los totales; sin embargo, para dar una idea aproximada con un mayor nivel de desagregación, se extrapolaron estos resultados tomando como base la información disponible de la demanda histórica y aproximando los porcentajes de demanda en cada sector de consumo.

Los resultados se pueden resumir en la siguiente tabla.

ESTIMACION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL
1991 - 1996 (MILLONES M³/DIA)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996
C1 CONSUMO INTERNO PEMEX						
PETROQUIMICA (MATERIA PRIMA)	12.01	12.38	12.76	12.33	14.91	15.98
PETROQUIMICA (COMBUSTIBLE)	11.17	13.79	13.52	13.9	13.0	13.5
PETROLERA (DUCTOS)	6.82	6.82	6.82	6.82	6.82	6.82
PETROLERA (REFINACION)	3.80	3.91	4.10	4.35	4.57	4.80
	33.8	36.9	37.2	37.4	39.3	41.1
C2 VENTAS INTERIORES						
ELECTRICIDAD	12.48	12.60	13.06	14.15	15.3	17.45
INDUSTRIAL	21.83	22.89	24.31	25.1	25.8	26.56
DOMESTICO	4.19	4.21	4.23	4.25	4.27	4.29
	38.5	39.7	41.6	43.5	45.4	48.3
CONSUMO TOTAL	72.3	76.6	78.8	80.9	84.7	89.4

ESQUEMA DEL PRONOSTICO DE LA DEMANDA
DE GAS NATURAL



DATOS HISTORICOS

AÑO	C1	C2	CONSUMO HISTORICO DE GAS NATURAL
1971	9.2	23.0	32.1
1972	10.7	24.7	35.4
1973	12.3	26.4	38.7
1974	14.6	26.0	40.5
1975	14.0	25.7	39.7
1976	14.5	25.0	39.5
1977	16.0	28.3	44.3
1978	22.3	28.4	50.7
1979	26.8	34.0	60.8
1980	30.6	39.0	69.6
1981	35.1	40.1	75.2
1982	28.3	40.5	68.8
1983	30.7	39.6	70.3
1984	29.8	35.7	65.6
1985	30.7	36.7	67.4
1986	30.1	33.2	63.3
1987	31.2	33.3	64.5
1988	32.1	32.4	64.5
1989	31.9	33.8	65.6
1990	32.6	38.0	70.6
1991	32.8	41.5	74.4
1992	NA	NA	NA
1993	NA	NA	NA
1994	NA	NA	NA
1995	NA	NA	NA
1996	NA	NA	NA

PRONOSTICO CONSUMO INTERNO PEMEX
DATOS HISTORICOS
(C1)

AÑO	CONSUMO INTERNO DE GAS NATURAL PEMEX	CAPACIDAD DE REFINACION	PRODUCCION DE PETROQUIMICOS DE PEMEX
1971	9.2	592.0	2095.0
1972	10.7	625.0	2320.0
1973	12.3	760.0	2650.0
1974	14.6	760.0	2978.0
1975	14.0	785.0	3635.0
1976	14.5	968.0	3946.0
1977	16.0	974.0	4200.0
1978	22.3	988.0	5788.0
1979	26.8	1135.0	6345.0
1980	30.6	1270.0	7224.0
1981	35.1	1270.0	9160.0
1982	28.3	1270.0	10590.0
1983	30.7	1300.0	11264.0
1984	29.8	1349.0	11220.0
1985	30.7	1349.0	11708.0
1986	30.1	1349.0	12731.0
1987	31.2	1514.0	13603.0
1988	32.1	1514.0	15036.0
1989	31.9	1679.0	16006.0
1990	32.6	1679.0	17651.0
1991	32.8	1529.0	18567.0

$$C1 = 0.0193607 (CREF) + 0.0002244 (PPP)$$

Donde:

CREF = Capacidad de Refinación MBPD

PPP = Producción de Petroquímicos Millones Ton/Año.

C1 = Consumo interno de gas natural (PEMEX)

R = Coeficiente de correlación.

PRONOSTICO DE LAS VENTAS INTERNAS
(C2)

AÑO	GASPR	CFSGN	PIBT
1971	0.6	100.5	462.8
1972	0.7	102.5	502.1
1973	0.7	105.9	544.3
1974	0.6	117.5	577.6
1975	0.6	126.9	610.0
1976	0.6	136.5	635.8
1977	0.7	127.8	657.7
1978	0.7	141.1	712.0
1979	0.5	135.1	777.2
1980	0.7	139.3	879.9
1981	0.4	148.8	947.9
1982	0.4	143.2	940.6
1983	0.6	146.9	892.9
1984	1.0	159.4	909.9
1985	1.5	164.0	948.4
1986	1.1	158.0	893.4
1987	1.6	169.7	908.6
1988	1.6	159.1	921.3
1989	0.7	173.3	948.0
1990	0.7	182.4	985.0
1991	0.7	191.8	1032.0

$$C2 = 14.633530 - 3.1630347 (\text{GASPR}) - 0.1353985 (\text{CFSGN}) + 0.0503802 (\text{PIBT})$$

Donde:

GASPR = Precio relativo 1 MMBTU gas natural con respecto a 1 MMBTU combustóleo.

CFSGN = Consumo final de energía del sector industrial en billones de kilocalorías sin considerar el consumo de gas natural.

PIBT = Producto Interno Bruto Total México \$ 1970.

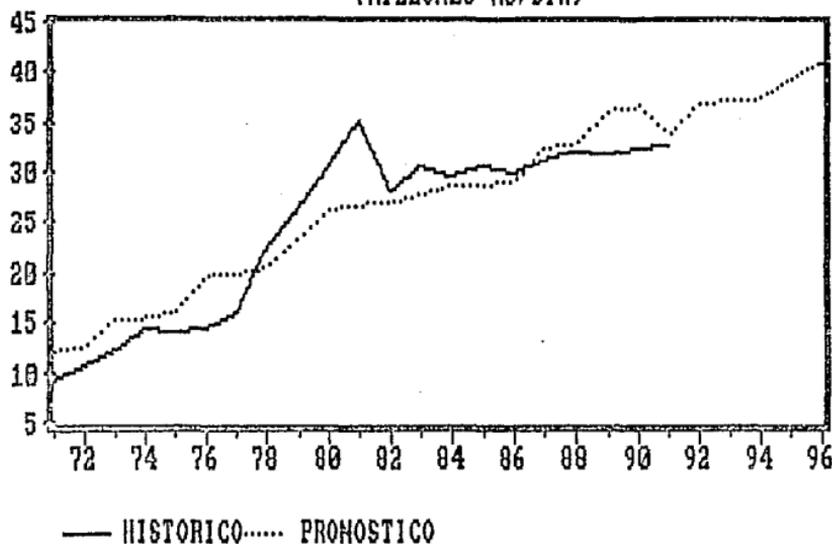
C2 = Pronóstico ventas internas gas natural (sector industrial + doméstico)

R = Coeficiente de correlación.

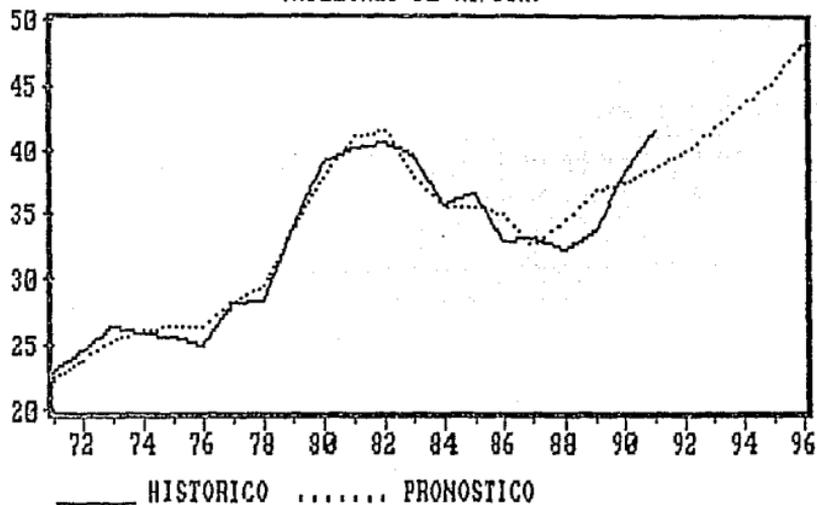
PRONOSTICO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL
(MILLONES DE M³/DIA)

AÑO	C1	C2	PRONOSTICO DE CONSUMO GAS NATURAL
1971	11.9	22.4	34.3
1972	12.6	23.8	36.4
1973	15.3	25.4	40.7
1974	15.4	26.0	41.4
1975	16.0	26.4	42.4
1976	19.6	26.4	46.0
1977	19.8	28.4	48.2
1978	20.4	29.3	49.8
1979	23.4	33.8	57.2
1980	26.2	37.9	64.1
1981	26.6	40.9	67.5
1982	27.0	41.5	68.5
1983	27.7	37.8	65.5
1984	28.6	35.6	64.2
1985	28.7	35.4	64.2
1986	29.0	34.9	63.9
1987	32.4	32.4	64.8
1988	32.7	34.5	67.2
1989	36.1	36.7	72.8
1990	36.5	37.3	73.8
1991	33.8	38.5	72.3
1992	36.9	39.7	76.6
1993	37.2	41.6	78.8
1994	37.4	43.5	80.9
1995	39.3	45.4	84.7
1996	41.1	48.3	89.4

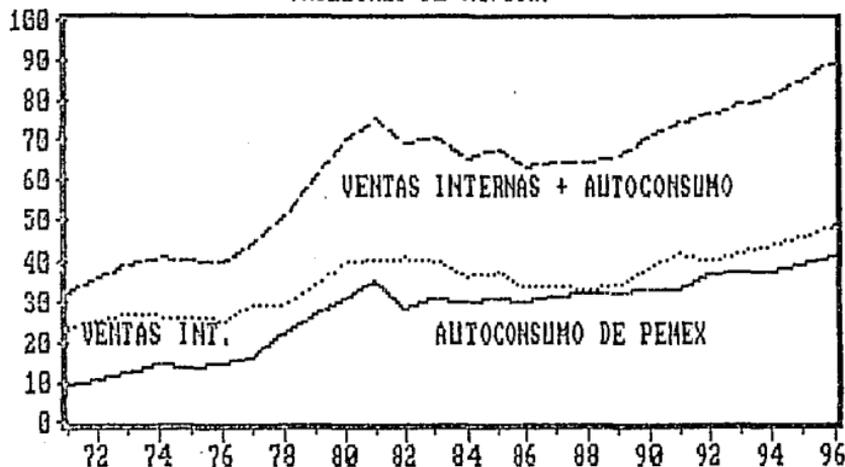
CONSUMO INTERNO DE GAS NATURAL EN INSTALACIONES DE PEMEX
(MILLONES M³/DÍA)



EVOLUCION DE LAS VENTAS INTERNAS DE GAS NATURAL EN MEXICO
(MILLONES DE M³/DIA)



EVOLUCION DE LA DEMANDA TOTAL DE GAS NATURAL EN MEXICO
(MILLONES DE M³/DIA)



RESUMEN.

Hoy en día, el gas natural se ha convertido en un recurso estratégico para el desarrollo de México, por tal motivo Petróleos Mexicanos ha iniciado estudios técnicos tendientes de alcanzar un uso racional del gas natural, en el sector industrial.

Petróleos Mexicanos solicitó la intervención del Instituto Mexicano del Petróleo para realizar el estudio del consumo de gas natural en la Cervecería, empresa que actualmente cuenta con una cuota de consumo de 200 000 m³/d de gas natural y ha solicitado incrementarla a 250000 m³/d, siguiendo las recomendaciones de la Subsecretaría de Ecología de SEDUE, con el objeto de reducir las emisiones contaminantes.

Para la realización de este estudio se visitaron las instalaciones de la cervecería, en donde se efectuó una inspección física a los consumidores de gas natural, se recopiló información acerca de sus consumos en la planta durante el período de enero a agosto del presente año y los proyectados para el último bimestre de 1991, a partir de los cuales se elaboraron tablas y gráficas para su análisis. En el inciso 3 se presenta una síntesis del proceso de producción de cerveza, de la planta de fuerza y equipos consumidores de gas natural, así como también la información recopilada y tablas de información generada. En este mismo inciso, se destaca que el uso que tiene el gas natural es totalmente como combustible para la generación de vapor de alta presión, y con éste energía eléctrica.

En la figura 4.2 de la sección 4 se encuentra graficada la demanda de gas natural de la planta cervecera, en la que podemos observar que el consumo mensual promedio durante los meses de enero a agosto, es inferior en un 25% de la cuota de suministro actual, sin embargo el consumo presenta grandes variaciones que llegan a alcanzar valores de 250 000 m³/d por uno dos días, en los meses de abril y julio pero también se tienen valores muy inferiores, llegando a consumir 20 000 m³/d, en uno o dos días en los meses de enero, febrero y mayo.

En la figura 4.3 se puede apreciar el hecho de que el gas natural aporta aproximadamente el 70% de la energía necesaria y el resto se complementa con combustóleo, y que el volumen de gas solicitado (250 000 m³/d) equivale al máximo consumo de energía alcanzado en el mes de Mayo.

