

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA**

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LA CONVERSION DE
ENERGIA POR MEDIO DE LA COMBUSTION EN
MEXICO**

T E S I S
Que para obtener el Titulo de
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
AREA INDUSTRIAL

Presenta
MARIA DE JESUS DE LA ASUNCION
SEPEDA GONZALEZ

México, D.F.

Junio de 1980



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 esta 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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

INDICE

INTRODUCCION	Pág.	2
CAPITULO I. PERFIL ENERGETICO DE MEXICO.	Pág.	7
1.- Exploración	Pág.	10
2.- Reservas	Pág.	16
4.- Explotación	Pág.	23
5.- Consumo nacional aparente de combustibles líquidos y - relación producción/ consumo.	Pág.	35
6.- Transporte	Pág.	38
CAPITULO II. COMBUSTIBLES	Pág.	60
1.- Líquidos	Pág.	62
2.- Gaseosos	Pág.	71
3.- Sólidos	Pág.	76
4.- Potencia calorífica de los combustibles.	Pág.	77
CAPITULO III. SISTEMA ENERGETICO Y PLANTAS DE GENERACION DE ENERGIA TERMICA.	Pág.	79
1.- Sistema Energético	Pág.	81
2.- Plantas de Generación de energía térmica.	Pág.	82
CAPITULO IV. COMBUSTION Y EQUIPO PARA LA COMBUSTION.	Pág.	91
1.- Definición de los principales fenómenos relacionados con la combustión.	Pág.	92

	2.- Dispositivos de com- bustión.	Pág.	94
	a.- Equipo para com- bustión de acei- te y gas.	Pág.	95
CAPITULO V.	USO RACIONAL DE ENERGIA	Pág.	104
	1.- Sugerencias de medi- das de ahorro de energía (EAE).	Pág.	107
	2.- Plan de ahorro de energía.	Pág.	109
CAPITULO VI.	CONCLUSIONES	Pág.	118
APENDICE	EJEMPLOS DE AHORRO DE ENERGIA.	Pág.	125
	Ejemplo 1 Eliminar fugas en lí- neas de gas.	Pág.	126
	Ejemplo 2 Recuperación de calor de incineración.	Pág.	127
	Ejemplo 3 Utilizar el calor de desecho en los equipos de control de contami- nación.	Pág.	129
	Ejemplo 4 Mejoramiento del con- trol de combustión pa- ra sistemas duales.	Pág.	131
	Ejemplo 5 Empleo de los análisis de gases de combustión para disminuir el con- sumo de combustibles.	Pág.	136
BIBLIOGRAFIA		Pág.	142

INTRODUCTION

INTRODUCCION

En México existe aún mucha dependencia tecnológica. Esta dependencia se manifiesta :

1º.- En el número reducido de científicos de alto nivel existentes.

2º.- En la imitación de la población en valores y pautas de consumo a países más avanzados.

3º.- En la debilidad de imilar, adaptar y aplicar conocimientos procedentes del exterior.

La dependencia tecnológica se caracteriza por la importación de masiva de tecnología e incapacidad de mejorar los conocimientos así adquiridos.

El origen de ésta dependencia se ubica desde la Época Colonial. La metrópoli estimuló en la Nueva España sólo el desarrollo de aquellas ramas y sectores que le proveían de materias primas y metales preciosos que no representaban un peligro de competencia para los productos que exportaba a la Colonia. Se configuró así

una economía deformada, con un gran desarrollo en unas cuantas actividades primarias orientadas a la exportación y un estancamiento, en muchas otras ligadas a la satisfacción de necesidades locales.

La estructura colonial del quehacer tecnológico no sufrió mayores modificaciones al entrar el país en su vida independiente, siguió conservando su estructura en la que las actividades educativas, científicas y tecnológicas recibían poca atención, especialmente - las asociadas a los sectores productores modernos.

En la segunda mitad del siglo XIX, seguía existiendo la estructura de un país dependiente exportador de materias primas. Así se continuó, hasta que en 1934 se establecieron las bases de una moderna economía, debido a los cambios estructurales y un papel más vigoroso del Estado, que en el tiempo de la Revolución.

La estrategia de industrialización por sustituir importaciones, consistente en sus primeras fases, en producir los bienes de consumo final y algunos intermedios que antes eran importados, se basó en tecnología, maquinaria o insumos procedentes del exterior, sin que en la mayoría de los casos existiera un dominio sobre el uso de esas tecnologías, por parte de las empresas nacionales.

En éstas condiciones no se proporcionaron opciones tecnológicas y se absorbió el costo social que representa la utilización de tecnologías que no necesariamente contribuyen a un mejor uso de los recursos humanos, que no son adecuados para la explotación de los recursos naturales del país y que están asociados a una corriente de divisas en pagos al exterior.

El costo económico directo del patrón de cambio tecnológico basado en la importación, se identifica usualmente con los pagos por concepto de uso de patentes, marcas y asistencia técnica. Estos pagos fueron:

En 1968— 840 millones de pesos

En 1971— 2000 millones de pesos

En 1974— 2600 millones de pesos

En 1971 los pagos tecnológicos de la industria representaron el 86. %. Entre la participación de las ramas es significativa la de Fabricación y Reparación de productos metálicos, entre los que se encuentran los equipos de combustión.

De la energía consumida actualmente en México, el 85.4 % es a base de gas natural, petróleo y sus derivados. Esto nos hace reflexionar en la importancia de mejorar y consumir eficientemente los hidrocarburos, para lo que es necesario contar con buenos equipos de combus

tión.

El presente trabajo es el inicio de una larga labor de desarrollo de tecnología, es decir, conocimientos , para transformar más eficientemente los combustibles en energía térmica, con equipos adaptados a nuestras necesidades y hechos en México. Corresponde al Análisis Preliminar de un Estudio de Factibilidad de Desarrollo de Tecnología de Combustión.

Con ésta información, se pretende ubicar la importancia de la "Conversión de la Energía por medio de la Combustión en México", dentro de un contexto económico, social , energético y político.

El estudio se dividió en 6 capítulos y un apéndice: el No. 1 habla de la estructura del Sector Energético en México ; abarca desde la exploración del suelo hasta el transporte de combustibles refinados. En este capítulo podemos conocer los recursos petroleros que hay en México, a través de gráficas, estadísticas, mapas y comentarios.

El capítulo No. 2 está enfocado al conocimiento de combustibles y sus principales usos en México. El capítulo No. 3 nos habla del Sistema Energético y de los

principales tipos de plantas de generación de energía térmica, que son las que consumen la mayoría de los hidrocarburos.

El capítulo No. 4 define los principios básicos relacionados con la combustión y además muestra un panorama general de los principales equipos para la combustión, el capítulo No. 5 se refiere al uso racional de energía y en el se presenta un plan de ahorro de energía, a nivel industrial enfocado a la combustión. En el capítulo No. 6 se dan las conclusiones a que se llegó al final del trabajo y las soluciones propuestas.

En el apéndice al final del trabajo, se analizan varios ejemplos de ahorro de energía cuando se afecta la combustión.

C A P I T U L O I
P E R F I L E N E R G E T I C O D E M E X I C O

PERFIL ENERGETICO DE MEXICO

El Sector Energético es fundamental para el desarrollo y funcionamiento de la economía mexicana, por lo que es muy importante su planificación integral. El Sector consta de varias áreas, a saber :

- a) Hidrocarburos
- b) Electricidad
- c) Carbón
- d) Uranio

Para cada una existe una empresa del gobierno, en carga de su producción, administración y distribución :

- a) Para los hidrocarburos : PEMEX
- b) Para la electricidad : La Comisión Federal de Electricidad.
- c) Para el Carbón : Industria Siderúrgica (con inversión mayoritaria del Estado).
- d) Para el plano nuclear : Comisión de Energía Atómica.

Quien se encarga de fijar la política nacional en materia de energía en México es la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial.

Del presupuesto total del Gobierno Federal en el año de 1979 el 26 % correspondió al Sector Energético y tan sólo PEMEX absorbió el 19 %.

Los porcentajes promedio de energía consumida, agnerada por diferentes energéticos durante los años - de 1965 a 1977 son :

a) Energía a base de petróleo	62.8 %
b) Energía a base de gas natural	22.6 %
c) Energía hidroeléctrica, geotérmica e importaciones eléctricas	9.7 %
d) Energía a base de carbón	4.9 %
TOTAL	100.0 %

Podemos decir que PEMEX ha llegado a ser una de las empresas más importantes de México, ya que de ella - depende la mayor parte de energía que se está consumiendo en el país y de la energía depende el desarrollo de la industria, el transporte, el mismo sector - petrolero, la agricultura, etc.

La materia prima que utiliza PEMEX es petróleo crudo y gas.

Del petróleo crudo se elaboran subproductos, algunos de los cuales son utilizados como combustibles, cuya obtención se realiza por diferentes procesos químicos.

El gas natural se purifica con procesos que separan el azufre y sus derivados para dejar un gas dulce. También se le quita el agua que contenga, hasta obtener un gas seco y dulce, listo para distribuirse.

Como el objeto de nuestro interés es la "CONVERSION DE ENERGIA POR MEDIO DE LA COMBUSTION EN MEXICO", nos enfocaremos hacia el análisis de la producción, distribución y consumo del petróleo y del gas natural, en el presente capítulo.

Desde la exploración del petróleo y gas hasta la utilización por consumidores industriales, de servicios o domésticos de los combustibles se siguen varios pasos.

1.- Exploración.

Incluye todas aquellas actividades encaminadas a conocer geológicamente el suelo mexicano y así las posibilidades de encontrar nuevos yacimientos. Actualmente México cuenta con amplias posibilidades de encontrar nuevos yacimientos, ver Fig. 1.

En las Fig. 2 y 3 se pueden ver los campos descubiertos en la zona Chiapas-Tabasco, que se extiende al norte, donde se encuentra la plataforma marina de Campeche y hacia el sur y oeste en parte de los Estados de Veracruz, Tabasco y Chiapas.

Al norte cerca de la Cd. de Laredo se están haciendo perforaciones. A esta región productora de gas se le ha llamado Golfo de Sabinas.

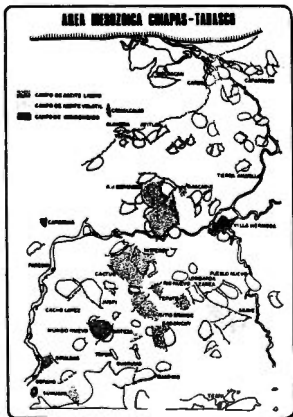
En el Pacífico se han tenido algunos buenos resultados con el descubrimiento del gas en B.C. en la Cuenca de Sebastián Vizcaíno.

Otra zona es la de la Cuenca de Chicontepec, que se encuentra entre la planicie costera del Gol-



Fig.1

Referencia
Boletín Informativo
Sector Energético
Agosto 1979



Referencia
Boletín informativo
Sector Energético
Agosto 1979

fo de México y las estribaciones de la Sierra Madre Oriental, abarcando parte del Estado de Tamaulipas, la fracción norte del Estado de Veracruz y parte de Hidalgo y Puebla (Ver Figura 4).

La perforación exploratoria ha tenido entre 1960 y 1975 un porcentaje de éxitos del 25 % y en la exploración de desarrollo, el porcentaje alcanzado en 1978 fué cercano al 80 % .

Otro índice de la Exploración es la profundidad media por pozo que fué en 1978 de 3,397 mts. para pozos de exploración y de 2,786 para los pozos de desarrollo.

Por otra parte, la producción media de hidrocarburos por pozo en el período de 1965 y 1975 se mantuvo en un nivel de 125.6 barriles diarios y se incrementó a 427 en 1978.

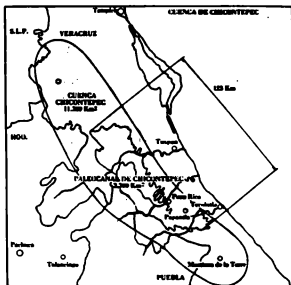


Fig. 4

Referencia
Boletín informativo
Sector Energético
Agosto 1979

2.- Reservas

Regularmente PEMEX utiliza los métodos establecidos internacionalmente para evaluar las reservas de hidrocarburos, con base en la perforación exploratoria sistemática y creciente, en los resultados de los campos ya descubiertos. A la fecha, las reservas de hidrocarburos se han estimado sin considerar todas las posibilidades de recuperación secundaria, lo que sugiere que con el adelanto de las técnicas y mayores recursos el monto de reservas podrá aumentar.

En 1965 las reservas probadas de hidrocarburos totales ascendían a 5,078 millones de barriles; 10 años después habían alcanzado los 6,338 millones de barriles. Poco tiempo después, principalmente en base a los resultados obtenidos en los campos de Chiapas-Tasasco, las reservas se incrementaron notoriamente, llegando en diciembre de 1976 a 11,160 millones de barriles. (Ver Fig. 5). En junio de 1977 esta cifra había aumentado 1.3 % respecto del año anterior, hasta 14,600 millones de barriles, considerando tanto los nuevos yacimientos encontrados como ciertos ajustes en las estimaciones basados en los volúmenes de recuperación y en otros indicadores. Para diciembre de ese mismo año las reservas probadas volvieron a incrementarse a la cantidad de 16 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (EPCE). Asimismo los resultados obtenidos propiciaron que las reservas probables se elevaran en esa misma fecha a 31 mil millones

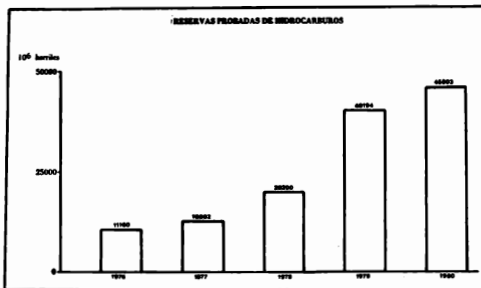


Fig. 5

Referencia
Boletín info
Sector Ener
Agosto 1971

adicionales y las reservas potenciales, incluyendo - los dos conceptos anteriores a 120 mil millones de - BPGE.

Estos niveles fueron ampliamente superados a media dos de 1978, con la estimación oficial de 20,240 millones de barriles de reservas probadas. Posteriormente, el 31 de diciembre de ese mismo año se anunció la existencia de 40,194 millones de barriles de reservas probadas totales, nivel que significó un aumento de 98.9% respecto a las estimaciones anteriores (figura 5). Estas reservas se componen de 28,407 millones de barriles de aceite (71%) y 11,787 barriles de gas en petróleo equivalente (29%).

Las reservas totales de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 1979 eran de 45,803 millones de barriles, 14% mayores que las reservas del año anterior. Este incremento se debió principalmente a la incorporación de yacimientos de los campos del Ixtoc, Maloco y En, a una revisión del campo Cantarell, y al desarrollo y revisión de algunos campos del Área Mesosódica de Chiapas-Tabasco.

Estas reservas están integradas por 30,616 millones de barriles de crudo (67%) 2,944 millones de líquidos de gas (6%) y 12,243 millones de barriles de gas seco equivalente a crudo (27%).

Cabe señalar que la relación de reservas probadas a producción se ha incrementado notoriamente, al pasar de 23 años en 1976 a 59.8 en 1978 (tal como se muestra en el cuadro 1).

En base a la producción anual de hidrocarburos - totales, de 784.3 millones de barriles, obtenida en - 1979 la relación es de 58 años. La tendencia de la relación R/P puede observarse en la Figura 6.

El considerable incremento de reservas alcanzadas hasta el año pasado, colocó a México en el sexto lugar mundial en cuanto al volumen de reservas probadas existentes. (Ver Figura 7).

El petróleo es un recurso limitado no renovable, - y como energético tiene la característica de ser requerido cada vez en mayor cantidad para satisfacer - las crecientes necesidades que en virtud de los procesos en desarrollo se generan en México y en todos los países. Esto conduce a disponibilidades decrecientes . Por eso es importante buscar nuevas fuentes de energía.

La energía juega un papel determinante en el desarrollo económico de México. Hay una relación directa energía-economía; si no hay crecimiento económico no hay demanda de energía y si hay limitaciones en la oferta, el país dejaría de crecer.

CUADRO 1
RELACION DE RESERVAS-PRODUCCION
DEL TOTAL DE HIDROCARBUROS

AÑO	RESERVAS TOTALES DE HIDROCARBUROS #	PRODUCCION TOTAL DE HIDROCARBUROS #	R/P AÑOS
1965	5078	231	22
1966	5357	241	22
1967	5486	264	21
1968	5530	276	20
1969	5570	290	19
1970	5568	311	18
1971	5428	306	18
1972	5388	317	17
1973	5432	327	17
1974	5773	387	16
1975	6338	452	15
1976	11160	482	23
1977	16002	546	30
1978	20240	397	51
1979	40194	673	60
1980	45803	785	58

R/P relación de las reservas probadas en cada año, -
entre la producción anual de hidrocarburos.

Referencia:

Anuario Estadístico de PEMEX 1977.

Memoria de Labores, Petróleos Mexicanos, 1978 y 1979

Millones de barriles.

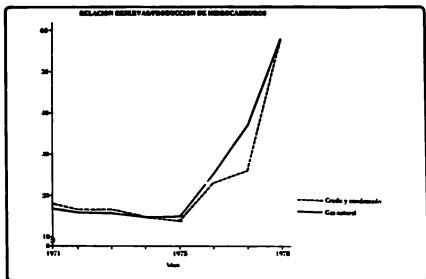
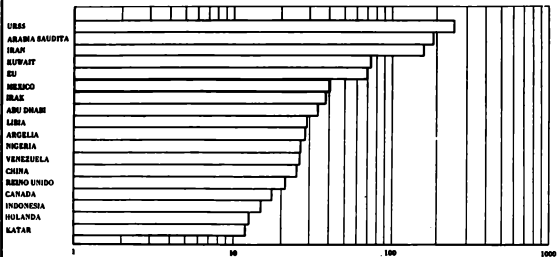


Fig.6

Referencia
Boletín informativo
Sector Energético
Año 1979

RESERVAS NEFUMALES DE HIDROCARBUROS
 millos de millones de barriles



Fuente: Oil and Gas Journal de 25 de diciembre de 1978.

Fig.7

3.- Explotación

**Existen en la República 3 zonas de explotación com-
puestas cada una de varios distritos:**

Zona Norte :

Distrito Frontera Noroeste

Distrito Norte

Distrito Sur

Zona Centro o Posa Rica :

Distrito Posa Rica

Distrito Nueva Paja de Oro

Distrito Omeña del Papaloapan

Zona Sur :

Distrito de Agua Dulce

Distrito Ciudad Pemex

Distrito Comacalco

Distrito El Plan

Distrito Nanchital

Distrito G. de Campeche

**La producción de gas en el periodo de 1967 a 1979
para cada zona se presenta en el cuadro 2.**

**La producción global de gas ha aumentado a excep-
ción de los años 68,71,76,77 y 78.**

CUADRO 2
PRODUCCION DE GAS MM m3

AÑO	ZONA NORTE	ZONA CENTRO	ZONA SUR	TOTAL
1967	6,114	2,862	7,245	16,721
1968	6,252	2,720	7,363	16,335
1969	6,705	2,966	7,576	17,247
1970	7,144	3,600	8,088	18,832
1971	6,604	3,153	8,463	18,220
1972	6,357	2,707	9,632	18,696
1973	6,380	2,423	10,360	19,163
1974	6,002	2,253	12,832	21,087
1975	5,125	1,909	15,236	22,270
1976	4,772	1,799	15,284	21,855
1977	4,903	1,605	14,641	21,149
1978	6,529	1,934	18,066	26,474
1979	6,864	2,126	21,155	30,145

MM m3 = Miles de Millones de m3

Referencia:

Anuario Estadístico PEMEX 1977

Memoria de Labores Petroleros Mexicanos 1979

La producción anual de petróleo crudo durante el período de 1967-1979 por zonas de explotación y total puede verse en el Cuadro 3.

La producción global de crudo aumentó todos los años, a excepción de 1970 y 1971 en el que parecían disminuir notablemente las reservas petrolíferas y en el que fué necesario importar petróleo.

En el año de 1974 hubo un incremento del 26% con respecto a 1973, debido a que la producción en los pozos de la Zona Sur aumentó en 47.5 %.

La producción de crudo en la Zona Norte ha venido disminuyendo desde 1975; en 1977 se niveló con respecto a 1974, pero en 1978 y 1979 siguió disminuyendo.

En la Zona Centro también ha venido disminuyendo la producción a partir de 1976. Bajando 18.8% en el año de 1979 con respecto al año de 1975.

A pesar de tener bajas en la producción de las Zonas Norte y Centro, la producción global ha aumentado (Ver Figura 8), debido al gran aumento en la producción de la Zona Sur.

CUADRO 3
PRODUCCION ANUAL DE CRUDO (MBls)

AÑO	ZONA NORTE	ZONA CENTRO	ZONA SUR	TOTAL
1967	26,669	61,647	61,609	149,928
1968	28,787	61,615	70,084	160,486
1969	29,824	63,375	75,182	168,381
1970	30,933	64,935	68,683	164,551
1971	29,061	59,284	75,735	164,080
1972	29,652	57,355	83,802	170,809
1973	30,599	54,307	89,250	174,156
1974	31,408	56,254	131,722	219,384
1975	30,102	57,106	183,546	250,754
1976	26,297	55,794	221,099	303,190
1977	28,624	52,086	287,197	367,907
1978	25,492	47,731	368,124	441,348
1979	23,029	45,292	465,008	533,329

MBls= Miles de Barriles.

Referencia:

Anuario Estadístico I.M.P. 1977

Memoria de Labores PEMEX 1978 y 1979

Del 100 % de la producción global de crudo en 1979, el 87 % fué de la Zona Sur y el - 75 % de éste fue del Distrito Comacaleo.

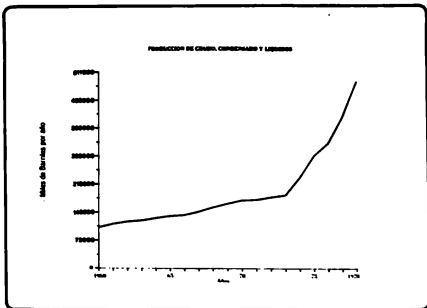


Fig. 8

Referencia
Boletín informativo
Sector Energético
Agosto 1979

4.- Refinación.

La localización de las plantas refinadoras puede verse en la fig. 9 .

Las plantas refinadoras reciben petróleo crudo a través de los oleoductos. Este petróleo ha pasado — por un tratamiento primario al salir del pozo antes de ser enviado a las refinerías con el fin de quitarle impurezas.

Las refinerías procesan por diferentes métodos — químicos al petróleo para obtener sus diferentes derivados. A continuación se mencionan unos de los procesos de refinación más importantes:

a).- Proceso de Destilación o Refinación Primaria.

El petróleo crudo está formado por una serie de — Hidrocarburos. Su separación en columnas de destilación se logra aprovechando las diferencias de volatilidad; el procedimiento utilizado consiste en calentar el petróleo crudo, los componentes más ligeros se evaporan y a continuación se condensan los — hidrocarburos evaporados.

La condensación se efectúa a diferentes temperaturas: los hidrocarburos más volátiles se condensan a menor temperatura que los menos volátiles.



Fig. 9

Referencia
Boletín informativo
Sector Energético
Agosto 1979

De esta manera se obtienen los principales combustibles, a ser : Combustóleo, Gasolinas, Diesel, Kerosinas y Gas L. P.

b).- Procesos de Desintegración

El residuo de la destilación del petróleo crudo se somete a una destilación, para separar componentes menos volátiles que serán destinados a lubricantes o a desintegrarse catalíticamente para convertirlos en productos comerciales: gas licuado, gasolinas y combustible diesel.

c).- Procesos de Purificación

Estos procesos eliminan de los productos obtenidos por destilación o por desintegración, algunos compuestos que importen propiedades inconvenientes a los productos. Los principales contaminantes en estos procesos, son los compuestos derivados del asfalto, los inconvenientes que presentarían los derivados del petróleo sin éstos tratamientos, serían mal olor y contaminación de la atmósfera al ser quemados.