Con el objeto de tener una idea clara acerca del aprovechamiento de la energía, y por lo tanto del gas natural, se compararon la eficiencia térmica de las calderas y la eficiencia global de los turbogeneradores con respecto a los valores de diseño y valores típicos respectivamente, encontrándose que tanto la generación de vapor de alta presión como la de energía eléctrica se realizan sin pérdidas de energía mayores a las intrínsecas de los procesos de su transformación.

De igual manera se revisó el aprovechamiento de la energía eléctrica y del vapor de calentamiento en el proceso de producción de la cerveza, comparando los índices de consumo de energía por unidad de volumen de cerveza producida, con índices internacionales obteniéndose resultados altamente satisfactorios, ya que en ambos casos, los índices de la empresa mexicana se encuentran cerca del límite inferior del intervalo reportado a nivel mundial.

En virtud de lo anterior, se concluye que la energía es usada racionalmente en la cervecería.

No obstante el cuidado que se tiene en la operación y mantenimiento de las calderas en base al cual la generación de vapor se lleva a cabo eficientemente, se ha detectado una oportunidad de ahorro de gas natural del 2% al 3%, mediante la implementación de un registro continuo de análisis de gases de combustión, para un control adecuado del exceso de aire.

En el inciso 4.2.3 se analiza el reporte de la comisión evaluadora de fuentes fijas de emisiones contaminantes de SEDUE, entregado a la cervecería para sus comentarios. En este reporte, se recomienda entre otras medidas la utilización exclusiva de gas natural como combustible en las calderas de la empresa como resultado de un monitoreo de gases en las chimeneas de los equipos y de las estimaciones de un grupo de Japoneses que colaboró con la citada comisión; sin embargo existen algunas incongruencias que hacen recomendable un estudio más detallado de las emisiones de NOx al quemar combustóleo en la misma proporción que se ha tenido hasta el mes de agosto (aproximadamente el 30% de la energía requerida), con el objeto de confirmar si están fuera de norma, así como el efecto que se tendría al implementar una recirculación de gases de combustión o la substitución del precalentador de aire por un economizador.

Finalmente en el inciso 5. se concluye que de ser necesario quemar sólo gas natural en las calderas de la empresa cervecera, éste tendrá un uso racional.

1. ANTECEDENTES.

En la planeación energética del país es necesario considerar todas las alternativas existentes en la producción y uso de los recursos energéticos de una forma eficiente, base del desarrollo presente y futuro de nuestra nación, principalmente de aquellos recursos finitos y escasos, como es el caso del gas natural.

Actualmente el gas natural además de ser materia prima para algunos procesos industriales, es también el energético de mayor predilección, dadas las múltiples ventajas que ofrece, respecto a otros combustibles.

La demanda de gas natural en México se ha incrementado sensiblemente en los últimos años y se espera que aumente aún más en un futuro próximo, esto aunando al hecho de que, el citado energético es cada vez más escaso en el mundo, hace menester el considerarlo como una materia prima básica para los procesos que así lo exigen y no como un simple combustible. Por lo tanto al ser el gas natural una materia prima escasa, es imperante el lograr ahorros sustanciales de éste, mediante la aplicación de estudios de energía que racionalicen su uso, y en el mediano plazo, lograr minimizar su utilización como combustible, y sólo considerarlo como una materia prima. en los procesos que así lo requieran.

En este contexto Petróleos Mexicanos ha solicitado al Instituto Mexicano del Petróleo realizar estudios para el análisis del consumo de gas natural en el sector industrial de México con el objeto de conservar este estratégico recurso a través de un uso racional.

2. OBJETIVOS.

Los objetivos del estudio del consumo de gas natural en la cervecaría.

- 1.1 Definir la estructura del consumo de gas natural
 - Plantas consumidoras.
 - Usos del gas natural.
- 1.2 Identificar sectores de demanda prioritaria.
 - Uso como materia prima.
 - Uso como combustible.
- 1.3 Detectar oportunidades de reorientar la demanda.
 - Ahorro de gas natural.
 - Sustitución de gas por un combustible alternativo.

3.0 BASES PARA EL ESTUDIO

En este punto se incluyen las bases técnicas que se utilizaron para la realización del presente trabajo, las cuales se enlistan a continuación.

3.1 Esquema de proceso para la producción de cerveza

3.2 Planta de Fuerza Motriz.

3.3 Lista de Equipo.

3.4 Información de Operación.

3.1 ESQUEMA DE PROCESO

La cerveza es una bebida hecha a partir de granos germinados de cebada y otros cereales que constituyen la malta, fermentada en agua y aromatizada con lúpulo generalmente.

Las etapas principales del proceso de fabricación de la cerveza son:

- a) Preparación de la malta
- b) Maceración
- c) Cocimiento
- d) Fermentación
- e) Maduración
- f) Envasado

a) Preparación de la malta.

Antes de iniciar el proceso de la elaboración de la Cerveza es necesario preparar la malta, tostando y triturando granos de cebada germinados artificialmente.

b) Maceración.

Durante el proceso de maceración una mezcla de malta y arroz con otros adjuntos finamente molidos, son sometidos a la actividad enzimática mezclados en agua caliente con el fin de transformar los almidones en azúcares fermentables y proteínas dentro de péptidos y aminoácidos.

Como residuo de la maceración, se obtienen la cascarilla de malta y proteínas insolubles que son usadas como forraje para ganado.

El proceso de maceración es prácticamente un ciclo constituido por mezclado-maceración-filtrado-mezclado.

La malta, arroz y otros adjuntos, son mezclados en agua caliente a temperatura y acidez controladas en el tonel mezclador, una vez hecha la mezcla, parte de ella o toda es alimentada al macerador, en donde es calentada durante un tiempo definido (de una a dos horas), en que realiza cada una de las reacciones de los almidones para transformarse en azúcares; posteriormente, la mezcla es filtrada en el tonel Lauter para eliminar la cascarrilla de la malta y material no disuelto (proteínas insolubles). La mezcla filtrada se recircula al tonel de mezclado, y se repite el ciclo según el tipo y calidad de la cerveza a producir. El producto filtrado es llamado mosto.

c) Cocimiento.

El mosto es hervido en el cocedor, con el fin de detener la acción enzimática y estabilizar biológicamente su composición, así como extraer e isomerizar las substancias del lúpulo para dar a la cerveza su sabor y aroma característicos. Durante el cocimiento, el mosto se esteriliza y las enzimas son destruidas, además de provocar que cierta cantidad de proteínas no convertidas coagulen y floculen apreciándose en forma de hojuelas.

Durante este proceso se evapora gran cantidad de agua, reduciéndose el volumen del mosto de un 5% a 10% por hora, y el proceso tiene una duración de 1 a 2 horas.

d) Fermentación.

Después de enfriar el mosto a 10°C, se adiciona levadura para convertir el azúcar en alcohol y bióxido de carbono.

El bióxido de carbono obtenido se limpia y se comprime para reintegrarlo al producto final con el fin de darle una sensación de frescura.

e) Maduración.

Después de la fermentación la mayoría de la levadura es separada de la cerveza, y se adicionan algunos agentes antioxidantes, para mantener su sabor, seguida por una lenta postfermentación y maduración en los tanques de reposo a una temperatura de 0°C durante algunos meses.

Al finalizar el reposo, se obtiene un sedimento formado por levadura remanente y proteínas precipitadas.

f) Envasado

La cerveza madura, es filtrada en tanques presurizados y es enviada a la sección de envasado, adicionando anhídrido carbónico al tanque acumulador de las máquinas embotelladoras y posteriormente la cerveza es pasteurizada con el fin de preservar su color y aroma durante un tiempo prolongado.

El proceso completo tiene una duración de aproximadamente 2 meses para la cerveza del tipo Pilsner y de 4 a 6 meses para cervezas más fuertes.

3.2 PLANTA DE FUERZA MOTRIZ

La planta de fuerza motriz de la cervecería, está constituida fundamentalmente por cuatro calderas acuotubulares y cuatro turbogeneradores, cuyas características se indican en la lista de equipo del inciso 3.3.

En la figura 3.2 se muestra el arreglo de las calderas y turbogeneradores de la planta de fuerza.

También pertenecen al Departamento de Fuerza Motriz varios compresores de diferentes tipos y capacidades, que forman parte de los sistemas siguientes:

- Refrigeración con amoníaco
- Aire comprimido
- Tratamiento y compresión de gas carbónico.

3.3 LISTA DE EQUIPO

Equipo usuario de gas natural

Clave	Descripción	Características
C-3225	Caldera marca Cerrey modelo VU-10 genera vapor sobrecalentado de 2.94 MPa 616 K (30 kg/cm y 343 C) Equipo auxiliar: Precalentador de aire tabular ventilador de tiro inducido Capacidad 12.983 m ³ /s (27500 scfm) Presión estática 3.07 kPa (12.35 "c.a.) Potencia: 57.8 kW (77.5 hp) Ventilador tiro forzado Potencia 48.5 kW (65 hp)	27 ton/h

FIG. 3.1 ESQUEMA DE PROCESO DE LA CERVECERIA

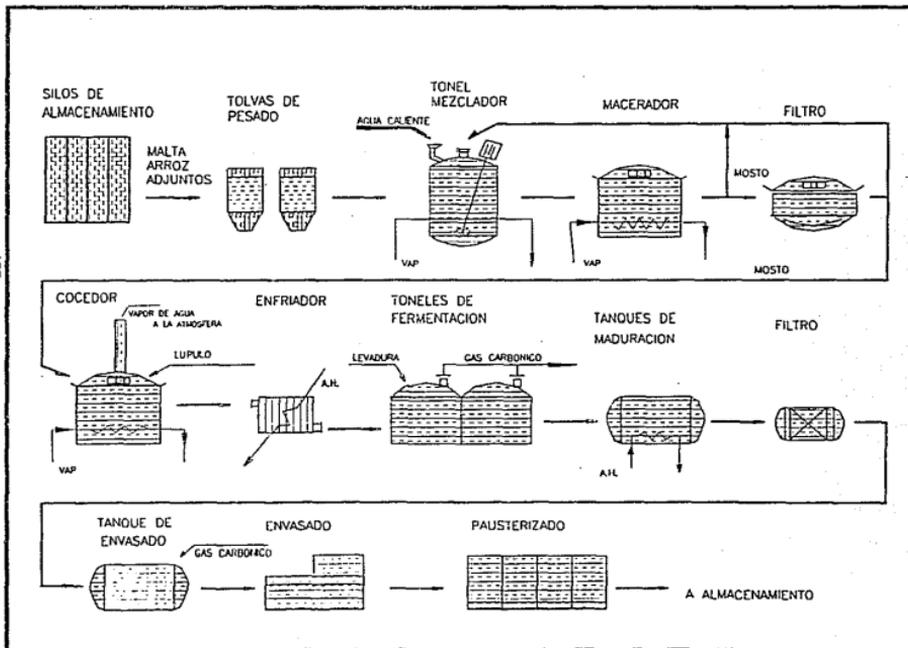


FIG.3.2 DIAGRAMA DE LA PLANTA DE FUERZA
CAPACIDAD INSTALADA

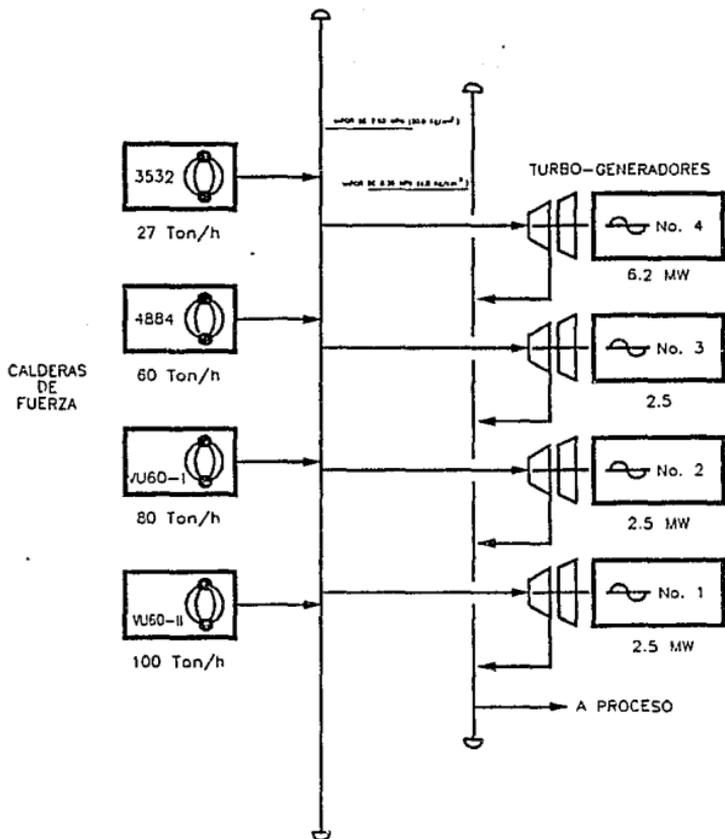
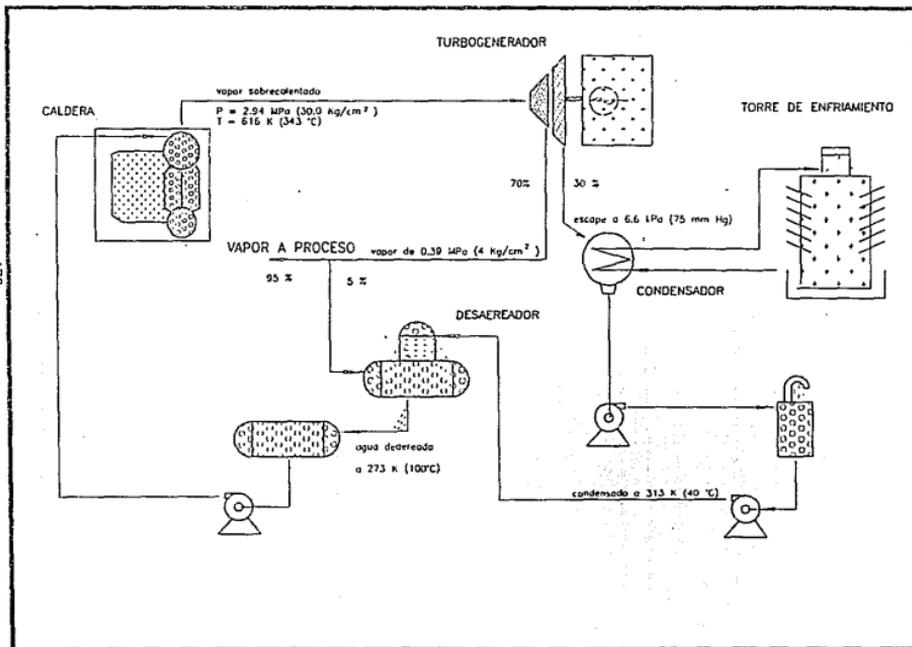


FIG. 3.3 ESQUEMA DEL CICLO DE FUERZA DE LA CERVECERIA



C-4884	Caldera Cerrey modelo VU-50 genera vapor sobrecalentado 2.94 MPa 616 K (30 kg/cm y 343 C) Precalentador de aire tabular ventilador de tiro forzado capacidad de 29.7 m /s (63000 scfm) Presión estática 5.33 kPa(21.4 "c).a Potencia 226 kW (303 hp)	60 ton/h
VU-60-I	Caldera Cerrey modelo VU-60 genera vapor sobrecalentado 2.94 MPa 616 K (30 kg/cm y 343 C) Precalentador de aire regenerativo ventilador de tiro forzado Capacidad 35.1 m /s (74 261 scfm) Presión estática 5.37 kPa (21.55 " c.a) Potencia 320 kW (429 hp)	80 ton/h
VU-60-II	Caldera cerrey modelo VU-60 genera vapor sobrecalentado 2.94 MPa 616 K (30 kg/cm y 343 C) Precalentador de aire tabular ventilador de tiro forzado Presión estática 9.0 kPa (36" c.a) Potencia 522 kW (700 hp)	100 ton/h

3.4 INFORMACION DE OPERACION

A) Bitacora de operación. enero-agosto de 1991

- Consumo diario de gas natural y combustible para cada caldera
- Generación de vapor diaria por caldera
- Generación diaria y energía eléctrica por generador
- Producción mensual de cerveza
- Composición de combustibles

B) Información generada.

A partir de la información señalada en el inciso A, se generaron numerosas tablas de datos que se utilizarán para el análisis del consumo de gas natural en la cerveceria. A continuación se muestran algunas de estas tablas que sintetizan gran parte de la información recabada en campo.

TABLE 3.1

PRODUCCION DE CERVEJA
CERVECERIA

MESES	PRODUCCION L/MES	PRODUCCION m3/mes	PRODUCCION m3/J
ENERO	70018700.0	70018.9	2228.8
FEBRERO	56411700.0	56411.7	1819.7
MARZO	74290900.0	74290.9	2386.8
ABRIL	87034100.0	87034.1	2748.3
MAYO	103840000.0	103840.0	3319.0
JUNIO	88274800.0	88274.8	2770.8
JULIO	82228900.0	82228.9	2605.8
AGOSTO	82064000.0	82064.0	2618.0
PROMEDIO	80804207.0	80804.2	2601.7

TABLE 3.2

CONSUMO DE S.M.S. NATURAL
CERVECERIA

MESES	S.M.S. NATURAL m3/mes	S.M.S. NATURAL m3/dia	S.M.S. NATURAL m3/L
ENERO	1060048.0	33148.7	1.02
FEBRERO	4763000.0	170118.0	1.87
MARZO	4461018.0	148700.5	1.72
ABRIL	5123470.0	172780.0	2.00
MAYO	4704282.0	151701.0	1.78
JUNIO	4241132.0	144704.4	1.67
JULIO	4627421.0	152787.2	1.88
AGOSTO	3994597.0	129807.5	1.49
PROMEDIO	4474277.1	148750.8	1.7
PROMEDIADO	5000000.0	200000.0	2.89

TABLA 3.3
 CONSUMO DE ENERGETICOS EN LA
 CERVECERIA

RES	ONS NATURAL MTS 3	CONSUMO DE LTS.	ENERGIA S.N. KCAL.	ENERGIA CONS. KCAL.	ENERGIA TOTAL KCAL.
ENERO	4963048.0	179327.0	3.0700E+10	1.5718E+10	3.2704E+10
FEBRERO	4763305.0	18094.0	4.0298E+10	6.7710E+09	4.6977E+10
MARZO	4461016.0	1192761.0	3.7716E+10	1.2190E+10	4.9906E+10
ABRIL	5183400.0	1677282.0	4.3802E+10	1.7104E+10	6.0906E+10
MAYO	4704282.0	2094720.0	3.9798E+10	2.4421E+10	6.4219E+10
JUNIO	4341122.0	2507100.0	3.8706E+10	2.6070E+10	6.4776E+10
JULIO	4407421.0	1696412.0	3.7710E+10	1.7098E+10	5.5808E+10
AGOSTO	3991093.0	1716422.0	3.3794E+10	1.7000E+10	5.1297E+10
PROMEDIO	4496377.1	1637781.1	3.8009E+10	1.5700E+10	5.1709E+10
PROYECTADO	7500000.0	0.00	6.3400E+10	0.0000E+00	6.3400E+10

RES	ONS NATURAL MTS 3	CONSUMO DE MTS 3	ENERGIA S.N. KJ	ENERGIA CONS. KJ	ENERGIA TOTAL KJ
ENERO	4963048.0	1793.6	1.4460E+11	7.6650E+10	3.2066E+11
FEBRERO	4763305.0	66.6	1.6872E+11	2.9200E+09	1.7187E+11
MARZO	4461016.0	1195.5	1.5801E+11	5.1000E+10	3.0706E+11
ABRIL	5183400.0	1677.4	1.8380E+11	7.1612E+10	3.5002E+11
MAYO	4704282.0	2094.7	1.6660E+11	1.0320E+11	3.6887E+11
JUNIO	4341122.0	2507.2	1.6376E+11	1.0917E+11	3.5297E+11
JULIO	4407421.0	1696.4	1.6788E+11	7.2420E+10	3.3018E+11
AGOSTO	3991093.0	1716.4	1.4149E+11	7.0270E+10	3.1477E+11
PROMEDIO	4496377.1	1637.5	1.5704E+11	6.7921E+10	3.2718E+11
PROYECTADO	7500000.0	0.00	2.6580E+11	0.0000E+00	2.6580E+11

TAOLA 3.4

ENERGIA ELECTRICA GENERADA
CERVECERIA

MES	ENERGIA KWh-hr	ELECTRICA KW	GENERADA J
ENERO	6099960.0	8198.9	2.1960E+13
FEBRERO	5034520.0	7471.9	1.9124E+13
MARZO	6027660.0	8101.6	2.1899E+13
ABRIL	7268820.0	10013.3	2.9955E+13
MAYO	7544460.0	10140.4	2.7160E+13
JUNIO	7367220.0	10227.1	2.8569E+13
JULIO	6618340.0	8995.6	2.3829E+13
AGOSTO	6126180.0	8234.1	2.2054E+13
FRON	6062917.3	8912.7	2.3411E+13

TAOLA 3.5

GENERACION DE VAPOR DE ALTA PRESION
CERVECERIA

RES	C-3225 TON	C-1654 TON	VU60-1 TON	VU60-11 TON	TOTAL TON
ENERO	8269.0	26720.0	10425.0	20443.0	65857.0
FEBRERO	1909.0	20792.0	0.0	20783.0	52684.0
MARZO	2227.0	22221.0	16096.0	27256.0	67800.0
ABRIL	1593.0	29763.0	21801.0	21126.0	82283.0
MAYO	882.9	20730.0	24624.0	29074.0	82210.9
JUNIO	183.0	7747.0	47966.0	29663.0	84559.0
JULIO	0	11829.0	32863.0	30951.0	75643.0
AGOSTO	303.0	6417.9	40223.0	20746.0	67789.9
FRON	1670.4	19102.9	25400.9	28069.6	74243.7

TABLE 3.3

GENERACION DE VAPOR DE AGUA PRESION
CANEVEERIA

MES	VAP ALTA TON	VAP 4 Kg TON	ENER TERM KCAL	VAP ESCAPE TON	CARGA TERM COND KCAL
ENERO	89109.0	48375.3	2.4671E+10	20772.7	1.1333E+10
FEBRERO	56454.0	39735.8	2.0154E+10	18942.2	9.8574E+09
MARZO	87914.0	47539.3	2.4244E+10	26071.2	1.1830E+10
ABRIL	83287.0	38300.9	2.3732E+10	24986.1	1.4287E+10
MAYO	87370.9	61278.5	3.1404E+10	28391.3	1.5091E+10
JUNIO	81046.0	59182.2	3.0182E+10	23363.8	1.4503E+10
JULIO	75463.0	38874.1	2.3907E+10	22828.7	1.2943E+10
AGOSTO	87776.9	48843.2	2.4969E+10	26132.8	1.3770E+10
SEPT	74318.7	32037.1	2.3331E+10	22295.5	1.2749E+10

MES	VAP ALTA Kg	VAP 4 Kg Kg	ENER TERM J	VAP ESCAPE Kg	CARGA TERM COND J
ENERO	5.9109E+07	4.8375E+07	1.0229E+14	2.0772E+07	1.1833E+13
FEBRERO	3.8454E+07	3.9735E+07	8.4932E+13	1.8942E+07	9.8566E+12
MARZO	6.7914E+07	4.7539E+07	1.0131E+14	2.6071E+07	1.1877E+13
ABRIL	6.3287E+07	3.8301E+07	1.2442E+14	2.4986E+07	1.4287E+13
MAYO	6.7970E+07	5.1278E+07	1.7140E+14	2.8391E+07	1.5091E+13
JUNIO	6.4046E+07	5.9182E+07	1.2636E+14	2.3364E+07	1.4503E+13
JULIO	7.5463E+07	3.8874E+07	1.1279E+14	2.2829E+07	1.2943E+13
AGOSTO	6.8776E+07	4.8843E+07	1.6429E+14	2.6133E+07	1.3770E+13
SEPT	7.4318E+07	3.2037E+07	1.1102E+14	2.2296E+07	1.2749E+13

TABLA 3.2

INDICE DE CONSUMO DE ENERGIA LIBERADA POR COMBUSTIBLES.
CERVECERIA

MES	sistema metrico			sistema internacional		
	PRODUCCION L	ENER LIB COMB KCAL	INDICE ENERG KCAL/L	PRODUCCION m ³ /mes	ENER LIB COMB J	INDICE ENERG J/m ³
ENERO	70016700.0	5.2704E+10	752.7	70016.9	2.2695E+14	2.1510E+07
FEBRERO	56411700.0	4.3977E+10	778.7	56411.9	1.7165E+14	3.0427E+07
MARZO	74295700.0	4.9933E+10	672.1	74295.9	2.0906E+14	2.8136E+07
ABRIL	97524100.0	6.0955E+10	625.0	97524.1	2.5021E+14	2.5166E+07
MAYO	103845300.0	6.4219E+10	616.4	103845.3	2.6567E+14	2.5872E+07
JUNIO	98294200.0	5.2801E+10	538.9	98294.8	2.6294E+14	2.6750E+07
JULIO	82328600.0	5.5065E+10	668.2	82328.8	2.3031E+14	2.7974E+07
AGOSTO	82508200.0	5.1297E+10	620.7	82508.2	2.1477E+14	3.4536E+07
PROMEDIO	80654237.5	5.4739E+10	670.3	80654.2	2.2915E+14	2.8903E+07

TABLA 3.3

INDICE DE CONSUMO DE ENERGIA TENDIDA EN PROCESO
CERVECERIA

MES	sistema metrico			sistema internacional		
	PRODUCCION L	ENER TEND PRDC KCAL	INDICE ENERG KCAL/L	PRODUCCION m ³ /mes	ENER TEND PRDC J	INDICE ENERG J/m ³
ENERO	70016700.0	2.4871E+10	352.4	70016.9	1.0322E+14	1.4733E+07
FEBRERO	56411700.0	2.3164E+10	357.4	56411.9	8.4432E+13	1.4960E+07
MARZO	74295700.0	2.4244E+10	328.3	74295.9	1.0136E+14	1.3662E+07
ABRIL	97524100.0	2.9733E+10	304.8	97524.1	1.2442E+14	1.2742E+07
MAYO	103845300.0	3.1404E+10	302.4	103845.3	1.3148E+14	1.2661E+07
JUNIO	98294200.0	3.0122E+10	307.1	98294.8	1.2637E+14	1.2936E+07
JULIO	82328600.0	2.6939E+10	327.2	82328.8	1.1297E+14	1.3709E+07
AGOSTO	82508200.0	2.4909E+10	302.5	82508.2	1.0422E+14	1.6682E+07
PROMEDIO	80654237.5	2.6531E+10	334.5	80654.2	1.1165E+14	1.4006E+07