La capacidad nominal de refinación primaria para - 1978, puede verse en la figura 9 , desglosada por refinerías.

La capacidad global nominal de refinación primaria, desintegración y reductora de viscosidad puede verse en el cuadro 4.

CUADRO 4
CAPACIDAD NOMINAL DE REFINACION
1969-1979
BARRILES DIARIOS

AÑO	DESTILACION PRIMARIA	DESINTEGRACION Y REDUCTORA DE VISCOSIDAD
1969	552,200	150,000
1970	592,000	150,000
1971	592,000	150,000
1972	625,000	168,000
1973	760,000	168,000
1974	760,000	168,000
1975	785,000	168,000
1976	968,500	208,000
1977	973,500	277,000
1978	988,500	317,000
1979	1,341,000	317,000

Referencia:

Anuario Estadístico PEMEX 1977

Memoria de Labores Petróleos Mexicanos 1979

En 1978 se procesaron en las refinerías del sistema 881,785 barriles diarios de petróleo y líquidos - del gas, cifra 24 veces mayor al promedio procesado - en 1965. En este año se puso en operación la primera etapa de la refinería de Caderoyta.

De la producción obtenida en las refinerías de combustibles líquidos en el año de 1978; la producción - de gasolina diesel y combustóleos representa aproximadamente el 77%.

En la fig. 10 se muestra la producción nacional de combustibles líquidos para el periodo 1960-1978.

La tendencia de todas las curvas es hacia arriba, aquí se puede apreciar los resultados de aumento de equipo y tecnología para la explotación de los recursos petroleros.

La proporción de producción total correspondiente a cada uno de los principales combustibles puede observarse en el cuadro #5, para el periodo 1969-1979. Se puede observar que la gasolina es el combustible más importante por la cantidad producida en 1979 - llegó a ser el 29,73%, en segundo lugar estan los combustóleos que bajaron su porcentaje respecto de 1978 pero no fue mucho; en tercer lugar está el Diesel, en cuarto lugar el Gas licuado, en quinto lugar las Kerosinas y en sexto lugar el Gas seco.

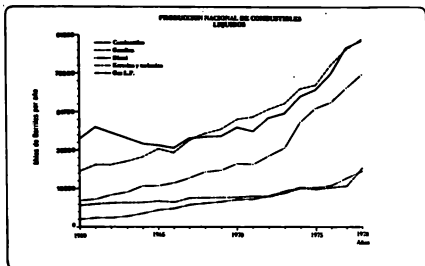


Fig.10

Referencia
Boletín informativo
Sector Energético
Agosto 1979

CUADRO 5
RELACION DE LOS PRINCIPALES PRODUCTOS
OBTENIDOS A VOLUMEN PROCESADO (%)

AÑO	GASOLINA	KEROSINAS	DIESEL	COMBUSTIBLES	GAS LICUADO	GAS SECO	RESTANTE	TOTAL
1969	27.85	8.44	16.33	25.54	7.10	2.63	12.11	100
1970	27.93	7.98	16.59	26.00	7.21	2.65	11.75	100
1971	28.63	8.07	16.43	25.01	7.43	3.04	11.39	100
1972	28.66	7.71	17.49	26.43	7.47	2.85	9.39	100
1973	27.99	7.78	18.16	25.97	8.15	2.70	9.05	100
1974	27.89	7.74	21.32	26.44	7.63	3.00	5.98	100
1975	27.27	7.38	22.24	26.31	7.61	1.77	7.42	100
1976	28.34	7.18	21.74	26.73	7.45	1.89	6.67	100
1977	27.35	6.53	21.56	27.57	7.78	2.39	6.82	100
1978	28.00	6.63	22.62	27.78	8.44	2.32	4.21	100
1979	29.73	6.82	22.45	24.77	9.44	2.37	4.42	100

El "% Restante" incluye a lubricantes, asfaltos, grasas, parafinas, coque, entregas netas a petroquímicas y otros.

Referencias:

Anuario Estadístico I.M.P. 1977
 Memoria de Labores PEMEX 1979

5.- Consumo nacional aparente de combustibles líquidos y relación producción-consumo.

El consumo nacional aparente de combustibles líquidos ha aumentado, como podemos ver en la Figura número 11 que muestra el consumo nacional aparente para el período de 1960-1978.

La relación producción-consumo en el período analizado no ha sido siempre favorable. A fines de 1969 se observaba una disminución de las reservas petrolíferas, el país pasó por una etapa de desarrollo acelerado, hubo un proceso de industrialización y la elevada tasa de crecimiento dio lugar a una creciente demanda de energía que había que cubrir, pues de otra manera se corría el riesgo de frenar el proceso de desarrollo; así que se importó combustóleo y diesel (Seminario de Economías de Energía, SEPAPIN, 1978).

Afortunadamente a fines de 1974 se había logrado un aumento en la producción de hidrocarburos y en 1976 en la relación reservas probadas-producción anual gracias al descubrimiento y explotación de importantes yacimientos petrolíferos en la Zona Sur, que permitieron a México cambiar su condición de importador a exportador (ver figura número 12).

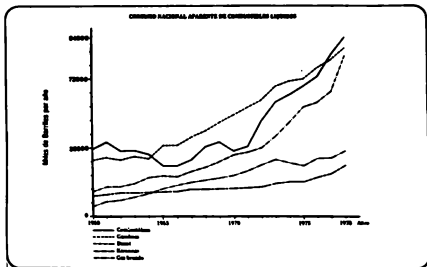
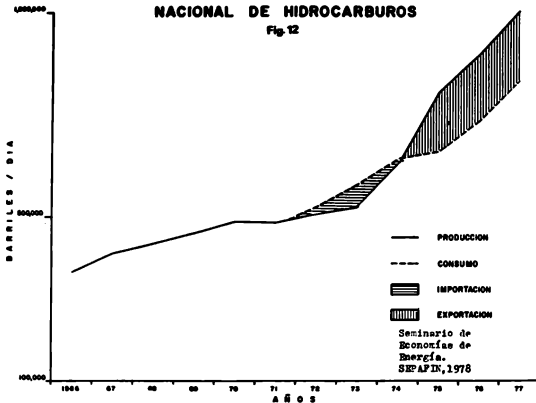


Fig.11

Referencia
Boletín Informativo
Sector Energético
Agosto 1979

PRODUCCION Y CONSUMO NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Fig 12



6.- Transporte y distribución.

El transporte y la distribución de la mayor parte de los hidrocarburos que se producen en México es a través de las redes de tuberías de Petróleos Mexicanos, esto contribuye a resolver los problemas de transporte por ferrocarril y por carretera.

a.- Gasoductos.

En la Figura 13, aparecen las principales redes de gasoductos existentes en el país, el control de los mismos se realiza a través de 3 sistemas:

Sist. Sur-Centro cubre el transporte de gas natural desde las regiones de productoras del sureste hasta el Altiplano Central y la Ciudad de Guadalajara, el Sistema Troncal Nacional de Gas, que tiene bajo su responsabilidad la operación del gasoducto del complejo petroquímico de Cactus, Chiapas a la estación de los Ramones, Nuevo León con el conjunto de ramales que dan servicio a las zonas alejadas e interconexiones al sistema anterior. Por último el sistema de Ductos Norte, el cual maneja y distribuye la producción de la zona noreste del país, además de estar interconectado con el interior y estar en posibilidades de mover gas hacia el extranjero. En los cuadros 6 y 7

PETROLEOS MEXICANOS
RED NAL. DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE GAS EN ESTUDIO Y DESARROLLO

SIMBOLOGIA

● CAMPO DE GAS

— LINEA DE TRANSPORTE

— LINEA DE DISTRIBUCION

— LINEA DE DISTRIBUCION EN ESTUDIO

☐ A. 1970년대 이후, 미국의 대중문화
☐ B. 1970년대 이후, 미국의 대중문화와 함께 전 세계로 퍼져 나감
☐ C. 1970년대 이후, 미국의 대중문화와 함께 전 세계로 퍼져 나감
☐ D. 1970년대 이후, 미국의 대중문화와 함께 전 세계로 퍼져 나감

CUADRO-8

GASODUCTOS EN OPERACION

	DIAMETRO (CM.)	LONGITUD (KM.)
SISTEMA DUCTOS NORTE:		
Reynosa-Monterrey	61	223.0
Apodaca-Escobedo	61	41.0
Planta de Absorción Reynosa-Estación de Medición No. 1	61	1.6
Culebra-Monterrey	56	169.4
Apodaca-Monterrey	46	14.7
Monterrey-Torreón	41	309.1
Planta de Absorción Reynosa-Estación de Medición No. 2	41	2.1
Planta de Absorción Reynosa-Estación de Medición No. 1	35	1.6
Planta de Absorción Reynosa-Estación de Medición No. 2	35	2.1
Chávez-Gómez Palacio	30	32.5
Nm. 175.3 del GRMICH-Refinería Cd. dereyta	30	14.0
Matamoros Reynosa-Cd. Alemán	30	181.2
Torreón-Chihuahua	30	443.0
Escobedo-Monclova	25	173.1
Escobedo-Monclova	25	173.1
Chihuahua-Celulosa de Chihuahua	20	100.4
Escalón-Química del Rey	20	103.3
Nm. 289.0 del GRMICH-Cuamargo	20	14.7
Nm. 352.0 del GRMICH-Delicias	20	26.1
Ojo Caliente-Salttillo	20	29.7
Mezquital-San Rafael	15	6.0
Monterrey-Cd. Hidalgo	10	25.5
Paila-Parras	10	24.0
REDES DE DISTRIBUCION:		
Monterrey	4	22.0
Chihuahua	30 y 35	9.6
		40

CUADRO-6
GASODUCTOS EN OPERACION
(CONTINUACION)

	DIAMETRO (CM.)	LONGITUD (KM.)
REDES DE DISTRIBUCION:		
La Laguna	20 y 15	18.7
Saltillo	20 y 10	4.3
Matamoros	15,10,8, y 5	8.0
Monclova	15 y 10	6.9
Reynosa	15,10-y 8 5,2.5	20.0
Rio Bravo	15,10,8 y 5	7.0
TRONCAL DEL SISTEMA NACIONAL DE GAS:		
Cactus-San Fernando	130	1102.0
San Fernando-Los Ramones	107	145.0
Los Ramones-Escobedo	91	81.3
Monclova-Escobedo	76	173.1
Km. 874 TSNG-Altamira	41	17.0
SISTEMA DUCTOS SUR CENTRO:		
Nuevo Teapa-Minatitlán	91	30.0
UPQ-Cactus-Cárdenas	91	25.0
Minatitlán-Venta de Carpio	76	540.0
Cd. Pemex-Venta de Carpio L-1	61	780.4
Cd. Pemex-Venta de Carpio L-2	61	780.4
Cd. Pemex-Río Grijalva	61	43.6
Est. 2 GCPM-Nuevo Teapa	61	28.0
Cactus-Cd. Pemex	61	91.0
Cactus-Cd. Pemex	61	91.0
G.B.P.*Pajaritos-Minatitlán	61	19.8
La Venta-Estación 2 GCPM.*	50	10.5

CUADRO-8

GASODUCTOS EN OPERACION

(CONTINUACION)

	DIAMETRO (CM.)	LONGITUD (KM.)
SISTEMA DUCTOS SUR CENTRO:		
Nuevo Tempa-Pajaritos	50	11.5
Angostura-Veracruz	50	74.7
Venta de Carpio-Santa Ana	50	58.0
Venta de Carpio-Cd. Sahagún	50	41.0
G.B.P.*-Minatitlán-Cosoleacaque	46	7.5
Santa Ana-Salamanca	41	208.6
La Venta-Estación 2 GCPM.*	35	10.5
Venta de Carpio-Salamanca	35	268.6
Salamanca-Guadalupe	35	238.0
GCPM.*-Jaso-Tula	35	20.0
GBP.*Cosoleacaque-Jaltipan	30	23.3
Tierra Blanca-Angostura	25	20.0
Km.962 GCPM.*-Querétaro	25	23.0
Venta de Carpio-Toluca	25	90.0
Ramal GCPM*-Cactus	25	10.2
Ramal GCPM*-Samaría 2.	25	4.9
Venta de Carpio-Tlanchinol	15	190.0
Ramal GCPM*-Paradón	15	15.0
Ramal GCPM*-Samaría	15	3.5
Panzacola-Apizaco-Xalostoc.	10	38.0
Ramales Distribuidores	5, 8, 10 15, 20, 25 30, 35, 41 46, 50, 56 61	430.0
Red de Gas Valle de México	5, 8, 10 20, 25, 30 35, 50, 56 y 61	402.0

CUADRO-8**GASODUCTOS EN OPERACION
(CONTINUACION)**

	DIAMETRO (IN.)	LONGITUD (MI.)
Red de Gas Guadalupe	5,8,10 15,20,25 y 30	80.6

Notas:

GMTQI Es Gasoducto Reynosa-Monterrey-Torreón-Chihuahua

TSNG es Troncal del Sistema Nacional de Gas

GCPN es Gasoducto Cd. Pemex-México

TBP es Gasoducto Baja Presión

UPQ es Unidad de Petroquímica

CUADRO 7

GASODUCTO DE RECOLECCION EN OPERACION

	DIAMETRO (CM.)	LONGITUD (KM.)
ZONA NORTE		
Palau-Cacanapo-lo. de Mayo	61	60.0
Lampazos-lo. de Mayo	61	60.0
Culebra-Reynosa	56	79.0
Pandura-Arcabuz	41	146.0
Reynosa-Texas Eastern	41	2.0
Arcabuz-Culebra*	41	30.0
Lampazos-Monclova	41	120.0
Monclova 1-Monclova*	41	36.0
Reynosa-Texas Eastern	35	2.0
Torreclillas-(Culebra-Reynosa)*	30	23.0
Cuitláhuac 1-Torreclillas	30	25.0
Arcabuz-Culebra	30	30.0
Uilda-(Lampazos-Monclova)*	30	13.0
Buena Suerte-(Uilda-Lampazos-Monclova)*	30	22.0
Buena Suerte-Monclova	30	8.0
Monclova 2-(Monclova 1-Ahmsa)*	30	5.0
Comadero-Campo Tamaulipas*	30	24.0
Campo Tamaulipas-Cd. Madero	20	24.0
Pandura-Asarco	15	19.0
Oasis Auxiliar-Pandura	15	10.5
Robulus-Asarco	15	22.0
Gigante 1-(Pandura-Arcabuz)*	15	6.0
Estación IV Aguila-Est. Calent.		
Chairrel 40	15	40.0
Estación IV Aguila-Central Cacalilao	15	5.0
Estación Calent. 2-Estación 4	15	27.5
ZONA CENTRO		
Soledad-Miquetla	25	21.0
El Choto-Miguel Alemán XVIII	25	4.0
Tejula-Zapotallillo	15	11.0
Cocoite-Angostura	10	38.0
ZONA SUR		
Samaria-Cactus*	91	17.0
Agave-Cactus*	76	40.0
Artesa-Sitio Grande	76	7.5

CORRNO 7

CONDUCTO DE RESOLUCION EN OPERACION

(CONTINUACION)

	DIAMETRO (CM.)	LONGITUD (M.)
ZONA SUR		
Artesa-Sitio Grande	76	7.5
Sitio Grande-Cactus I	76	17.0
Iride II-Samaría II ⁶	61	8.0
Iride II-Samaría II ⁷	61	5.3
Sitio Grande-Cactus ⁶	61	16.0
Samaría III-Samaría II	61	8.0
Sitio Grande-Cactus I ⁶	61	17.0
Susupa-Artesa	61	25.0
Artesa-Sitio Grande ⁶	61	7.5
Sitio Grande-Cactus II ⁷	61	13.0
Cactus-La Venta ⁶	61	100.0
Paredón-Cactus ⁶	61	22.0
Paredón-Cactus ⁶	61	22.0
Cactus II-Planta Cactus ⁶	61	7.0
Agave-Río Nuevo	61	27.0
Quinducán -Samaría ⁶	61	8.5
Quinducán -Samaría ⁶	61	8.5
Quinducán -Samaría ⁷	61	8.5
Samaría-Cactus	61	17.0
Area de Plantas Cactus II-Cactus I	61	7.5
Iride II-(Quinducán-Samaría)	61	5.0
Blasillo-5Presidentes	61	18.5
Moloacán-Quichapa	51	14.0
Cinco Presidentes-San Ramón	51	11.6
Los Soldados- El Plan	51	7.0
Blasillo-La Venta	51	10.0
Cactus II (Sitio Grande-Cactus I)	41	1.0
Artesa-Sitio Grande	41	7.0
Iride II-(Quinducán-Samaría) ⁶	41	7.0
Agave-Planta Cactus	41	40.0
Bacal-Ogarrio-La Venta	41	46.0
Concepción-Lacamego ⁷	30	5.0
Ihuatlán Ote.-(Moloacán-Quichapa) ⁶	30	4.7
Rodador-Cinco Presidentes	25	5.0
Sitio Grande-Agave	20	25.0
Cactus I-Sitio Grande	20	13.0
Moloacán II-(Moloacán-Quichapa) ⁶	20	0.8
Artesa-Sitio Grande	20	7.5
Cactus-Sitio Grande	15	13.0
Quinducán-Samaría-Iride II	15	5.0
Xicalango-Cd. del Carmen	10	16.0

NOTAS

2. Gas dulce

3. Gas húmedo a proceso

4. Presión intermedia

6. Alta presión

7. Baja presión

se tienen por menores acerca de las redes existentes para distribución y recolección de gas, respectivamente.

Entre las ampliaciones más importantes terminadas para el sistema en el año de 1979, destaca en primer lugar el gasoducto del Sistema Troncal Nacional de Gas, - con una extensión de 1 247 Kilómetros, y que transportaba, a fin de año, 26.05 millones de metros cúbicos diarios, entregando 8.21 de ellos al Sistema ductos Sur-Centro y 11.61 al Sistema de Ductos Norte. Abastece además, en su trayecto, las áreas industriales de Vera Cruz, Ciudad Madero, Tam. y Altamira, Tam. Por medio de este ducto, se incrementa sensiblemente la disponibilidad de energéticos en su área de influencia con lo que permite hacerles ampliaciones y extender su acción a más localidades.

Digna de mención es la red de gasoductos que interconecta los campos Florida-Cocanapo-lo. de Mayo-Monclova - Escobedo, para manejar la nueva producción obtenida en el Golfo de Sabinas.

b.- Oleoductos.

La red nacional de oleoductos, que abastece las refinerías del sistema y a la terminal de exportación en Pajaritos, Ver.; está dividida en 3 sistemas :

El Sistema Ductos Sur- Centro lleva materia prima del sureste a la refinería de Minatitlán y al Puerto de Pajaritos.

El Sistema Tromcal, que controla el centro de distribución de petróleo crudo en Nuevo Teapa, los oleoductos Nuevo Teapa-Posa Rica y Madero-Caderayta, y la red de oleoductos que interconecta la refinación de Madero con la de Posa Rica.

El Sistema Catalina, que conduce el aceite de Posa Rica a las refinación del Altiplano.

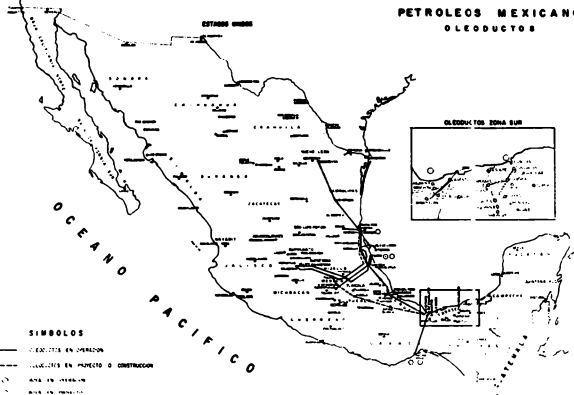
En los cuadros 8 y 9 se detallan las líneas integrantes de los sistemas anteriores.

Los principales oleoductos terminados en 1979, son los que unen a las plataformas de producción de la Sonda de Campeche entre sí y el ducto submarino de éstas a la terminal marítima Dos Bocas, Tab., que prosigue hasta Cárdenas. Además, los oleoductos Santa Rita 2-Cárdenas, el Pénix-Paredón y el Nuevo Teapa-Minatitlán.

En la figura 14 puede verse de una manera clara el estado actual y las próximas ampliaciones de la red nacional de oleoductos

Se continúa la construcción de un sistema de oleoductos que enlazará Dos Bocas, Tab., Cárdenas, Nuevo Teapa, Fajaritos, Venta de Carpio y Tula, para cubrir las crecientes necesidades de crudo en el Altiplano e incrementar la capacidad de exportación.

PETROLEOS MEXICANOS OLEODUCTOS



CUADRO 8

OLEODUCTOS EN OPERACION

	DIAMETRO (CM.)	LONGITUD (KM.)
TRONCAL SISTEMA NACIONAL DE GAS:		
Nueva Teapa-Poza Rica	76	490.0
Cd. Madero-Cadereyta	61	470.0
Tuxpan-Poza Rica	61	71.0
Tres Hermanos-Madero	51	92.2
Tres Hermanos-Naranjos	41	18.0
Poza Rica-Alamo	30	51.6
Alamo-Cerro Azul-Naranjos	25	59.0
Cerro Azul-Naranjos	20	23.0

SISTEMA DUCTOS CATALINA:

Poza Rica-Estación SN.	61	248.0
Estación SN-Salamanca	51	204.0
Ramal Juandó-Tula	51	16.0
Poza Rica-Azcapotzalco	46	244.0
Estación 4N-Salamanca	35	342.0
Estación 4N-Estación SN	30	109.0

SISTEMA DUCTOS SUR CENTRO:

Dos Bocas-Cárdenas	91	55.0
Cárdenas-Nuevo Teapa	91	110.0
Cárdenas-Nuevo Teapa	91	110.0
Samaría-Cárdenas	91	33.0
Nuevo Teapa-Salina Cruz	76	272.0

CUADRO 8

**OLEODUCTOS EN OPERACION
(CONTINUACION)**

	DIAMETRO (CM.)	LONGITUD (KM.)
SISTEMA DUCTOS SUR CENTRO:		
Cactus-Cárdenas	61	25.6
Cárdenas-Nuevo Teapa-Pajaritos	76	116.0
Onducán-Cárdenas	61	31.0
Samaria-Cárdenas	61	33.0
Nuevo Teapa-Minatitlán	61	28.0
Nuevo Teapa-Cangrejera	61	5.0
Cangrejera-Nuevo Teapa	61	5.0
Cárdenas-Nuevo Teapa-Pajaritos	51	116.0
El Colorado-Salamanca	51	109.7
La Venta-Paso Nuevo	46	48.3
Reforma-Cárdenas	41	4.7
Samaria-Cárdenas	41	33.0
Samaria-Cactus	41	16.3
Cactus-Cárdenas	41	24.7
Paso Nuevo-Minatitlán	35	10.0
Cárdenas-La Venta	30	75.1
La Venta-Minatitlán	30	55.9
La Venta-Paso Nuevo	30	45.9
El Plan-Paso Nuevo	25	41.8
El Plan-Minatitlán	25	49.7
Paso Nuevo-Minatitlán	25	10.0
Otates-La Venta	20	3.9
Carrizo-Cárdenas	15	40.8
Vernet-Ciudad Pemex	10	15.0