TABLA 3.9

INDICE DE CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA
CARVECERIA

MES	sistema metrico			sistema internacional		
	PRODUCCION L	ENERGIA ELEC KW-hr	INDICE ENERG KW-H/L	PRODUCCION m3	ENERGIA ELEC J	INDICE ENERG J/m3
ENERO	7601690.0	8099960.0	0.0671	70016.9	2.1780E+13	3.1384E+08
FEBRERO	5641190.0	5034920.0	0.0692	56411.9	1.8129E+13	3.2128E+08
MARZO	7429500.0	8027540.0	0.0611	74295.0	2.1699E+13	2.9206E+08
ABRIL	97554100.0	7265820.0	0.0739	97554.1	2.5950E+13	2.6609E+08
MAYO	103545300.0	7544420.0	0.0727	103545.3	2.7180E+13	2.6109E+08
JUNIO	98294800.0	7383220.0	0.0749	98294.8	2.5009E+13	2.5999E+08
JULIO	82328600.0	6812340.0	0.0804	82328.6	2.3826E+13	2.8740E+08
AGOSTO	82506200.0	8128160.0	0.0780	82506.2	2.2004E+13	3.0283E+08
SEPT	50454037.5	4502917.5	0.0905	50454.2	2.3411E+13	2.9582E+08

TABLA 3.10

ENERGIA ELECTRICA GENERADA
CARVECERIA

MES	ENERGIA ELECTRICA GENERADA		INDICE ENERG TDM/KW-H	INDICE ENERG kg/M3
	KW-hr	KW		
ENERO	8099960.0	8198.9	2.1960E+13	3.1471E+08
FEBRERO	5034920.0	7491.8	1.8124E+13	3.1163E+08
MARZO	8027540.0	8101.6	2.1699E+13	3.1298E+08
ABRIL	7265820.0	19012.3	2.5952E+13	3.2099E+08
MAYO	7544420.0	19146.4	2.7180E+13	3.2090E+08
JUNIO	7383220.0	10227.1	2.5009E+13	3.1899E+08
JULIO	6812340.0	2295.6	2.3826E+13	3.1870E+08
AGOSTO	8128160.0	2234.1	2.2004E+13	3.1639E+08
SEPT	4502917.5	2912.7	2.3411E+13	3.1703E+08

TABLA 3.11

INDICE ENERGETICO DE GENERACION DE VAPORES
CERVECERIA

CALDERA VU40-1

RES	VAPORES TONS.	BASE NATURAL MTS. 3	COMBUSTIBLES LTS.	CALOR LIB. BASE NAT.	CALOR LIB. COMBUST.	CALOR LIB. TOTAL	INDICE KCAL./TON.	INDICE J/Kg
ENERO	10255.20	355893.00	417912.00	3.0109E+09	4.3344E+09	7.3454E+09	684522.62	2.3660E+06
FEBRERO	0.00	0.00	0.00	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	0.00	0.0000E+00
MARZO	18070.70	1363270.00	0.00	1.1702E+10	0.0000E+00	1.1702E+10	727231.24	3.0400E+06
ABRIL	21801.30	1862625.00	0.00	1.3759E+10	0.0000E+00	1.3759E+10	722775.23	3.0261E+06
MAYO	34984.50	2513230.00	0.00	2.4646E+10	0.0000E+00	2.4646E+10	723974.31	3.0274E+06
JUNIO	47563.40	4131215.00	25453.00	3.4959E+10	2.2217E+08	3.5211E+10	740220.13	3.0792E+06
JULIO	32283.39	1077105.00	1470274.00	9.1122E+09	1.3171E+10	2.4297E+10	725355.59	3.0722E+06
AGOSTO	40355.20	3440407.00	0.00	2.9102E+10	0.0000E+00	2.9102E+10	723975.16	3.0274E+06
TOTAL	200711.39	15163949.00	1716626.00	1.0222E+11	1.6741E+10	1.4600E+11	727970.70	3.0474E+06
PROMEDIO	25088.91	1895493.62	214578.25	1.3026E+10	2.4678E+09	1.5009E+10	70992.88	3.0092E+06

CALDERA VU40-11

RES	VAPORES TONS.	BASE NATURAL MTS. 3	COMBUSTIBLES LTS.	CALOR LIB. BASE NAT.	CALOR LIB. COMBUST.	CALOR LIB. TOTAL	INDICACION KCAL./TON.	INDICE J/Kg
ENERO	20443.00	751105.00	1278517.00	6.3347E+09	1.4197E+10	2.4532E+10	897368.57	3.7821E+06
FEBRERO	22783.22	2465704.00	0.00	2.0690E+10	0.0000E+00	2.0690E+10	724735.35	3.0343E+06
MARZO	27356.89	3028289.00	238028.00	1.7162E+10	2.4079E+09	1.9619E+10	716902.21	3.0010E+06
ABRIL	31128.20	2023413.00	519770.00	1.7221E+10	5.3039E+09	2.2577E+10	725223.98	3.0364E+06
MAYO	39074.30	1285779.00	789916.00	1.3416E+10	3.1271E+09	2.1043E+10	740589.64	3.1017E+06
JUNIO	29043.40	184024.00	1895081.00	1.5571E+09	2.0507E+10	2.2064E+10	729023.05	3.1777E+06
JULIO	31951.70	2645333.00	0.00	2.2381E+10	0.0000E+00	2.2381E+10	721101.13	3.0272E+06
AGOSTO	22749.50	1824490.00	1081731.00	1.5236E+09	1.5236E+10	1.6759E+10	738009.32	3.0901E+06
TOTAL	224510.72	11877119.00	6398298.00	1.6042E+11	6.8307E+10	1.6832E+11	710924.58	3.1621E+06
PROMEDIO	28063.84	1.4844E+06	7.997E+05	1.2542E+10	8.2378E+09	2.0778E+10	72310.82	3.0376E+06

TABLE 3.11

INDICE ENERGETICO DE GENERACION DE VAPOR
CERVECERIA

CALDERA #2/54

FECHA	VAPOR GEN. TONS.	GAS NATURAL MTS. 3	COMBUSTIBLE LTS.	CALOR LIB. 605 KWH.	CALOR LIB. COMBUST.	CALOR LIB. TOTAL	INDICE KCAL/TON.	INDICE J/kg
ENERO	28719.70	2071027.00	0.00	2.6952E+10	0.0000E+00	2.6952E+10	751877.28	3.1871E+08
FEBRERO	22772.10	2121455.00	82034.00	1.7772E+10	7.6452E+08	1.8537E+10	724190.87	3.0223E+08
MARZO	22271.00	827049.00	957175.00	7.9103E+09	7.8537E+07	1.3977E+10	757319.40	3.1779E+08
ABRIL	22725.00	1148724.00	1257412.00	7.7001E+09	1.1912E+10	2.1828E+10	758322.82	3.1478E+08
MAYO	23730.20	143374.00	1802634.00	1.7101E+09	1.8240E+10	1.7755E+10	741871.83	3.1061E+08
JUNIO	7747.50	14500.00	551121.00	1.2267E+08	5.6762E+07	5.7972E+07	748277.43	3.1039E+08
JULIO	11829.00	724725.00	222765.00	8.1217E+07	2.2780E+07	8.4278E+07	724707.24	3.0342E+08
AGOSTO	8419.50	327391.00	238811.00	2.7877E+07	2.4382E+07	5.2279E+07	814232.76	3.4018E+08
TOTAL	152224.40	7889489.50	4901704.00	1.5012E+10	1.9460E+10	1.1447E+11	747682.28	3.1277E+08
PROMEDIO	17422.00	900278.00	500228.00	2.1262E+07	8.1822E+07	1.4269E+10	73222.42	3.1907E+08

CALDERA 32/25

FECHA	VAPOR GEN. TONS.	GAS NATURAL MTS. 3	COMBUSTIBLE LTS.	CALOR LIB. 605 KWH.	CALOR LIB. COMBUST.	CALOR LIB. TOTAL	INDICE KCAL/TON.	INDICE J/kg
ENERO	8266.40	330754.00	0.00	4.8971E+07	0.0000E+00	4.8971E+07	708151.51	3.1427E+08
FEBRERO	1905.00	171465.00	0.00	1.4308E+07	0.0000E+00	1.4308E+07	737871.00	3.1814E+08
MARZO	2226.70	192172.00	0.00	1.8202E+07	0.0000E+00	1.8202E+07	738871.07	3.0432E+08
ABRIL	1039.00	138222.00	0.00	1.1874E+07	0.0000E+00	1.1874E+07	732877.70	3.0718E+08
MAYO	852.00	72442.00	0.00	4.7822E+06	0.0000E+00	4.7822E+06	722877.29	3.0268E+08
JUNIO	183.00	18229.00	0.00	1.2312E+06	0.0000E+00	1.2312E+06	823752.50	3.4491E+08
JULIO	8.00	0.00	0.00	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	0.00	0.0000E+00
AGOSTO	331.80	25222.00	0.00	2.8795E+06	0.0000E+00	2.8795E+06	842822.20	3.2822E+08
TOTAL	15404.50	1184314.00	0.00	1.0822E+10	0.0000E+00	1.0822E+10	747475.51	3.1272E+08
PROMEDIO	1877.56	148047.00	0.00	1.3527E+07	0.0000E+00	1.3527E+07	73474.28	3.1119E+08

C) Inspección física de las calderas.

Durante la visita a la Cervecería , se hizo un recorrido por la planta de fuerza motriz, en donde se encuentran instaladas bajo techo las cuatro calderas de fuerza de la compañía, únicas consumidoras de gas natural.

Al momento del recorrido sólo operaban dos calderas la VU-60-I y la VU-60-II, de 80 ton/h y 100 ton/h respectivamente.

En este recorrido se constató que las calderas han sido objeto de un mantenimiento cuidadoso y oportuno. Todas ellas cuentan con la instrumentación de fábrica completa y en buen estado aparente.

No se detectaron fugas de gases de combustión ni fallas en el aislamiento de la cubierta externa de las calderas. La línea de vapor también se hallaba con el aislamiento completo, y sin presentar fugas de vapor ni deterioros incipientes que revelaran puntos calientes en ella.

Se utilizó un analizador de gases de combustión portátil propiedad del I.M.P. para conocer el exceso de aire de combustión utilizado en las calderas.

En la tabla 3.12 se encuentran los datos de operación de las calderas VU60-I y VU60-II que se encontraban en operación al durante los días que duró la visita.

Tabla 3.12

CONDICIONES DE OPERACION DE CALDERAS

Planta: Cerveceria		Fecha 01-Oct-91	
Localización: México D.F.		Proy FB-03166	
DESCRIPCION	UNIDADES	VU60-I	VU60-II
VAPOR			
Flujo	Ton/h	70.0	41.0
Presión	Kg/cm ²	30.0	29.5
Temperatura	°C	343.0	350.0
GASES DE COMBUSTIÓN			
Temperatura	°C	105.0	150.0
Conc. de Oxígeno	%	2.7	3.6
Exceso de aire			
diseño	%	10.0	10.0
operación	%	13.0	19.0
Eficiencia térmica			
diseño	%	83.4	83.4
operación	%	84.0	83.0
Combustible		g.n.	g.n.
Composición aproximada de combustible.			
CH ₄	98.80 %		
C ₂ H ₆	1.00 %		
C ₃ H ₈	0.03 %		
N ₂	0.07 %		
CO ₂	0.10 %		

4. ANALISIS DEL CONSUMO DE GAS NATURAL

4.1 CONSUMO DE GAS NATURAL EN LA CERVECERÍA

Una de las formas que existe para evaluar la capacidad y rendimiento de una Cervecería, consiste en analizar su producción, y la relación que existe entre ésta y su consumo de energía, obteniéndose sus índices energéticos, esto es, la cantidad de energía consumida por unidad de producto.

En la figura 4.1 se puede observar las variaciones que se han tenido en la producción mensual de cerveza durante el transcurso del presente año, en ella destaca el hecho de que el punto máximo de producción de cerveza (103 845 m) es aproximadamente un 25% mayor que la de producción promedio (80650 m), mientras que las variaciones del valor promedio al punto mínimo, es mayor al 30% (de 80 000 m a 55 000 m) lo que representa una producción poco estable.

El consumo de gas natural de la cervecería, muestra también grandes variaciones a lo largo del año. Como se puede observar en la fig 4.1 el consumo promedio mensual hasta ahora es de aproximadamente el 75% de la cuota de suministro actual, y sólo los meses de febrero y abril superaron el 85% de la cuota de suministro, sin embargo es importante señalar que en 33 de los 243 días transcurridos de enero a agosto, el consumo de gas natural sobrepasa la cuota de suministro; de los cuales en menos de 5 días se han superado los 250 000 m /d. (vease en la fig 4.2, la líneas rojas representan los niveles máximos y mínimos de consumo de gas natural, que se obtienen durante uno a tres días de cada mes).