CUADRO-8

OLEODUCTOS DE RECOLECCION EN OPERACION

	DIAMETRO (CM.)	LONGITUD (KM.)
ZONA NORTE:		
Cacalilao-Madero	35	33.0
Tamulipas-Madero	30	24.0
Arenque "A" - Arenque "B"	30	5.0
Arenque "C" - Arenque "B"	30	5.0
Arenque "B" - Bat. Arenque	30	30.0
Arenque "B" - Bat. Arenque	30	30.0
Bateria Arenque-Madero	30	5.0
Marsopa "A" - Bagro "A"	30	20.0
Cabo Nuevo-Tres Hermanos	30	52.0
Escualo "A" - Horsa "A"	20	10.0
Tiburón-Isla Lobos-Cabo Nuevo	20	27.0
ZONA CENTRO		
Práxedes Guerrero-Poza Rica	41	53.0
Punta de Piedra-Poza Rica	41	71.0
El Chote-Alamén XVIII	30	4.0
Copite-Matapionche	25	13.0
Necayucan-Matapionche *	25	8.0
Matapionche-Paso del Toro	20	47.0
Miralejos-Copite	20	12.0
Matapionche 183-(Copite-Matapionche)	20	2.0
Necayucan-Matapionche *	20	8.0
Copite-Matapionche	10	13.0
Necayucan-Matapionche *	10	8.0

CUADRO-8

**OLEODUCTOS DE RECOLECCION EN OPERACION
(CONTINUACION)**

	DIAMETRO (CM.)	LONGITUD (KM.)
ZONA SUR:		
Alcal-Dos Bocas	91	162.5
Sanuapa-Artesa	61	30.0
Oxilaque-Iride II	61	7.0
Oxilaque-Iride II	61	7.0
Artesa-Sitio Grande	61	7.0
Agave I-Central Cactus	61	40.0
Central Quiduacón-Samaria II	61	8.0
Los Cocos-Nanchital-Pajaritos	46y41	12.1
Quiduacón-Samaria II	41	8.0
Nispero-Cactus II	41	4.0
Oxilaque-Iride II	41	7.0
Iride II-Central Quiduacón	41	5.0
Río Nuevo-Cactus III	41	7.0
Sanuapa I-Artesa I	41	25.0
Artesa-Sitio Grande	41	7.0
Artesa-Sitio Grande	41	7.0
Samaria-Cactus	41	18.0
Cactus III-Cactus II	41	5.0
Cactus II-Central Cactus	41	6.4
Sitio Grande-Cactus	41	22.0
El Golpe-La Venta	41y25	67.0
Iride II-Central Quiduacón	41	3.0
Batería Quiduacón I-Central Quiduacón	41	5.0
Paredón-Cárdenas	41	15.0
Samaria-Cd. Pemex	30	80.0
Agata-Nanchital	30y25	32.0
Bacal-El Plan	30	10.0
Bacal-(Ogarrio-La Venta	30	45.0
Sanuapa I-Artesa I	20	25.0
Iride II-Batería Quiduacón	20	7.5
* Oleogasoducto		52

Se tiende además otra línea de Posa Rica a la refinería de ciudad Madero, que completará el abastecimiento por ducto de esta última y de la de Cadereyta.

c).- Poliductos.

El movimiento de productos destilados de las refinerías a las zonas de consumo debe realizarse a través de tuberías, barcos, carrotanques y autotanques. Siendo el uso de poliductos útil para evitar congestión de las vías terrestres de comunicación, se hacen esfuerzos por ampliar la red de la Empresa.

El sistema de ductos Sur-Centro controla el movimiento de gasolina natural, destilados y gas licuado entre la Ciudad Pemex-Cactus, La Venta-Minatitlán-Cangrejera y Pajaritos, los poliductos Minatitlán-Ascapotzalco y los que unen a esta última refinería con las terminales del Valle de México.

De Salamanca parten también poliductos a Morelia, —Agüascalientes y Guadalajara. El Sistema de ductos Tromcal, opera el existente entre ciudad Madero y Monterrey y el existente entre Minatitlán y Salina Cruz, cuyos objetivos son respectivamente el abastecimiento de la zona norte del país, y el de la costa occidental.

El sistema de ductos Catalina, controla los poli-
ductos entre Pasa Risa-Ascapotsalco-Tula y Salamanca,
el sistema de ductos Sur-Centro tiene diversos poli-
ductos que partiendo de Monterrey transportan produg-
tos destilados a Saltillo, La Laguna y Chihuahua, en
la figura 15 se encuentra la distribución geográfi-
ca de esta red de tuberías y en el cuadro 10 se da
la lista de sus componentes, así como de las líneas
que aún se encuentran en construcción.

El transporte de ciertos productos petroquímicos -
conviene realizarlo a través de ductos, en la figura
número 15 se presenta información a éste respecto.

La distribución de gas consumido durante los 3
últimos años se muestra en el cuadro 11, la mayor -
parte se ha consumido en el Sistema de Gasoductos -
Ciudad Pemex - México - Salamanca - Guadalajara.

SIMBOLOGIA

- [illegible]

CUADRO NO

DUCTOS DE REFINERIAS EN OPERACION

DUCTOS EN LAS AREAS DE LAS REFINERIAS DE:	DIAMETRO (CM.)	LONGITUD (KM.)
MADERO:		
Tramo Madero-Monterrey ^a	30	495
Tramo Monterrey-Gómez Palacio ^a	25	346
Tramo Gómez Palacio-Chihuahua	20	444
Madero-Altamira CFE ^a	35	29
MINATITLÁN:		
Tramo Minatitlán-Orizaba ^a	30	315
Tramo Orizaba-México ^a	30	261
Ramal T. Blanca-Veracruz ^a	20	97
Minatitlán-Salina Cruz *	25	256
Minatitlán-Nanchital ^a	30	20
Nanchital-Pajaritos ^a	30	6
Minatitlán-Cosoleacaque	8	12
Minatitlán-Salina Cruz ^a	41	248
Minatitlán-Pajaritos ^a	30	28
Pajaritos-Minatitlán ^a	30	28
Pajaritos-Minatitlán ^a	15	28
SALAMANCA:		
Tramo Salamanca-Desperdicios ^a	20	165
Tramo Desperdicios-Aguascalientes ^a	20	71
Salamanca-Morelia ^a	15	109
		56

CUADRO-III

DUCTOS DE REFINERIAS EN OPERACION

CONTINUACION

DUCTOS EN LAS AREAS DE LAS REFINERIAS DE:	DIAMETRO (IN)	LONGITUD (KM)
SALAMANCA:		
Salamanca-Termoelectrica CFE ^a	20	5
Salamanca-Guadaluajara ^a	35	235
Salamanca-San Juan del Rio ^a	30	100
San Juan del Rio-Tula ^a	30	140
Ramal Querétaro ^a	20	7
POZA RICA:		
Poza Rica-México ^a	10	237
Poza Rica-México ^a	35	237
Tuxpan-Poza Rica ^a	41	64
AZCAPOTZALCO:		
Diesel ducto a Nonoalco	15	5
Poliducto a Terminal Oriente ^a	20	31
Poliducto a Terminal Oriente ^a	30	31
Poliducto a Terminal Poniente ^a	20	20
Poliducto a Terminal Poniente ^a	30	20
Poliducto a Terminal Ixtatepec ^a	10	14
Combustoleoducto a Nonoalco	25	6
Combustoleoducto a Lechería	30	18
Azcapotzalco-San Juan-Tula	30	80

CUADRO-80

**DUCTOS DE REFINERIAS EN OPERACION
(CONTINUACION)**

DUCTOS EN LAS AREAS DE LAS REFINERIAS DE:	DIAMETRO (IN)	LONGITUD (MI)
CADEREYTA:		
Combustoleoducto a Termoeléctrica CFE en Monterrey	41	35
Poliducto a Monterrey (San Rafael)*	35	32
TULA:		
Tula-Azcapotzalco	41	80
Tula Pachuca*	20	66

- (1) Transporta Destilados
- (2) Transporta Destilados y Gas Licuado
- (3) Transporta Combustóleo
- (4) Transporta Gas Licuado
- (5) Transporta Hidrógeno
- (*) Pasó a Servicio de Oleoducto

CUADRO 11
DISTRIBUCION DEL GAS

DISTRITO	AÑO	CONSUMO ANUAL
		Mill m3
Frontera		
Noreste	1977	3800
	1978	4819
	1979	5621
Ciudad		
Hadero	1977	398
	1978	620.3
	1979	528.12
Sistema		
de Gas_		
oductos		
Ciudad		
Pemex-		
México-		
Salamanca-		
Guadalajara.	1977	10,132
	1978	11,216
	1979	13,943
Referencias:		
Memoria de Labores Petróleos Mexicanos 1979		
Memoria de Labores Petróleos Mexicanos 1978		

C A P I T U L O II
COMBUSTIBLES

UTILIZACION DE LOS COMBUSTIBLES

El estudio de los diferentes combustibles y sus usos se justifica por los diferentes poderes caloríficos que contienen, por la eficiencia en la combustión cuando se altera la relación aire/combustible en función del costo de energía generada y otros muchos factores como seguridad del funcionamiento de los equipos, de la contaminación ambiental, etc. De esta forma, para la generación de cierta cantidad de energía un combustible determinado puede ser más ventajoso — que otro.

El estudio de los combustibles y sus usos puede ser tan extenso como se quiera, aquí nos limitamos a describir las principales características de los principales combustibles y sus principales usos en México.

Combustibles. Definición.

Se conoce como combustible las mezclas naturales o preparadas de compuestos químicos que al combinarse con el oxígeno liberan energía térmica.

Los elementos fundamentales de un combustible son el carbono y el hidrógeno. El azufre que es un elemento no se considera como combustible, sino más bien como un elemento indeseable.

Los combustibles comerciales, ya en su estado natural o en formas preparadas, pueden ser gases, líquidos y sólidos.

Los combustibles gaseosos son los gases naturales que salen de la tierra y los gases fabricados que se obtienen principalmente del carbón.

Los combustibles líquidos comprenden el petróleo y sus derivados, el alcohol y algunas veces breas.

Los combustibles sólidos comprenden los carbonos, lignitos, coques, maderas y residuos combustibles procedentes de muchos procesos de fabricación.

1.- Combustibles líquidos.

Los combustibles líquidos más comunmente usados son el combustóleo y el alquitran, sus principales usos son en la industria y el combustóleo también se usa en la Comisión Federal de Electricidad. La gasolina, el keroseno y el alcohol no se usan en la industria excepto en hornos pequeños y como combustibles sustitutos durante pocos días, debido a su costo, pero tienen otros usos. La gasolina en su gran variedad se utiliza en el Sector Transporte, las kerosinas en el Sector Residencial. (Ver cuadro 12).

CUADRO 12

CONSUMO DE ENERGIA DE HIDROCARBUROS POR					SECTORES EN MILLONES DE BARRILES DE EQUIVALENTE			
SECTOR	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
INDUSTRIAL								
combustible	21.22	22.43	24.38	23.34	31.92	36.45	43.91	39.91
gas natural	38.26	39.19	41.72	46.21	45.95	43.68	43.55	43.76
TRANSPORTE								
gasolina	49.91	53.39	57.60	63.85	65.87	67.57	72.70	76.15
diesel	31.54	33.51	36.95	40.99	46.94	53.77	57.27	61.12
turbosina	3.23	3.42	3.95	4.60	6.08	5.98	6.59	6.98
RESIDENCIAL								
gas L.P.	14.67	15.84	17.13	20.93				
kerosinas	9.94	9.95	9.88	9.84	20.58	20.87	22.79	18.94
gas natural	2.45	2.54	2.81	3.19	10.19	10.61	11.05	11.68
					3.26	3.08	3.42	3.45
AGRICOLA								
kerosinas	1.91	1.73	1.57	1.73	1.73	1.87	1.87	1.91
PETROLERO								
petroliferos	31.10	24.73	22.51	25.86	23.70	17.19	17.69	27.1
gas natural	19.23	20.89	23.26	26.23	33.22	31.95	33.22	36.6

Los combustibles líquidos ofrecen algunas ventajas. Un líquido puede ser rápidamente almacenado encima o debajo del suelo y en lugares apartados.

Algunos combustibles líquidos no necesitan precalentamiento y están siempre en disposición de ser utilizados, como es el gas natural, con la ventaja de que a los líquidos no les afecta la baja temperatura.

Los combustibles líquidos se transportan fácilmente del depósito al lugar donde se utilizan y se queman sin dejar un residuo notable de cenizas.

Según su composición y su temperatura varía la viscosidad de los combustibles líquidos. Algunos combustibles pueden ser bombeados sin precalentamiento, mientras que otros lo necesitan.

Los principales combustibles líquidos se extraen del petróleo crudo. El aceite natural existente a diferentes profundidades de la tierra, asume tres estados físicos de la materia según a la temperatura y a la presión que tenga. Cuando se encuentra en estado sólido o líquido por lo general su densidad es menor que la del agua. El petróleo generalmente se encuentra en el subsuelo encima de una capa de agua y en la parte superior aparece una capa de gas, dependiendo de la presión de saturación del yacimiento.

El petróleo no se encuentra distribuido uniformemente en el subsuelo; es necesario que se presenten 4 condiciones para dar lugar a un yacimiento donde se acumule petróleo con gas:

- 1.- Deben existir rocas generadoras en que la materia orgánica contenida se haya transformado en petróleo debido al efecto de la presión y la temperatura.
- 2.- Una roca almacenadora, que debe ser permeable en forma tal que, bajo presión, el petróleo pueda moverse a través de sus poros de tamaño microscópico.
- 3.- Una roca impermeable, que evita que el petróleo escape hacia la superficie.
- 4.- El yacimiento debe tener forma de trampa, es decir, que las rocas impermeables se encuentren dispuestas de tal manera que el petróleo no pueda moverse hacia los lados.

Las rocas almacenadoras en que se ha encontrado petróleo son de muy diversas edades geológicas.

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos siendo éstos una combinación de carbono e hidrógeno. Cada uno de los hidrocarburos tiene sus propiedades químicas y físicas características y su fórmula molecular. La com-

posición de los hidrocarburos varía desde el metano (CH_4), el cual destila rápidamente a temperaturas normales de la Tierra, hasta los compuestos densos, tal como el sando--cano, el cual apenas si es líquido a la temperatura am--biente.

Los elementos químicos en el petróleo crudo que se encontraron al analizar petróleos de diversas procedencias son :

CARBONO DE 76 a 86 %
HIDROGENO DE 10 a 14 %

En ocasiones puede contener algunas impurezas me--ciadas, como oxígeno, azufre y nitrógeno. También se han encontrado vestigios de compuestos de hierro, níquel, va--nadio y otros metales.

a.- Combustóleo.

Los combustóleos son hidrocarburos que quedan después que los productos más ligeros y más volátiles, - como son la gasolina, nafta y kerosina.

En un principio se reconocieron 6 grados de com--bustóleo , pero ya se desecharon los grados 4 y 3, sien--do el más utilizado el grado 5 por su alto poder calorí--fico.

Los principales consumidores del combustóleo son los sectores Industrial y Eléctrico. (Ver cuadro 12 y figura 16).

Durante algún tiempo, el peso específico ha jugado un papel importante en la denominación de los combustóleos, porque la viscosidad del combustible varía con el peso específico, siendo los petróleos más fluidos a la temperatura ordinaria, los ligeros que los pesados. No obstante, no existe una relación directa entre viscosidad y el peso específico; los petróleos de la misma densidad, pero de origen diferente, tienen con frecuencia diferentes viscosidades. A pesar de su importancia en la industria, no se mide porque exige de aparatos muy delicados y de mucho tiempo para su determinación.

La viscosidad del combustóleo, según las temperaturas es importante no sólo en cuanto al diseño de los quemadores sino también el diseño de las válvulas y de los tubos de conducción.

El combustóleo y los aceites destilados contienen partículas sólidas las cuales son materiales desintegrados de empaquetaduras procedentes de las bombas.

El contenido de materiales insolubles y de agua no debe exceder de 1 % para los quemadores con accionamiento manual que usan aceite pesado y de .05 % para los quemeros controlados automáticamente.

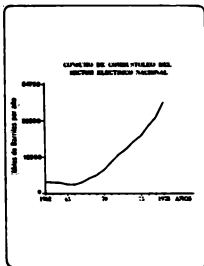


Fig. 16

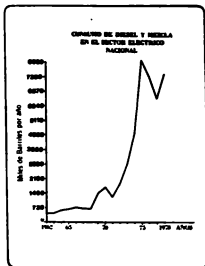


Fig. 17

Referencia
Boletín informativo
Sector Energético
Agosto 1979

El combustóleo se vende por volumen más bien que por peso, siendo las unidades el litro y el barril. Como la densidad del combustóleo varía considerablemente con la temperatura, las deducciones de peso del volumen deben basarse en una temperatura determinada, generalmente a 16 grados centígrados. Cuando se comprueban las cantidades de petróleo en un depósito debe tenerse en cuenta la temperatura. El precio se expresa generalmente en centavos por litro.

b.- Gasolinas.

Las gasolinas pertenecen al grupo de los combustibles ligeros, derivados del petróleo. Las hay de varios tipos : de los más importantes son la automotriz, de aviación, etc. . Se utilizan principalmente en el sector transporte.

El poder calorífico de las gasolinas es 5423×10^6 KJoules/b (ver cuadro 13). Es menor que el poder calorífico del combustóleo, el diesel y las kerosinas, pero mayor que el poder calorífico del gas natural.

c.- Diesel

Pertenece al grupo de los combustibles intermedios derivados del petróleo crudo.

Los principales tipos de diesel son :

CUADRO 13
PODERES CALORIFICOS
(MILLONES DE JOULES)

Petróleo crudo ⁽¹⁾	5 666	/b
Petróleo crudo equivalente	5 367	/b
Etano	2 937	/b
Gas Natural	35.4	/m ³
Gasolinas	5 421	/b
Aterosinas	5 884	/b
Turbosina	5 884	/b
Diesel	6 151	/b
Gas L.P. ⁽²⁾	4 401	/b
Combustóleo	6 668	/b
Asfaltos ⁽¹⁾	6 668	/b
Grasas	6 152	/b
Lubrificantes	6 152	/b
Parafinas ⁽¹⁾	6 152	/b
Energía Eléctrica primaria. ⁽³⁾	12.86	/kwh
Energía Eléctrica secundaria.	3.6	/kwh
Carbón	20 930	/ton
Coque	27 911	/ton
Uranio	303 348	/kg

(1) Valor utilizado por la Oficina de Coordinación y Estudios Técnicos de PEMEX.

(2) Densidad 0.54 ton/m³

(3) Valor de sustitución de energía eléctrica considerando una eficiencia de conversión por combustibles fósiles del 28 %.

**Diésel Nacional
y Diésel Especial**

El Diésel Nacional lo consume principalmente el Sector Transporte y el Diésel Especial la Comisión - Federal de Electricidad, Figura 17 y Cuadro 12.

De 1970 a 1977 el incremento en el consumo del Diésel en el Sector Transporte fue de 51 %.

El consumo de Diésel en el Sector Eléctrico muestra una tendencia ascendente a excepción del año de - 1975.

El poder calorífico del Diésel es igual a 6.15×10^9 KJoules/b.

2.- Combustibles gaseosos.

a.- Gas natural.

Los gases naturales pueden emplearse tal y como se extraen del suelo. Tienen otros componentes como el butano, propano y la gasolina, que se extraen del gas.

El gas Natural se presenta como el más apropiado combustible para hornos industriales .

El gas Natural está combinado con el azufre generalmente, como éste elemento es altamente contaminante, se procesa el gas para extraerlo y obtener un gas dulce.

Puesto que el gas Natural se compone casi exclusivamente de hidrocarburos, puede producir una llama luminosa.

El costo de las calorías del gas natural depende de algunas variables, siendo la más importante el costo de las instalaciones de los gasoductos y explotación de las estaciones de compresión, las cuales son necesarias a causa de la distancia existente entre el punto de extracción y el lugar de consumo. Los gastos de construcción de los ductos se justifican cuando hay un consumo constante de gas y un volumen considerable.

Los principales consumidores de gas natural son el Sector Industrial y el Sector Eléctrico. (Ver Cuadro 12y Figura 18).

El gas Natural está cobrando cada vez mayor importancia mundial como energético y como materia prima. Hasta hace poco, era considerado un energético suplementario e incluso un subproducto en la obtención del petróleo crudo, hecho que se reflejaba en el bajo costo. Sin embargo su óptima calidad energética proviene de su limpieza y de su poder calorífico. Actualmente se considera al gas como un combustible independiente y se prevé que en un futuro sustituirá en gran parte al petróleo.

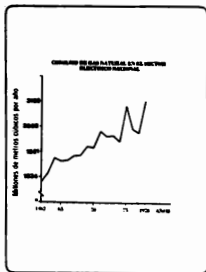


Fig. 18

Referencia
Boletín informativo
Sector Energético
Agosto 1979

b.- Gas de Refinería.

En el proceso de la disociación del petróleo, se obtienen como subproductos el coque y el gas de refin^{er}ía. Este gas contiene hidrógeno y muchos hidrocarburos variables, de los cuales licuan por presión los más pesados. El poder calorífico del gas de refin^{er}ía en bruto oscila entre 4.84×10^{10} y 7.45×10^{10} Kjoules/m³. La mayoría de los gases de refin^{er}ía — tienen poder calorífico que oscila de 6.37×10^{10} a 1.03×10^{10} Kjoules/m³.

c.- Gases licuados del petróleo.

Estos gases se extraen del petróleo se licuan por compresión y se venden como líquido en fuertes recipientes. Los principales gases licuado son el propano (C₃ H₈) y el butano (C₄ H₁₀). Se utilizan como combustible de hornos industriales tan solo en caso de emergencia. En los períodos cortos de emergencia se dan en los días — muy fríos, cuando el escaso caudal de gas natural se desvía hacia los consumidores domésticos. En tales casos el propano es un buen combustible sustitutivo. En su camino hacia los quemadores, después de la conversión en gas — por el calor, puede mezclarse el propano con el aire — en determinada proporción sin necesidad de realizar cambios en los equipos de quemado.

Ningún gas comercial, propano o butano, son gases puros, ya que contienen otros gases.

c.- Gases de Petróleo Hidrogenado.

El carbón puede convertirse en petróleo y después, por hidrogenación adicional, en gas. Existen varios procedimientos y por esa razón se mencionan únicamente.

d.- Gases del Petróleo.

La conversión del carbón en gas combustible exige mucho trabajo y un equipo caro. Se ha intentado convertir combustóleo en gas combustible, pero, los gases del petróleo no pueden competir con el gas natural al menos aquí en México.

Los combustibles gaseosos son ideales para ser quemados en hogares por las siguientes razones :

- 1.- No contienen ni cenizas ni residuos.
- 2.- Se mezclan fácilmente con el oxígeno y como consecuencia se necesita poco exceso de aire.
- 3.- Se adaptan perfectamente al control automático.
- 4.- Responden rápidamente a las variaciones de carga, reduciéndose las pérdidas.

e.- Gasolina Natural.

Cuando se comprime el gas natural para distribuirlo a través de conductos, se forma un condensado muy volátil llamado gasolina natural. Su composición varía ampliamente con la situación de los yacimientos. Si se calienta el líquido, por ejemplo, en un conducto que se halla en una tubería de vapor se convierte en un vapor sobrecalentado, que es un buen combustible para los hornos industriales. Generalmente no se dispone de gasolina natural tan sólo en los casos de emergencia cuando se corta el suministro de gas natural.

f.- Otros combustibles gaseosos.

Existen otros muchos combustibles gaseosos como son: el gas de hornos de coque, gas municipal, gas gasógeno, gas de alto horno, etc. pero no son tan importantes como el gas natural y los derivados del petróleo.