El hecho que durante algunas ocasiones la Cervecería se ha visto en la necesidad de sobrepasar su actual cuota de suministro, constituye uno de los argumentos de la empresa para solicitar un incremento en la cuota de suministro de 200 000 m /d a 250 000 m /d, lo que representa un incremento del 25%. Puede apreciarse en la figura 4.2, que de la misma manera en que el consumo de gas alcanza valores considerablemente superiores a la cuota de suministro también se tienen consumos muy por abajo de éste, llegando alcanzar los 20 000 m /d y 25 000 m /d (uno o dos días) en los meses de enero, marzo y mayo, estos valores representan apenas del 10% al 12.5% de la cuota de suministro.

FIG. 4.1 PRODUCCION DE CERVEZA

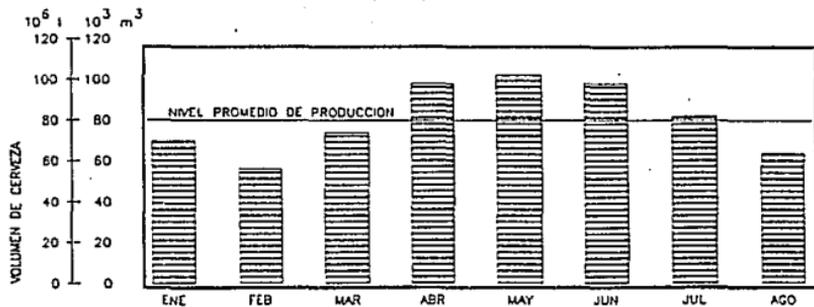
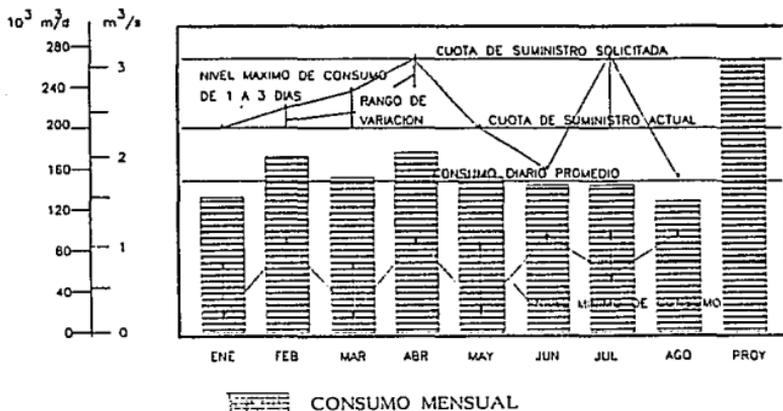


FIG. 4.2 CONSUMO DE GAS NATURAL



Hasta el mes de agosto, el gas natural aportaba del 58% al 96% (70 % en prom.) de la energía obtenida por la combustión de hidrocarburos (combustóleo y gas natural). A partir del mes de septiembre, la cervecería ha dejado de quemar combustóleo en sus equipos, utilizando gas natural exclusivamente de acuerdo a lo señalado por la Secretaría de Desarrollo Urbano y Ecología como una de las medidas para mejorar el aire ambiente de la Ciudad de México.

En la figura 4.3 se observa la tendencia que ha mostrado el consumo mensual de energía en lo que el punto máximo alcanzado es de 268.9 TJ (64.22×10^6 kcal) en el mes de mayo durante el cual la producción alcanzó su nivel más alto correspondiente a 103845 m³ (103.8 millones de litros).

Es importante señalar que este punto máximo de consumo de energía de 268.9 TJ (64.22×10^6 kcal), equivale a quemar 263 000 m³/d de gas natural con un poder calorífico de 35.42 MJ/m³ (8460 kcal/m³). Esto significa que el volumen de gas solicitado es prácticamente igual al consumo máximo alcanzado.

4.2 ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y SU POSIBLE REORIENTACION.

4.2.1 Uso del gas natural.

Como se habrá notado en el inciso 3, el gas natural no interviene directamente en el proceso, sino que sólo se utiliza como combustible en la generación de vapor de alta presión en las calderas de la Planta de Fuerza Motriz de la Cervecería.

A su vez el vapor de alta presión es utilizado para el accionamiento de turbogeneradores de energía eléctrica, cuyas turbinas cuentan con una extracción de vapor de baja presión que constituye el medio de calentamiento de proceso.

Con la información recopilada durante la visita a la planta se obtuvieron los índices energéticos de operación durante la producción de cerveza y se compararon con indicadores internacionales con el objeto de tener una idea clara del aprovechamiento de la energía, ya que finalmente tanto el vapor de baja presión y la energía eléctrica son generados a partir de la combustión del gas natural, como se puede observar en la fig. 3.3.

FIG 4.3 CONSUMO DE ENERGETICOS

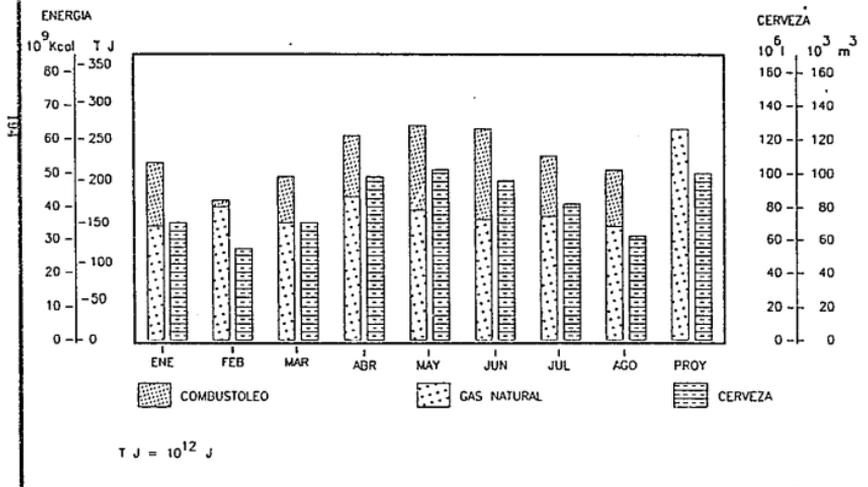


FIG 4.4 GENERACION DE VAPOR DE ALTA PRESION

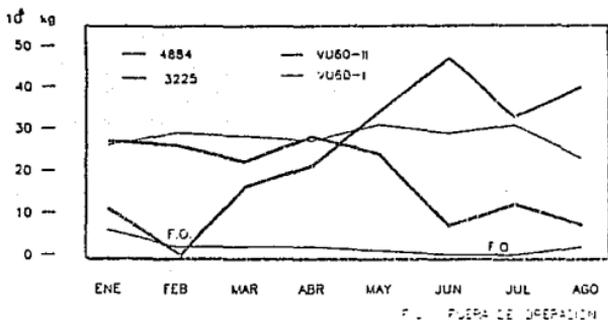
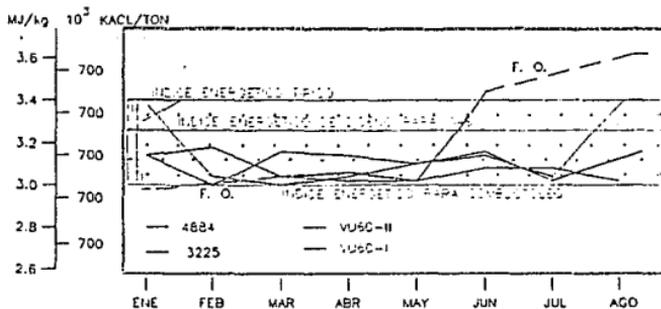


FIG 4.5 INDICE ENERGETICO DE CALDERAS



A) Generación de vapor.

En la figura 4.4 se presenta la generación mensual de vapor de alta presión por cada una de las calderas de la planta de fuerza motriz, en general cada una de ellas ha estado operando de un 30% a un 70% de la capacidad de diseño (de 50% a 75%, es el rango de operación en que este tipo de calderas alcanzan su máxima eficiencia). Sólo la caldera VU60-I operó a capacidad plena durante algunos días.

En la figura 4.5 se muestra el índice energético con que han generado vapor cada una de las calderas, durante el período de enero a agosto del presente año, en relación a índices típicos para el mismo tipo de calderas (zona sombreada). En este caso, los índices energéticos representan la cantidad de energía liberada por el combustible para obtener una unidad de masa de vapor de alta presión.

El índice energético para este tipo de calderas, varía entre 3.4 MJ/kg y 3.0 MJ/kg (812 x10 kcal/ton y 716 x 10 kcal/ton) que corresponden a eficiencias del 78% al 89% esto significa que mientras más eficiente es una caldera, requiere de menos energía para generar un kilogramo de vapor.

Es común referirse a estos índices en metros cúbicos de gas natural que se requiere quemar en una caldera para producir un kilogramo de vapor, así que en estos términos los índices anteriores se pueden expresar como 97 m³/ton. y 85 m³/ton. para eficiencias del 78% y 89% respectivamente.

Como se puede observar en esta misma figura, las calderas de la empresa cervecera han operado de una manera muy eficiente, dado que sus líneas de operación aparecen en la parte baja de la zona sombreada. También puede notarse que la mayor parte de la energía utilizada en los generadores de vapor es aportada por el gas natural (fig. 4.3), aún así las líneas de operación se acercan más al índice de diseño para el combustible, obteniendo un mejor aprovechamiento de gas natural.

No obstante lo anterior, en los últimos meses del período considerado (junio, julio y agosto) se observa que el índice energético sufre un aumento, y las líneas de comportamiento de las calderas llegan a superar el límite de referencia.

Durante la visita a la cervecera, se tomaron lecturas de operación de las calderas VUGO-I y VUGO-II que se encontraban en servicio (ver inciso 3.4), con las que se calcularon las siguientes eficiencias e índices energéticos consumiendo sólo gas natural.

Tabla 4.1
Eficiencia de operación de las calderas
VU60-I y VU60-II

CALDERA	EFICIENCIA	INDICE ENERGETICO
VU60-I	84%	3.19 MJ/Kg (90.1 m3/Ton)
VU60-II	83%	3.23 MJ/Kg (91.2 m3/Ton)

Estos valores de eficiencia e índices energéticos corresponden a los valores de diseño proporcionados por el fabricante, lo que indica que no existe dispendio del gas natural en la generación de vapor.

B) Generación de energía eléctrica.

El vapor de alta presión producido por las calderas, es alimentado a cuatro turbogeneradores de energía eléctrica.

Cada uno de estos turbogeneradores cuenta con una extracción de vapor de 0.39 MPa (4.0 kg/cm) que se envía al área de proceso para el calentamiento y otros servicios (Ver fig. 3.3).

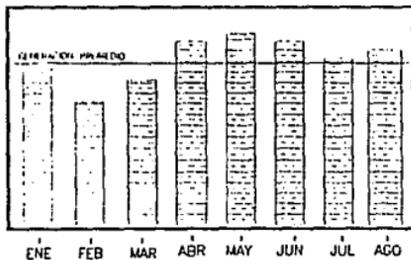
Para evaluar el aprovechamiento del vapor en la generación de energía eléctrica, se procedió a calcular los índices energéticos de operación de los turbogeneradores, y se compararon con índices típicos para esta clase de equipos.

Observando simultáneamente la generación de vapor de alta presión (fig. 4.6) y la generación de energía eléctrica (fig. 4.7) durante el período de enero a agosto del presente año es fácil notar que las variaciones corresponden una a una, esto es al disminuir la producción de vapor, disminuye la generación de energía eléctrica y viceversa, a excepción del mes de agosto. Lo anterior confirma el hecho de que el vapor de alta presión sólo se usa en los turbogeneradores.

En base a los datos de generación de vapor de alta presión y energía eléctrica producida, se obtuvieron los índices energéticos de operación de los turbogeneradores que se encuentran graficados en la figura 4.8.