3.- Combustibles sólidos.

Hay una gran variedad de combustibles sólidos, aquí mencionaremos los más importantes.

La madera, la turba y el carbón se utilizan como combustibles industriales desde hace mucho tiempo. El empleo de la madera, carbón de leña y la turba disminuyó

rápídamente cuando se desarrolló la minería del carbón en gran escala. La palabra carbón abarca una gran variedad de combustibles sólidos, llamados lignito, carbón poco bituminoso, carbón rico en mateas volátiles, antracita, grafito, carbón bituminoso y carbón pobre en materias volátiles.

4.-Potencia calorífica de los combustibles

La potencia calorífica de un combustible es la energía liberada por unidad de peso o de volumen del mismo. Para los sólidos y los líquidos (no incluyendo todos) la potencia calorífica se expresa por unidad de peso, y para los gases y para algunos líquidos por unidad de volumen, medidos a una temperatura de 15.6° C y a una presión absoluta de 101,662 Pascales .

Los combustibles que contienen hidrógeno tienen dos potencias caloríficas, la superior y la inferior. La combustión del hidrógeno produce vapor de agua. La potencia calorífica inferior es el calor liberado por unidad de peso de combustible después de deducir el necesario para evaporar el agua formada por la combustión del Hidrógeno. La potencia calorífica superior de un combustible es la obtenida mediante un calorímetro , en el cual el vapor producido se condensa y se recupera su calor latente de

evaporación. La potencia calorífica de un combustible puede determinarse por cálculo o bien mediante el empleo de un calorímetro.

En el cuadro 13 se pueden ver valores de los poten-
res caloríficos de varios combustibles.

C A P I T U L O I I I
SISTEMA ENERGETICO Y PLANTAS DE GENERACION DE
ENERGIA TERMICA.

SISTEMA ENERGETICO Y PLANTAS DE GENERACION DE ENERGIA TERMICA.

La energía se puede definir como la capacidad para producir un efecto, aparece en varias formas y puede -- transformarse de una a otra.

Energía cinética es la energía poseída por una masa debido a su velocidad :

$$EC = \frac{M \cdot V^2}{2} ; M = \text{masa}; V = \text{velocidad}$$

Energía potencial es la energía poseída por una masa cuando se halla sometida a la acción de un campo gravitatorio.

La energía potencial se da como el producto de la masa por la altura del nivel de referencia.

$$EP = M \cdot X \cdot Z ; M = \text{masa}; X = \text{altura}$$

Energía interna (u) es la energía poseída por una masa debido a su actividad molecular.

La energía interna se expresa en Kilo Joules por -- unidad de masa.

Energía calorífica es la que fluye en virtud de una diferencia de temperatura.

Otra forma de energía es el trabajo y se define como el producto de una fuerza por la longitud de un camino en la dirección de dicha fuerza, a lo largo del cual ésta -- actúa.

Trabajo = F = Fuerza x Distancia

El trabajo, como el calor, es un fenómeno de proceso y existe mientras la operación se está realizando.

En la vida moderna se usa constantemente ya sea una u otra forma de energía, para transportarse, para estar cómodos en un clima frío o caluroso, para procesar materias y transformarlas en la industria, etc.

1.- Sistema Energético.

Sistema Energético es el conjunto de estructuras de producción, transformación y uso de energía.

El Sistema Energético se puede dividir en 3 niveles:

a.- Estructura esquemática de las fuentes de energía primaria, separadas en fuentes de energía renovable y no renovable.

a.1.- Estructura primaria no renovable :
las principales fuentes de energía no renovable son :

- 1.- Petróleo crudo
- 2.- Gas natural
- 3.- Carbón
- 4.- Geotermia
- 5.- Nuclear

a.2.- Estructura primaria renovable:

- 1.- Hidráulica
- 2.- Eólica
- 3.- Oceánica

b.- Estructura de la transformación a su vez tiene 2 niveles:

b.1.-Refinación de productos

b.2.-

- 1.-Combustión
- 2.- Electricidad
- 3.- Vapor de agua

c.- La estructura de la utilización de energía

ta de:

- 1.- Calor
- 2.- Química
- 3.- Mecánica
- 4.- Radiactiva

2.- Planta de Generación de Energía Térmica.

La Energía calorífica puede obtenerse mediante combustión y parte de esta energía puede convertirse en trabajo al emplear los diferentes ciclos termodinámicos.

Cada máquina principal de una central térmica se llama máquina motriz. turbinas de vapor, turbinas de gas y motores son ejemplos de estas.

Clasificación de centrales térmicas :

- Centrales de vapor
- Centrales de combustión interna
- Centrales térmicas de turbinas de gas

a.-Centrales de Vapor.

Estas centrales emplean turbinas máquinas de pistón. El vapor pasa por canal-a, se produce en la caldera o calderas, quemando combustible en los hogares, - los cuales forman parte integrante de la caldera.

Las máquinas motrices de las Centrales Térmicas de vapor pueden trabajar sin condensador o con condensador.

Cuando trabajan sin condensador el vapor de escape de las máquinas motrices es descargado a la presión atmosférica o a presiones superiores a ésta. En las centrales con condensadores, las máquinas motrices descargan el vapor en condensadores en el interior de las cuales la presión es inferior a la atmosférica y en donde el vapor es transformado en agua. Las máquinas motrices por sí solas no son capaces de extraer suficiente cantidad de energía calorífica de la poseída por el vapor para convertirlo completamente en agua, tanto si se trabaja con el condensador como si se trabaja sin él.

Las construcciones de las Centrales Térmicas de vapor ultramodernas se basan en la producción de kWh por cada 9732KJoul contenidos en el combustible consumido.

Las tendencias modernas están orientadas en concebir calentadores de capacidad suficiente para proporcionar todos los requerimientos de vapor de una turbina, de ahí que los calentadores y los condensadores sean la unidad central de las plantas de poder.

La función del generador de vapor es convertir agua en vapor a una determinada presión y temperatura. Este es un cambio de estado físico el cual es llevado a cabo a través de una transferencia de calor producida por la combustión de un combustible.

Normalmente es a presión constante el proceso, el generador de vapor es donde el agua es bombeada a la presión de operación.

Después de que el calor ha evaporizado el líquido, el vapor resultante está listo para asignarse al usuario o para un mayor calentamiento en un sobre calentador.

La transferencia de calor y el contenido de un fluido a presión son las funciones principales de un generador de vapor.

Para que las funciones de absorción y utilización de calor del grupo calentador - turbina- condensador pueda ser eficientemente seguro y funcionar económicamente - bajo las condiciones generales prevaleciente de carga - variable está aprovechado por un gran número de equipos auxiliares, tales como bombas, hogares mecánicos, ventiladores, excitatrices.

Todos éstos elementos están clasificados en 2 grupos.

1o. Aquellos asociados con el flujo de las medias de trabajo del ciclo (agua y vapor).

2o.- Aquellos asociados con la combustión y el flujo de los gases resultantes.

b.-Centrales Térmicas de Motores de Combustión Interna.

Los motores de combustión interna de tamaño moderado se utilizan desde hace largo tiempo como máquinas motrices.

La combustión del combustible en los motores se efectúa dentro de la unidad productora de energía.

Estas máquinas se utilizan en centrales estacionarias, inclusive en algunas de tamaño pequeño.

Los motores de combustión interna permiten, por lo regular, obtener una mejor utilización de la energía calorífica del combustible que las centrales térmicas de vapor de la misma capacidad, debido a que pueden suprimirse una serie de pérdidas caloríficas. Estas centrales térmicas,

requieren equipo auxiliar entre los que merecen citarse: bombas de combustible, calentadores de combustible, generadores de gas, filtros, refrigeradores, soportes y compresores de aire, depósito de almacenamiento.

Los motores de combustión interna de todos los tipos usan el mismo proceso básico; ya sea aire o una mezcla de de aire y combustible vaporizado es comprimido en un cilindro por pistón. El aire comprimido o la mezcla es encendido por una bujía eléctrica o por combustible inyectado. Mientras se efectúa la combustión del gas presurizado.

zudo, se expanden los humos de desechos de la combustión y una nueva carga fresca de fluidos repiten el ciclo.

Los motores pueden clasificarse en varias formas, dependiendo de su ciclo básico y sus componentes físicos.

Termodinámicamente, ellas pueden ser clasificadas de acuerdo al proceso de combustión en :

- 1.- De volumen constante; ciclo otto.
- 2.- De presión constante; ciclo diesel
- 3.- Una combinación de volumen constante y presión constante; ciclo Dual.

Desde el punto de vista de diseño, los motores pueden clasificarse como sigue :

- 1.- De pistón
 - a) de 2 tiempos
 - b) de 4 tiempos
- 2.- De acuerdo al combustible usado.
 - a) gasolina
 - b) gas
 - c) aceite
 - d) gas y aceite combinado.
- 3.- De acuerdo al método de encendido
 - a) Encendida por bujía
 - b) Encendido por compresión
 - c) Encendido superficial.

4.- De acuerdo a la admisión de combustible.

- a).- Por inyección
- b).- Carburador
- c).- válvula mesclada
- d).- Por compresión

5.- Por inyección de aire

- a).- Por aspiración simple
- b).- Por bomba
- c).- Por super cargador.

Los motores policilíndricos de dos tiempos son los motores de combustión que se usan más en las centrales térmicas estacionarias.

Los combustibles correctamente empleados en los motores de combustión interna son gases y destilados del petróleo de diversas densidades.

Todos los combustibles líquidos deben ser gasificados antes de ser quemados en el aire que suministra el oxígeno necesario para su combustión.

c.- Centrales térmicas de turbinas de gas.

Las turbinas de gas también se usan como máquinas motrices. La combustión también se realiza dentro de la unidad productora de energía.

Las turbinas se encuentran funcionando en instalaciones comerciales , en refinerías de petróleo , locomotoras, - instalaciones industriales , centrales térmicas.

Las turbinas de gas requieren constantemente el funcionamiento de un compresor, así como del empleo de metales que puedan trabajar a elevadísimas temperaturas. La mayoría de las turbinas de gas al igual que los motores requieren de combustibles en estado líquido o gaseoso.

En las centrales térmicas de turbinas de gas se requieren de equipos auxiliares como ventiladores, bombas de combustible calentadores del combustible, generadores de gas, filtros refrigeradores, sonortes y compresores de aire.

Hay instalaciones de Centrales Térmicas de turbinas de gas en algunas locomotoras y en instalaciones industriales y centrales térmicas.

Las turbinas de gas tienen las siguientes ventajas sobre los motores de pistones.

1.- La energía calorífica obtenida de un combustible es convertida en trabajo en el eje giratorio de la turbina sin la necesidad de un movimiento alternativo.

2.- No hay problemas de inyección de combustible, ni de engrase de cilindros como sucede en los motores de pistones.

3.- Para poner en marcha la turbina puede utilizarse un arrancador de poca potencia.

4.- No se necesita agua de refrigeración, excepto cuando se emplean refrigeradores entre los compresores de aire. Este es un punto importante porque el suministro de agua

de refrigeración constituye frecuentemente un problema en las centrales térmicas de vapor y de motores de pigtones.

Las turbinas de gas pueden trabajar con combustibles de calidad inferior a la del empleado en los motores diesel.

CAPITULO IV
COMBUSTION Y EQUIPO PARA LA COMBUSTION

COMBUSTION Y EQUIPO PARA LA COMBUSTION

1.- Definiciones de los principales fenómenos relacionados con la combustión.

Combustión definición :

Por combustión , en sentido amplio, puede entenderse toda reacción química relativamente rápida de carácter notablemente exotérmico , que se desarrolle en fase gaseosa o en fase heterogénea(gas líquido, gas sólido) sin exigir necesariamente la presencia del oxígeno, con o sin manifestaciones del tipo de llamas o de radiaciones visibles. A partir de la combustión se obtiene energía calorífica.

a.- Llama definición:

Las llamas se pueden definir como reacciones de combustión que se propagan en el espacio, acompañadas normalmente de radiaciones visibles.