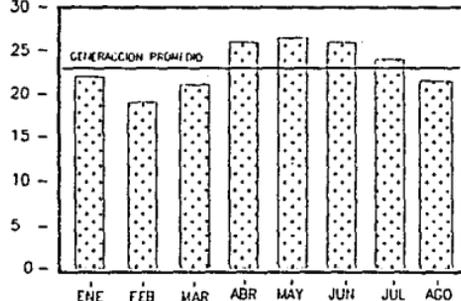
10^6 kg

FIG 4.6 GENERACION DE VAPOR DE ALTA PRESION



T J

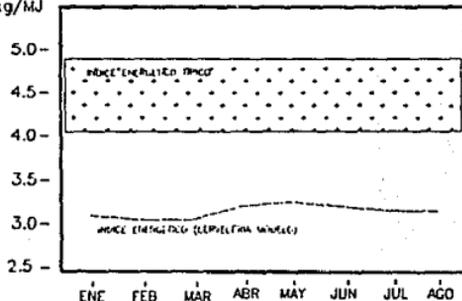
FIG. 4.7 GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA



T J = 10¹² Joules

FIG 4.8 INDICE ENERGETICO (GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA)

kg/MJ



M J = 10⁶ Joules

La eficiencia global de los turbogeneradores para unidades pequeñas fluctúa entre el 65% y el 78% que corresponden a los índices energéticos de 5.09 kg/MJ y 3.94 kg/MJ (1.83×10^{-2} ton/kW-h y 1.42×10^{-2} ton/kW-h) respectivamente, los cuales fueron calculados con una extracción del 70% de vapor alimentando. Al comparar los índices energéticos de operación con los índices típicos, se aprecia que los turbogeneradores de la compañía cervecera operan con índices inferiores a los referidos como típicos, alcanzando valores tan bajos como 3.17 kilogramos de vapor alimentando por cada Megajoule producido de energía eléctrica (1.14×10^{-2} ton/kW-h), que corresponde a una eficiencia del orden de 90%. Dado que no es factible encontrar turbinas con una eficiencia tan alta, es posible de que además de que exista un error en los registros, la cantidad de vapor de 0.392 MPa (4.0 kg/cm²) que se extrae de la turbina sea inferior al 70%; y que durante las temporadas de baja producción, el área de procesamiento ha llegado a operar sólo 4 días a la semana, durante las cuales no existe necesidad de vapor de proceso, pero sin embargo, la planta de fuerza debe continuar suministrando electricidad durante toda la semana.

No obstante de que exista un error en los registros correspondientes a la energía eléctrica generada o cantidad de vapor alimentada a las turbinas, el estado físico de éstas y su control de mantenimiento, nos permite considerar que los turbogeneradores operan sin dispenseo de vapor, pero como éste es generado en las calderas, entonces se puede decir que no existe desperdicio de gas natural.

C) Consumo de energía térmica en el área de proceso.

Durante el proceso de elaboración de la cerveza es necesario calentar y hervir la malta y el mosto utilizando vapor de 0.392 MPa (4.0 kg/cm²) como energético. Otros usos del vapor es calentar el aire para la tostación de la cebada germinada y el lavado de botellas, para el envasado de la cerveza.

El consumo de energía suministrada por el vapor de baja presión depende fundamentalmente del tipo de cerveza que se vaya a producir, así el índice de energía térmica tiene una gran variación que va de 1.7 GJ/m³ a 5.0 GJ/m³ (358 kcal/l a 1195 kcal/l), mientras que la cervecería reporta valores del orden de 1.4 GJ/m³ (334.5 kcal/l) en promedio, esto es, consume un 17% menos que el límite inferior del intervalo mundial; lo cual es congruente con la apariencia física del equipo que sugiere un mantenimiento esmerado del equipo, evitando así fugas de energía.

FIG. 4.9 CONSUMO DE VAPOR DE BAJA PRESION

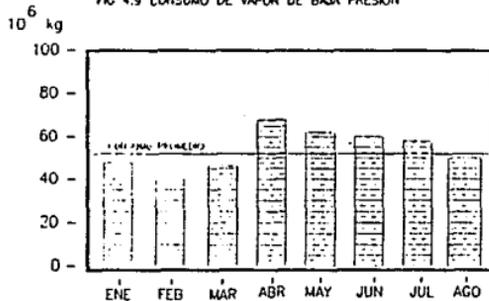


FIG. 4.11 CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

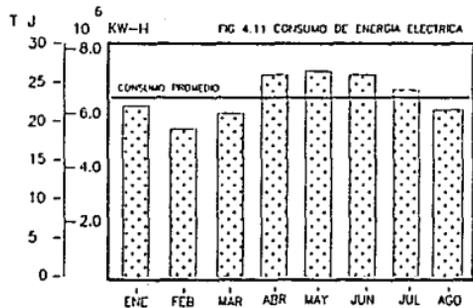
T J = 10¹² J

FIG. 4.10 INDICE ENERGETICO (VAPOR DE BAJA PRESION)

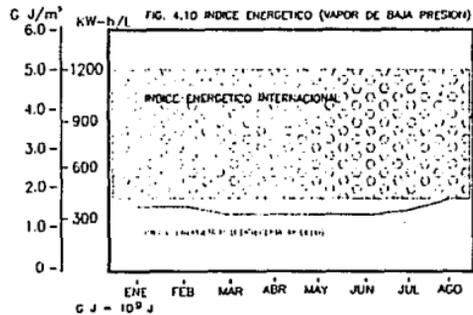
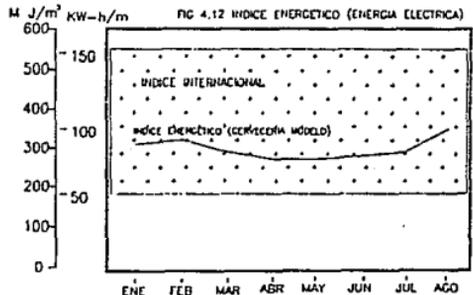
G J = 10⁹ J

FIG. 4.12 INDICE ENERGETICO (ENERGIA ELECTRICA)

M J = 10⁵ J

D) Consumo de energía eléctrica.

La energía eléctrica que se consume en la planta cervecera se produce en los turbogeneradores de la planta de fuerza.

En este inciso analizará el grado de aprovechamiento de la energía eléctrica, en la elaboración de la cerveza para lo cual se recurrió a la literatura abierta de donde se obtuvieron los índices energéticos del consumo de electricidad encontrándose que a nivel internacional este índice fluctúa entre los 180 y 550 Megajoules por cada metro cúbico de cerveza producida.

Como en el caso anterior, este índice depende mucho del tipo y calidad de la cerveza que produce. A este respecto, la cervecería reporta índices del orden de 295.8 MJ/m³ (0.081 KW-h/l), que al graficarlos (fig. 4.12) se posicionará en la mitad inferior del rango internacional.

Considerando que la cerveza Mexicana se caracteriza por su buena calidad de reconocimiento mundial, y con base a lo señalado anteriormente, se puede asegurar que en la cervecería se hace un buen uso de la energía eléctrica, y ya que esta es una segunda transformación de la energía liberada por el gas natural, entonces se puede asegurar que el gas natural tiene un uso racional.

4.2.2 AHORRO DE GAS NATURAL

En el análisis del aprovechamiento del gas natural en las calderas (inciso 4.2.1 A) se llegó a la conclusión de que en general todos los generadores de vapor han operado sin desperdicio de energía, sin embargo, es posible mejorar el buen uso que ya tiene el gas natural, a través de un control cuidadoso del exceso de aire de combustión. Actualmente no se cuenta con detectores de concentración de oxígeno, y el control de aire de combustión de las calderas se calibra cada vez que los equipos salen de operación para mantenimiento lo cual ocurre una o dos veces por año. Estos ajustes son tan distantes que se puede considerar que prácticamente no se tiene control sobre el exceso de aire.

En la siguiente tabla (4.2) se encuentran indicados los excesos de aire, eficiencias e índices energéticos de diseño y promedio del período enero-agosto con los que operaban al momento de la visita, las calderas VU60-I y VU60-II, observándose que éstas tenían una eficiencia satisfactoria, ya que ésta es igual a de diseño, no obstante, esta eficiencia es inferior al promedio en lo que va del año. En la caldera VUGO-II es factible reducir el consumo de energía de 3.23 MJ/kg (91.2 m g.n/tn vap) para mantenerlo en cuando menos en el nivel promedio de 3.10 MJ/kg (88 m /kg) lo que significa un ahorro del 3.5% en el consumo de gas natural. al reducir el exceso de aire de combustión de 19% al 10%.

Tabla 4.2

Condiciones de operación de calderas

		VUGO-I	VUGO-II
Exceso de aire			
Diseño	%	10	10
Operación	%	13	19
Eficiencia			
Diseño	%	83.4	83.4
Operación	%	84.0	83.0
Prom. (Ene-Ago)	%	87.0	86.0
Índice energético			
Diseño	MJ/kg	3.23	3.23
Operación	"	3.19	3.23
Prom. (Ene-Ago)	"	3.05	3.10

Procediendo de manera semejante con la caldera VU60-I al reducir el exceso de aire del 13% al 10%, se obtendría un ahorro de gas natural de al menos el 2%.

4.2.3. USO DE COMBUSTIBLES ALTERNOS

En virtud de que el gas natural sólo se utiliza para la generación vapor, podría ser substituído totalmente por combustóleo u otro combustible, sin embargo, dada la localización de la Cervecería, la Subsecretaría de Ecología de SEDUE, ha señalado la necesidad de utilizar sólo gas natural en las calderas como una de las medidas que permita reducir la emisión de compuestos contaminantes a la atmósfera (oficio No. 411-7342) del 27 de agosto de 1991).

Esta recomendación surge como resultado de las observaciones hechas por un grupo de especialistas de Japón, que participó en el Programa de Evaluación de Fuentes Industriales en la Zona Metropolitana desarrollado por SEDUE, D.D.F. y Gobierno del Estado de México.

Es importante señalar que durante la visita del grupo evaluador de SEDUE, sólo se encontraba operando una caldera de 60 ton/h la cual quemaba sólo combustóleo, pero recordemos que durante el periodo considerado para este estudio la energía consumida en las calderas de la planta ha sido en promedio de un 70% aportado por el gas natural.

En el reporte (de SEDUE) de evaluación de las emisiones de la cevecería, aparecen dos tablas de datos de emisiones, la primera aparece en el inciso 4, con el título de " Datos de análisis de gases de combustión" (pag.2) en el que aparecen los datos obtenidos en el monitoreo de la chimenea y la tabla 5.2.2.4. "Seminario de las medidas de control para la fábrica de bebidas alcohólicas" elaborada por el grupo Japonés. Con el fin de comparar los datos mencionados con respecto a los límites permisibles por las Normas Técnicas Ecológicas NTE-CCAT-007/88 y NTE-CCAT-008/88 de SEDUE, se reescriben la tabla 4.3.

De esta comparación se desprenden los siguientes comentarios.

- Para los óxidos de nitrógeno (NOx) existe incongruencia entre las dos fuentes, ya que mientras el monitoreo de la chimenea revela que las emisiones de la planta se encuentran dentro de lo permisible, el grupo Japonés asegura lo contrario.

Tabla 4.3

Emissiones contaminantes.

		COMBUSTOLEO (kg/m ³ (1) (3)	GAS NAT. kg/10 ⁶ m ³ (2) (3)
SEDUE NORMA	Nox	8.0	9000.0
	SO ₂	57.0	10.0
	Partículas	4.2	100.0
SEDUE MONITOREO	Nox	5.7	
	SO ₂	57.41	
	Partícula	4.63	
GPO JAPONES	Nox	10.05	2513.0
	SO ₂	60.0	0.0
	Partículas	3.35	0

(1) kg de contaminante por cada metro cúbico de combustóleo consumido a 298 K (25 °C)

(2) kg de partículas por cada millón de metros cúbicos de gas natural quemados. (a 98.06 kPa y 293 K)

(3) Valores para equipos capacidad mayor a 29.4 MW (106 x 10⁵)

- En cuanto al bióxido de azufre el monitoreo demuestra que la planta opera prácticamente en el límite de lo permisible y el grupo Japonés estima que éstos están excedidos en un 5%.

- De manera contrastante el grupo Japonés estima que las emisiones de partículas son menores en un 20% al límite marcado por SEDUE, mientras que el monitoreo reportó un exceso del 10% de partículas emitidas.

CONCLUSIONES

La importancia del Gas Natural dentro del esquema de desarrollo industrial de México ha alcanzado niveles similares a los del petróleo crudo. Sus características como energético y más aún como materia prima para derivados petroquímicos lo convierten en un recurso estratégico muy cotizado por los industriales.

Como energético tiene claras ventajas sobre otros combustibles como el combustóleo y el diesel, al propiciar una combustión favorable que cumple con los requisitos ecológicos y favorece el mantenimiento y conservación de los equipos.

Como materia prima para derivados petroquímicos, favorece la obtención de derivados con un alto valor agregado y un sinnúmero de aplicaciones en todos los sectores industriales.

En la actualidad se planean al mismo tiempo que las instalaciones para la explotación del crudo, las facilidades para separar, deshidratar, endulzar y transportar el gas natural asociado, con el fin de aprovechar al máximo este valioso recurso.

El interés por mejorar las tecnologías de procesamiento de gas natural se ha visto reflejado en innovaciones tecnológicas sobre todo en las plantas Criogénicas, instalaciones fundamentales para la separación de licuables.

En términos generales las mejoras tecnológicas se han adaptado para manejar corrientes con altas concentraciones de CO₂, evitando el riesgo de solidificación, así mismo se incrementó la eficiencia del ciclo de refrigeración y se realizaron las adaptaciones necesarias para disminuir el consumo de energía de estas plantas.

En resumen las innovaciones tecnológicas desarrolladas para la obtención y procesamiento del gas natural, mismas que se describen en la sección A de este trabajo, se derivan además de un mayor ahorro en el consumo de energía, en una mayor rentabilidad de la operación y eficiencia en la obtención del gas natural.

En México ha sido notable la sustitución de plantas de absorción por plantas criogénicas y en este campo el IMP ha continuado mejorando la tecnología, tal como se describe en el proceso CRIOMEX II.

En México, la demanda de gas natural por parte del sector industrial ha ido en aumento, tanto por un incremento natural de las necesidades de la industria, como por las disposiciones de tipo ecológico que motiva la sustitución de combustóleo por gas natural en las zonas densamente pobladas.

Esta situación ha llegado a tal grado que a pesar de los esfuerzos por incrementar el aprovechamiento del gas natural, optimizando su recuperación en la Zona Marina, ha sido necesario permitir el incremento de las importaciones de gas natural desde los Estados Unidos.

De esta manera algunas compañías norteamericanas y canadienses, ven con la perspectiva de la firma del tratado trilateral de libre comercio, un camino propicio para incrementar las exportaciones a la región norte de México. Con este fin ya se construyen las interconexiones necesarias para integrar las redes norteamericanas con las líneas de Petróleos Mexicanos.

La demanda de gas natural seco, obtenido principalmente de las plantas criogénicas y de absorción, se ha incrementado a una tasa promedio del 4% anual en el periodo de 1970 a 1990, para situarse actualmente en los 72.4 millones de m³/día.

Petróleos Mexicanos consume en sus instalaciones alrededor del 50% del gas natural seco, incluyendo los casi 12 millones de m³ que emplea como materia prima en sus plantas petroquímicas.

La industria en su conjunto emplea el 30% del gas disponible, es decir, aproximadamente 22 millones de m³/día. Desde 1986 el sector industrial ha incrementado sus requerimientos de gas natural en un 5% promedio anual.

El mayor incremento en la demanda de gas natural (9.7 anual) corresponde a la Comisión Federal de Electricidad que entre 1985 y 1990 elevó su consumo de 8 millones m³/día a 12 millones de m³/día, situación que se acentúa con la reglamentación de SEDUE para las plantas termoeléctricas ubicadas en la zona metropolitana.

Los distribuidores de gas natural, por medio de los cuales se canaliza el consumo doméstico, actualmente representa el 6% de la demanda y en este sector la demanda de gas natural ha mantenido una tendencia decreciente en aproximadamente 10% anual desde 1985.

El comportamiento de la tendencia de crecimiento de la demanda en los diferentes giros industriales ha sido muy diferente, ya que ésta depende de la actividad industrial y del crecimiento del sector.

Entre los giros industriales con mayor dinamismo entre 1985 y 1990 destacan los incrementos al combustible utilizado por la industria petroquímica básica (17%), la industria metalmeccánica (15.8%), industria de minerales no ferrosos (10%), generación de electricidad (10%) y la industria alimenticia (8%).

RESULTADOS DE LA ENCUESTA

Con la encuesta levantada, se logró captar información de los 28 giros industriales que utilizan gas natural, los cuales consumieron durante 1990, 22.250 millones de metros cúbicos por día, las 125 empresas que respondieron el cuestionario consumieron durante el mismo año 10.900 millones de metros cúbicos por día, esto significa que la muestra tuvo una representatividad de casi el 50%, de aquí que sus resultados permitan inferir directamente los resultados del total de la industria nacional consumidora de gas natural.

El gas natural, de acuerdo a la encuesta, además de su uso como materia prima (19.9%), se utiliza principalmente en equipos generadores de vapor (42.0%) hornos (20.9%) y calentadores (13.3%), en total estos tres equipos consumen más de tres cuartas partes del gas natural en la industria, en tanto que en instalaciones como quemadores de campo, incineradores, calcinadores y secadores se consume tan sólo 3.8%.

El tipo de usos del gas natural permite suponer, en primera instancia, la posibilidad de lograr ahorros de energía. Esta hipótesis se comprueba al observar algunos resultados de la encuesta practicada; así por ejemplo, tan sólo 93 de las 125 empresas encuestadas utilizan analizador de gases, sólo 43 empresas cuentan con precalentadores de aire, 22 lo tienen en proyecto y 60 empresas no lo utilizan, ni lo tienen contemplado.

Otro indicador de las posibilidades de ahorro, lo constituye el exceso de aire por tipo de equipo; de esta forma, de las 95 empresas con generadores de vapor, el 28.7% no miden esta variable, 14.7% tienen excesos de aire que implican un fuerte desperdicio de energía y tan sólo 50 empresas, es decir, el 52.6% son eficientes en lo que toca al exceso de aire.

En lo que respecta a hornos el exceso de aire indica una ineficiencia y por lo tanto potenciales de ahorro mayores, ya que de las 68 empresas que usan este tipo de equipo, tan sólo 28 operan con exceso de aire que se clasifica como eficiente, y 40 manifestaron altos excesos de aire (12) o no miden esta variable (28).

En los calentadores, tercer equipo consumidor de gas natural, se observa que la mayor parte (53.8%) o no miden en exceso o es muy alto, en tanto que el 46.2% operan con adecuado exceso de aire.

En lo que a equipos menores se refiere, como es el caso de secadores, calcinadores e incineradores, la situación es similar; esto es, la mayor parte o no mide el exceso de aire o su operación se realiza con excesos superiores a los considerados como eficientes.

Al igual que el exceso de aire, otra de las variables que se utilizaron para determinar las posibilidades de ahorro de energía, lo constituye la utilización de precalentadores, los resultados de la encuesta indican que la mayor parte de las empresas estudiadas no utilizan precalentadores para aire (82), mientras que sólo 43 utilizan estos equipos.

Otro indicador de las posibilidades de ahorro es la temperatura de los gases de combustión, los resultados de la encuesta muestran que más de la mitad de los generadores de vapor, de los hornos y de los calentadores pierden energía por las altas temperaturas de sus bases de combustión. Mientras que en equipos como secadores, calcinadores e incineradores, este indicador es superior al 60%.

La situación antes descrita y las estimaciones de las propias empresas, permiten establecer un potencial de ahorro en las 125 empresas estudiadas, para el corto plazo (1 año), de alrededor del 3%; sin embargo, en algunas empresas se estiman potenciales de ahorro de hasta un 40%. En lo que se podría definir como largo plazo (2 a 4 años), el potencial global de ahorro se estima en 1.6% y al igual que en el corto plazo, aunque en menor cantidad, algunas empresas manifiestan un potencial de ahorro de hasta un 40%.

Con lo anterior, se concluye que durante los próximos cinco años se podría reducir el consumo en casi un 9%, lo que para las 125 empresas estudiadas significaría un volumen de 0.98 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Si este resultado se extrapolara para el consumo industrial total, el ahorro posible hacia 1995 ascendería a 2.025 millones de metros cúbicos por día.

Otro de los resultados más relevantes de la encuesta lo constituye la determinación de posibilidades de sustitución; de esta forma, de las 125 empresas en tan sólo 65, no es posible sustituir el gas natural por otro combustible, esto es debido a su uso como materia prima, o al tipo de producto y proceso utilizado, o a que las empresas se localizan en la zona metropolitana de la ciudad de México.

De las restantes 60 empresas en las que sí es factible la sustitución, en que existen las instalaciones y experiencia para el uso de un combustible alterno, en 5 se debe precisar el efecto sobre los productos elaborados, en 29, sólo se puede sustituir el gas empleado para la generación de vapor y en 17 puede sustituirse pero se requieren inversiones en infraestructura.

En global, de las 125 empresas estudiadas, en 60, puede sustituirse parcial o totalmente el uso de gas natural, lo que significaría un volumen de 7.2 millones de metros cúbicos de gas por día, podrían sustituirse por otro combustible.

El análisis de los precios finales del gas natural en México, con respecto a los precios internacionales, considerando éstos como los de la Costa del Golfo de los Estados Unidos, muestra como los precios nacionales a partir de 1984 han sido superiores. Así, mientras que los precios en Estados Unidos, durante el período 1980-1990, han conservado una evolución relativamente estable con una ligera tendencia hacia la baja a partir de 1986, en el caso de México se observan amplias variaciones, en 1990 el precio del gas natural en México es superior al de Estados Unidos en poco más de un 20%.

Respecto al pronóstico del consumo esperado de gas natural para 1995 se manejaron dos escenarios: el primero, llamado escenario base en donde se considera una evolución de la demanda con tasas de crecimiento moderadas, esto es del orden de 3% en promedio anual para los diferentes sectores. El segundo escenario es en donde se considera el ahorro de energía, aquí se plantearon los posibles potenciales de ahorro, principalmente de las ramas industriales con alto consumo de energía, esto es las llamadas "Intensivas", sin embargo, para este mismo escenario no se consideraron posibles ahorros en otros subsectores.

Abordando con mayor detalle los consumos esperados de gas natural, encontramos que el sector industrial representó la parte más importante dentro de la estructura del consumo de gas natural en 1989, esto es 49.29% del total de la demanda, lo cual representó un total de 40.609 millones de metros cúbicos por día (MMm³/día). Este porcentaje se espera que tendrá ligeras variaciones para 1995, sobre todo en términos relativos, ya que en cifras absolutas el volumen del sector industrial se espera llegue a los 46.796 MMm³/día, lo cual participará con el 50.22 de dicha demanda global.

Por su parte, cabe destacar la importancia que tendrá la industria petrolera dentro de esta estructura al ubicarse como la segunda actividad con mayores necesidades de gas natural en 1995, esto es, en 1989 la industria petrolera consumió 29.363 MMm³/día, lo que constituyó un 35.64% del total de este año de referencia, sin embargo, la evolución proyectada de este consumo representa un incremento de 4.9% más para 1995, lo que expresado en volumen, significará 1.438 MMm³/día adicionales para las necesidades internas de Petróleos Mexicanos. Cabe destacar que los programas de ampliación, mantenimiento y los proyectos de aumento y ajustes a la producción interna, están considerados dentro de estas proyecciones.

Finalmente, los sectores eléctrico y doméstico serán las actividades que reportarán menores necesidades de gas natural para 1995, tal como se ha manifestado en su evolución histórica. Así, encontramos una participación de 11.84% y 3.23% respectivamente en 1989, lo cual representó 9.755 y 2.659 MMm³/día respectivamente, lo cual en términos relativos arrojarán una participación de 14.83% y 1.9% respectivamente.

Por otra parte, la demanda global de gas natural para 1995 dentro del escenario base, asciende a 93.185 MMm³/día, es decir, 10.798 MMm³/día más que en 1989. Sin embargo, de aplicarse medidas de ahorro de energía en los distintos sectores consumidores, el volumen de demanda alcanzaría 90.377 MMm³/día, es decir, un ahorro de casi 3 MMm³/día lo que equivale al consumo esperado de las industrias papelera y cementera en conjunto.

Por su parte, a nivel de subsectores que impactarán en mayor medida el consumo de gas natural, considerando medidas de ahorro de energía, encontramos que dentro del sector industrial se presentan altos potenciales, lo cual se expresa en la disminución de casi 3 MMm³/día. Cabe señalar que el papel que jugarán algunas ramas industriales como la química, la vidriera y la cementera, que podrán reducir su consumo en un 6% en promedio, lo cual se ubica dentro de márgenes convenientes, inclusive manejados dentro del programa nacional de modernización.

Como resultado de este análisis destaca la necesidad de que las empresas que utilizan gas natural como energético lo consuman eficientemente, dado que no es común la práctica de realizar análisis de la combustión en calderas, hornos y demás equipos que funcionan con gas natural.

Por tal motivo se plantea a nivel de ejemplo los resultados de una evaluación energética. Con ello se pretende mostrar los beneficios de este tipo de estudios y su relación directa con proyectos de ahorro de energía, destacando la importancia de implantar medidas de ahorro y uso eficiente de energía como un camino alternativo para hacer frente a la fuerte demanda de gas natural en la industria.

CONCLUSIONES DE LA EVALUACION ENERGETICA DE LA CERVECERIA

1 Uso del gas natural.

El uso que tiene el gas natural en la cerveceria es únicamente como combustible en la generación de vapor, de alta presión, que posteriormente se utilizará en la producción de energía eléctrica y vapor de baja presión para el calentamiento de las corrientes de proceso.

2 Consumo de gas natural.

El consumo de gas natural en la cerveceria alcanza un promedio de 148,980m /día, que aporta aproximadamente el 70% del energía total que en promedio que requiere la planta.

La energía total requerida por la planta es aproximadamente de 54.739x10 kcal/mes (229.18 GJ/mes) en promedio, lo que equivale a un consumo de gas natural de 215,670m /d.

La empresa cervecera ha solicitado un incremento del suministro de 50 000 m /d de gas natural, para alcanzar un total de de 250,000 m /d, que prácticamente corresponden al consumo máximo mensual de energía que se presentó en el mes de mayo.

Con este incremento la compañía planea sustituir el uso de combustóleo por el gas natural, como respuesta a las recomendaciones de SEDUE para el abatimiento de las emisiones de contaminantes del aire ambiente .

3 Aprovechamiento del gas natural.

Del análisis efectuado a la eficiencia de la transformación de la energía calorífica de los combustibles a la energía térmica del vapor de alta presión para la obtención de electricidad y vapor de baja presión, así como del aprovechamiento de estos dos últimos energéticos en el proceso de elaboración de la cerveza, se concluye, que en la cerveceria la energía liberada por el gas natural tiene un uso eficiente.

4 Ahorro de gas natural.

Como parte del mantenimiento de las calderas que se realiza de una a dos veces por año, se efectúa la calibración del control de flujo de aire combustión, sin embargo como es normal, en el transcurso de algún tiempo de operación este control se desajusta y no se alimenta la cantidad precisa de aire de combustión.

Siendo que la calibración del control se lleva a cabo con tiempos tan distantes entre uno y otro, se puede considerar que prácticamente no se controla el exceso de aire, lo que da origen a un potencial de ahorro de gas natural.

El potencial de ahorro se puede deber a que se alimente más aire del requerido y con ello aumentar la masa de gases calientes que se envíen a la atmósfera, o una cantidad inferior provocando que el combustible no se quemara totalmente.

Con los datos de operación de las calderas VU60-I y VU60-II que se encontraban operando durante la visita (ver punto 3.4), se evaluó la eficiencia de éstas, encontrándose que era igual a la de diseño especificada por el fabricante, sin embargo, los datos de concentración de Oxígeno revelan que el exceso de aire utilizado es mayor al indicado en el manual de operación lo que representa una oportunidad de ahorro del gas natural que ellas consumen de un 2% a un 3%. que podrá ser aprovechada con un análisis continuo de los gases de combustión; lo que proporcionará la información necesaria para que los ajustes necesarios se realicen oportunamente.

5 Uso de combustibles alternos.

SEDUE ha recomendado substituir la proporción de combustóleo que hasta el mes de agosto utilizaba la Cervecería Modelo por gas natural como una de las medidas para disminuir las emisiones de componentes contaminantes.

En virtud de las desviaciones existentes entre las lecturas del monitoreo de los gases de combustión de las calderas realizados por la comisión evaluadora de las emisiones de las fuentes fijas (ver tabla 4.2) y de las estimaciones del grupo Japonés que colaboró con esta comisión; se recomienda un estudio más detallado para determinar si efectivamente al quemar combustóleo en la misma proporción que se tuvo durante los últimos ocho meses las emisiones de NOx de la planta Cervecería superan los límites permitidos (Norma Técnica NTE - CCAT-007/88) y en su caso, analizar el efecto que se tendría al implementar una recirculación de gases de combustión o la substitución de los precalentadores de aire por economizadores, ya que las emisiones de SO2 y partículas pueden ser eliminadas en un lavador de gases de combustión.

	GAS NATURAL m3/D	COMBUSTOLEO m3/D	FACTIBILIDAD DE OPERAR SIN GAS NATURAL
CONSUMO PROMEDIO	148,980	54,592	SI (1)
POTENCIAL DE AHORRO	3,700	1,400	NO APLICA
CONSUMO PROYECTADO	250,000 (215,670) (2)	0	SI (1)
CONSUMO RECOMENDADO	0	208,470	SI (1)

Notas:

(1) El consumo de combustóleo es recomendable únicamente desde el punto de vista de ahorro de gas natural, como un recurso escaso, sin consideraciones ambientales.

(2) El consumo promedio de energía en la planta cervecera, corresponde a 215670 m /d, y los 250000 m /d corresponden a los picos de demanda que se presentan de uno a tres días por mes.

6 Otra alternativa.

Al contemplar que el gas natural tiene como fin último la generación de energía eléctrica, y considerando que el total o parte de ella puede ser adquirida a la Comisión Federal de Electricidad, entonces el uso de gas natural se podría limitar sólo a la generación de vapor de baja presión para el calentamiento de las corrientes de proceso.

Así tenemos que el flujo promedio mensual de vapor de calentamiento es de 52.023×10^6 Kg, asumiendo un coeficiente energético de 2.97 MJ/Kg que corresponde a una caldera con una eficiencia del 83 %, se tendría un consumo mensual promedio de 4.36×10^6 m³ (145,340 m³/d).

RECOMENDACIONES

Derivadas de las conclusiones del estudio de "La Demanda de Gas Natural en México", se pueden proponer las siguientes recomendaciones:

1. Establecer un procedimiento de control y vigilancia de los volúmenes indicados en el contrato de cada cliente usuario del gas.
2. Definir políticas para el control del consumo y fomentar el ahorro por parte de la industria.
3. Definir prioridades en el uso del gas, según recomendaciones de SEDESOL y en función de la ubicación industrial.
4. Establecer un procedimiento para atender solicitudes de ampliación de demanda de nuevos clientes, tomando en cuenta prioridades y medidas de ahorro.
5. Solicitar el establecimiento de políticas de precios congruentes con los costos de los energéticos alternos para la industria (combustóleo, diesel y LPG).
6. Establecer un sistema de información para análisis del mercado, en función de los datos de los factores de los usuarios.
7. Cuantificar la demanda potencial de los sectores industriales.
8. Plantear la necesidad de establecer políticas de ahorro de energía en instalaciones de PEMEX.
9. Planear las necesidades de gas natural, para establecer programas de exploración e inversión en PEMEX.
10. Establecer una política de precios del gas natural congruente con el marco internacional.
11. Establecer programas de ahorro y auditorías energéticas a los usuarios del gas natural.
12. Procurar capitalizar el avance tecnológico de nuestro país en materia de procesamiento del Gas Natural, en futuros proyectos.

E) BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

1. Anaya, A.
*New expander plants in Mexico go on stream too feed
Burgeoning Petrochem Industry.*
Oil & Gas Journal, Ene. 21, 1985.
2. Applegate, E.
Membrane Separation Process.
Chemical Engineering, Jun. 11, 1986.
3. Babcock, R.
*Natural gas Cleanup: A Comparison of Membrane and Amine
Treatment processes.*
Energy Progress, Sept., 1988.
4. Bernal, J.
*Predicción de la temperatura de formación de los hidratos
del gas natural.*
Revista del Instituto Mexicano de Petróleo, Oct. 1984.
5. Campbell, R.
Materials of Construction for cryogenics Processes.
Chemical Engineering, Oct. 23, 1967.
6. Carbett, R.
*An energy efficient refrigeration system developed for
natural gas liquids recovery.*
Energy Progress, Jun., 1983.
7. Case, J.
Water in high-CO₂ stream complicates design facture.
Oil & Gas Journal, May. 13, 1985.
8. Chiu.
Advances in gas separation.
Hydrocarbon Processing, Ene. 1990.

9. Chiu, H.
Apply depressuring analysis to cryogenic plant safety.
Hydrocarbon Processing, Nov. 1982.
10. Cooley, T.
Field Results Show Membrane.
AICHE, Agosto 26, 1985.
11. Cooley, T.
Field Test Show Membrane Processing Attractive
Chemical Engineering Progress, Oct. 1985.
12. Denton, R.
Two Combined Cryogenic Processing cut sour natural-Gas Processing cost.
Oil & Gas Journal, Agosto 19, 1985.
13. Donald D. and Erickson
AHP gives NGL fractionation energy savings.
Oil & Gas Journal, Vol 63, No.33, Agosto 19,1985.
14. Evans L.
Flexibility can boost profits in cryogenic gas-processing plants.
Oil & Gas Journal, Jul. 14, 1980.
15. Fair J.
Separation of Gas Mixtures.
Chemical Processing, Sep,1989.
16. Fox J.
An Evaluation of Direct Methane Conversion Process
Chemical Engineering Progress, Abril 1990.
17. Galicia y Leiva
Predicción de densidades de gas natural licuado (GNL) utilizando 3 modelos de ecuación de estado.
Revista del Instituto Mexicano del Petróleo. Vol XVII No.1 Ene. 1985.

18. González P.
Tecnología del gas natural licuado
Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. IV,
No. 2, Abril 1972.
19. Heisel and Marold
New gas scrubber removes H₂S
Hydrocarbon Processing, Abril, 1987 Vol. 66, No. 4
20. Holm J.
Energy Recovery with Turboexpander Process.
Chemical Engineering Progress, Jul. 1985.
21. Ibarra M.
Simulación y Análisis de Plantas Criogénicas
Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. XII,
No. 1, Ene. 1980.
22. Jarrett F. and Yoon Y.
*Treatment of a Unique Natural Gas: A comparison of
SELEXOL and Cryogenic Purification Methods.*
Energy Progress, Vol 3, No. 2, Jun. 1983.
23. Jensen B.
Improve control of cryogenic gas plants.
Hydrocarbon Processing, May. 1991.
24. Knierlem H.
Membrane separation saves energy.
Hydrocarbon Processing, Jul. 1980.
25. Monjarrez A.
*Análisis de gas natural por Cromatografía dual en fase
vapor.*
Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. 1, No. 2,
Abril 1969.

26. Manzur W. and Chan M,
Membranes for Natural Gas Sweetening and CO₂ Enrichment
Chemical Engineering Progress, Oct. 1982.
27. Mulloa J.
Recuperación de Gases Licuados por Turboexpansión en
Campo Durán.
XL Reunión de Expertos de Arpel.
28. Pattinson S.
Changes in demethanizer reboiler solve efficiency
problems.
Oil & Gas Journal, May. 1, 1989.
29. Prince G.
H₂S-removal process enhance Texas CO₂-injection
operations.
Oil & Gas Journal, Vol.85, No.21, May. 25, 1987.
30. Quarles W.
More natural gas transmission facilities are planned.
Hydrocarbon Processing, Vol.73, No.2, Agosto 1990.
31. Ryan.
CO₂ streams pose new design considerations.
Oil & Gas Journal, Vol.83, No.19, May. 13, 1985.
32. Schaffert and Ryan.
Alternative plant designs for the Ryan/Holmes approach to
CO₂ recovery in EOR projects are energy efficient and low
cost.
Oil & Gas Journal, Vol.83, No.4, 1985.
33. Schell W. and Houston.
Process gas with selective membranes.
Hydrocarbon Processing, Sept. 1982.

34. Singh R.
Surface Properties in Membrane Filtration.
Chemical Engineering Progress, Jun. 1989.
35. Sitja A. y Velázquez.
Simulación de Reformación de Gas Natural.
Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. XXII,
No. 2, Abril-Jun. 1990.
36. Smith.
Gas Dehydration Process Upgraded.
Hydrocarbon Processing, Vol. 69, No. 2, Feb. 1990.
37. Spilman R.
Economics of Gas Separation Membranes.
Chemical Engineering Progress, Nov. 1982.
38. Spilman W. and Barrett M.
Gas Membrane Process Optimization.
AIChE, Marzo 9, 1988.
39. Springmann H.
The economical and Technical Aspects of Criogenic Plants.
AIChE Symposium Series, Vol. 82, No. 25.
40. Wallece C.
Drying Supercritical CO₂ Demands Care.
Oil and Gas Journal, Vol. 83, No. 31, Agosto 5, 1985.
41. Williams V.
Cryogenics.
Chemical Engineering, Nov. 16, 1970.
42. Winnick J.
Electrochemical Membrane Gas Separation.
Chemical Engineering Progress, Ene. 1990.

43. Ahern E. J.
"Applications of the Second Law of Thermodynamics to Cryogenics", Energy, Vol. 5, 1980.
44. Bellin, V. y Petrini, P.
"New Natural Gas Automotive fuel dispersing technologies" Quaderni Pignone, No. 39, 1985.
45. Castillo M. P.
"Criterios de Diseño Aplicados al Procesamiento y Transporte de Gas y Aceite Marinos", Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Abril 1982.
46. Denton and Rule.
"Two Combined Cryogenic Process Cut Sour Natural-Gas Processing Cost", Oil and Gas Journal, Nov. 19, 1987.
47. Figueroa, Caraveo e Ibarra.
"Tecnología Criogenica IMP para Procesamiento de Gas Natural con Alto Contenido de Dióxido de Carbono".
48. Fuentes, H.F.
Tesis: "Análisis de una torre desmetanizadora con rehervidores laterales en un proceso criogénico."
UNAM.
49. Geist, J. M.
"Refrigeration Cycles for Future Base-load LNG Plants Need a Closelook", Oil and Gas Journal, Feb. 4, 1985.
50. Harvey, V.
"Upgrading Natural Gas", Chemical Engineering Progress, Nov., 1985.
51. Holmes and Ryan.
"Pilot Test Prove out Cryogenic Acid-Gas Hydrocarbon Separation Process", Oil and Gas Journal, June 27, 1983.

52. Instituto Mexicano del Petróleo.
"Manual de Diseño de Proceso para Plantas Criogenicas",
Vol. 1.
53. Instituto Mexicano del Petróleo.
Estudio Comparativo para Determinar el Tipo de Torre
Desmetanizadora, Empacada o de Platos, para la Planta
Criogénica del Tejar, Ver. Cont. 1194."
54. Instituto Mexicano del Petróleo.
"Manual de Procesos Instituto Mexicano del Petróleo"
55. Mckenzie and Donnelly.
"Mixed Refrigerants Proven Efficient in Natural-Gas-
Liquid Recovery Process", Oil and Gas Journal, March 4,
1985.
56. Muños.
Recuperación de Gases Licuados por Turboexpansión en
Campo Duran"
57. PETROPERU.
"Energía para el Futuro. Gas Natural"
58. Ryan and Holmes.
"Process Improves Acid Gas Separation", Hydrocarbon
Processing, May 1982.
59. Scott Pattisson.
"Change in Demethanizer Reboiler Solve Efficiency
Problems", Oil and Gas Journal, May 1, 1989.
60. Victory and Valencia.
"Methane-Carbene Dioxide Fractionation", Hydrocarbon
Processing, May 1987.

61. Young R.

PC-based control system complements NGL heat-recovery project.

Oil & Gas Journal, Vol. 86, No. 18, May 2, 1988.