Velocidad de la llama:

Es una función de la naturaleza del combustible gaseoso, de las condiciones en que se produce la combustión / en menor medida, de las dimensiones del aparato en el que se verifique.

Para que se produzca una llama es necesario tanto la presencia del combustible y del comburente como la de un incinerador . Esta puede ser una chispa o una fuente de

calor, como un hilo incandescente o una llama piloto.

Cuando se efectúa la combustión, parte de los materiales se oxida y otra se reduce.

La substancia que se reduce es la llama comburente la que se oxida combustible.

b.- Condiciones límite para que se produzca la llama

1.- Límite de inflamabilidad.

Partiendo de mezclas de combustible-comburente, y procediendo en la escala de las concentraciones tan to hacia mezclas más ricas como hacia las más pobres en combustibles, se llega en ambos casos a mezclas - límite , en las cuales el calor producido por un vo lumen de la mezcla en combustión resulta insuficiente para propagar la llama, en el ambiente circundante, - por difusión molecular y térmica: ambos límites mar- can el superior e inferior de inflamabilidad. Los valores de ambos límites cambian mediante variacio- nes de la presión y la temperatura.

2.- Límite de temperatura.

Los límites de temperatura están definidos por las temperaturas máximas y mínimas a que pueden en - contrarse los gases que intervienen en la combustión,

respectivamente en el instante inicial del incendio y en el instante final, como productos quemados.

3.- Límites de presión.

Los límites de presión definen el intervalo de presiones dentro del cual puede existir una llama; se han hecho experimentos y se ha comprobado que el límite inferior está de las 10 atmósferas, todas las llamas - tienden a extinguirse. El límite superior no se ha determinado, debido a la peligrosidad de la mezcla.

4.- Tipos de llamas.

Los principales parámetros que concuerren a la definición de una llama son:

- 1.- Modalidad de la mezcla del combustible con el comburente.
- 2.- Velocidad del flujo gaseoso.
- 3.- Posición de la llama con respecto a la boca del quemador.
- 4.- Tipo del material en combustión.

2.- Dispositivos de combustión.

Estos dispositivos deberán tener el equipo necesario para aceptar, dosificar y mezclar el combustible y el aire necesario para llevar a cabo la combustión requerida, además cuenta con aditamentos necesarios para el encendido de la mezcla.

La combustión de fluidos es por medio de quemadores y la de sólidos por alimentadores.

Dado que el 85.4 % de energía suministrada en México es a base de gas natural, petróleo y sus derivados, es muy importante particularizar en el estudio de los quemadores; con el fin de lograr una mayor eficiencia en la combustión, que repercutirá en la economía de la industria, del transporte, del hogar; es decir, en toda la economía.

a.- Equipo para combustión de aceite y gas.

El quemador es el principal componente del equipo de incendio de gas y aceite.

Los quemadores introducen el combustible y el aire al horno para sostener las reacciones exotérmicas para la liberación más efectiva de calor.

La efectividad se mide como sigue:

1o.- Por la rapidez de alimentación del combustible y aire debe cumplir con la demanda de carga en el quemador, dentro de un rango de operación.

2o.- Por la cantidad de combustible y de exceso de aire siendo la efectividad inversamente proporcional a la cantidad utilizada.

3o.- El tamaño físico del horno y quemadores debe ser tan pequeño como sea posible para minimizar la inversión requerida y para satisfacer las limitaciones en lugar, peso y flexibilidad impuestas por las necesidades del servicio.

Los quemadores más usados son el quemador circular y el quemador de celda.

La máxima capacidad de los quemadores individuales circulares varía hasta 17.41×10^{10} Joules/hora, los quemadores de celda tienen capacidad hasta de 52.14×10 joules/hora. En ambos, la distribución de puertos de registros de aire está dispuesta tangencialmente y provee la turbulencia necesaria para mezclar el combustible y el aire y producir llamas compactas cortas.

Mientras el combustible es introducido al quemador en una mezcla bastante densa en el centro, la velocidad del aire y la dirección además de la dispersión del combustible se efectúa con la combustión de aire.

a.1.- Quemadores de aceite

Con el fin de quemar aceite con la rapidez más alta es necesario que el aceite sea atomizado, esto es, dispersado en el horno como un fino rocío similarmente a una niebla pesada, poniéndose en contacto con el aire de combustión a gran cantidad de partículas de aceite, para asegurar la rápida ignición y combustión.

Hay muchas maneras de atomizar pero la más usual es con:

1o.-Atomización por medio de aire o vapor.

2o.-Atomizadores mecánicos.

40.- El diseño de los quemadores incluyendo los materiales usados deben ser de operación confiables bajo condiciones específicas de servicio, deben cumplir con las especificaciones aceptadas por el Departamento de Mantenimiento - cuando estas existan para los quemadores y hornos.

50.- La seguridad debe ser primordial importancia bajo todas las condiciones de operación de los quemadores y hornos, incluyendo el inicio, detención, cambios de carga y variaciones en el combustible.

El rango de operación especificado o también llamado - rango de carga para un quemador es la razón de carga llena en el quemador a la mínima carga en que el quemador debe ser confiable.

El aire de la combustión es generalmente proporcionado por medio de unos ventiladores, es necesario proporcionar más que la cantidad teórica necesaria para asegurar una combustión completa del combustible, con el fin minimizar las pérdidas sencibles de calor.

La capacidad de servicio se puede mejorar si el diseño del horno y el arreglo de los quemadores minimizan la escoria y las manchas en las superficies que absorben el calor, para el rango normal de combustible quemado.

Los costos de mantenimiento se minimizan con las siguientes medidas :

- 1.- Con la mínima exposición al calor
- 2.- Previendo el reemplazo de partes vulnerables.

Para una atomización más adecuada los grados de aceite - más pegados que el No. 2, deben ser calentados para disminuir su viscosidad a 135 - 150 SUS.

El vapor o los calentadores eléctricos son requeridos para levantar la temperatura del aceite hasta el grado requerido, aproximadamente:

64°C	para No. 4 aceite
87°C	para No. 5 "
94-104 °C	para No. 6 "

Con el fin de conocer el equipo usado en México para la combustión de fluidos , se inició una investigación con fabricantes, que debido a las limitaciones de tiempo no - fué posible terminar.

Entre las marcas con mayor aceptación se encuentran las siguientes :

Clayton
Babcock

También con el mismo fin se entrevistó a uno de los jefes de departamento de la Gerencia de Operación de la - C.F.E., Comisión Federal de Electricidad quien coincidió con la clasificación de equipo para la combustión que presentamos aquí.

a.l.a.- Atomizadores de Aire o vapor.

Los atomizadores de aire o vapor es el que más se usa. En general su operación es - baja en producir

una corriente de combustible o vapor o sin combustible, es decir una emulsión, la cual cuando se libera al horno atomiza el aceite a través de la rápida expansión del vapor. Los Atomizadores de vapor. Deben estar secos, porque la humedad causa pulsaciones, las cuales pueden llevar a la pérdida de ignición.

Cuando no hay vapor disponible, las mezclas con aire comprimido libre de humedad, puede ser el sustituto.

Los atomizadores de vapor están disponibles en rangos de 17.41×10 Joules por hora de entrada, cerca de 4 158 Kg/Hr, de aceite. La presión del aceite es mayor que aquella en atomizadores mecánicos. La presión de aceite y vapor requeridas dependen del diseño del atomizador, la máxima presión de aceite es de 7.03 Kg/cm y la presión del vapor es de 2.406 a 2.812 Kg/cm mayor; el atomizador de vapor se desarrolla más eficientemente sobre un amplio rango de cargas que otros tipos, normalmente atomiza el oil combustible bajo el 20% de la capacidad nominal y en algunas circunstancias han sido operados exitosamente al 5 % de su capacidad.

Un buen atomizador de vapor utiliza no más de .043 Kg. vapor por libra de combustible a su máxima capacidad, para una unidad grande sobre un largo período, esto cuenta, por la cantidad disponible de vapor y las pérdidas de calor en el almacén.

La única desventaja de los atomizadores de vapor es su consumo de vapor. Un buen atomizador de vapor utiliza no más de 0.1 lib. vapor X libra de combustible a su máxima capacidad, para una unidad grande sobre un largo periodo éste cuenta por la cantidad disponible de vapor y las consecuentes pérdidas de calor en el almacén.

Donde la unidad calentadora proporciona suficiente vapor para un proceso donde la recuperación por condensación es pequeña la construcción adicional para el atomizador de vapor no tiene consecuencia. Sin embargo, en una instalación grande donde las pérdidas de turbina son bajas y hay muy poco levantamiento de vapor el uso del atomizador de vapor puede tener un efecto significativo en los requerimientos totales.

b.1.- Atomizadores mecánicos

En estos atomizadores la presión del combustible es usado como medio para la atomización. Muchas formas han sido desarrolladas, aquellas con partes móviles cercanas al horno, han perdido popularidad debido al costo excesivo de mantenerlas en operación.

El atomizador de retorno de flujo es usado para muchas instalaciones marinas y algunas unidades estacionarias.

La presión de aceite requerida en el atomizador para máxima capacidad varía de 45.12 a 70.2 Kg/cm, dependiendo del rango de la carga y el combustible.

El flujo del combustible va a través de ranuras tangencialmente dispuestas en un plato dispersor en una cámara giratoria desde la cual se manda a través de un orificio de platos dispersores con un "spray".

Los atomizadores mecánicos están disponibles en tamaños de 18.99×10^{10} joules/hora de entrada cerca de --- 4530 kg de aceite por hora, el rango de operación aceptable puede ser tan grande como de 10 a 1 o tan pequeño como de 3 a 1 dependiendo de la máxima presión de aceite usada para el sistema, la configuración del horno, la temperatura del aire y la velocidad de absorción en el quemador.

Los atomizadores de flujo de retorno son adecuados para grados estándares de aceite combustible donde se desea satisfacer variaciones de carga sin cambiar los platos de dispersión (de "spray") o de cortar los quemadores en o fuera del servicio.

Para un buen comportamiento sobre un rango de operación de 10 a 1 la cámara de combustión deberá ser de sección cruzada pequeña (relativamente) en la zona de quemador, la presión de aceite en los quemadores para cargas completas deberá ser 70.3 kg/cm^2 , la temperatura de aire para combustión deberá ser significativamente más alta que la del medio ambiente a través del rango de carga y la resistencia del aire a través del quemador debe-

rá ser de 30.38 cm. de agua a carga llena, dependiendo del tamaño del quemador de partículas. Las diferencias abajo de cualquiera de éstos valores afecta marcadamente el rango de carga satisfactorio obtenible de los quemadores.

En un sistema propiamente diseñado y operado la presión más alta del atomizador de retorno de flujo mecánico proveerá combustión eficiente, comparable con la obtenida a través de un buen atomizador de vapor.

C.1.- Atomizadores de gas natural

El tipo C-B del elemento de gas fué desarrollado para el quemador de celda, las características de este elemento son :

- 1c.- Una gran parte de la descarga de gas enfrente del impulsor, el cual sirve como estabilizador de la ignición a altas cargas.
- 2c.- El quemador tiene varios tubos con hoyos que descargan gas para ignición en el cuello del quemador, cada tubo está ajustado al diámetro de la flama para estabilizar la ignición a bajas entrelas.
- 3c.- Los puertos de combustible son largos con el fin de minimizar la ignición.
- 4c.- Los tubos de gas están de tal modo no le roza al acrita.

Con la selección adecuada de equipo de control un quemador de multicomcombustible, con un elemento de gas es capaz de cambiar de combustible sin que caiga la presión del quemador. El elemento de gas está diseñado para quemar gas y otros combustibles gaseosos, conteniendo al menos :

70% de Metano

6-70% de Propano

ó 25% de Hidrógeno por volumen.

El elemento C-B está diseñado también para una entrada máxima de 12.66×10^{10} Joules. Deberá ser posible pasar a carga completa, aproximadamente el 25% en exceso de aire sin pérdidas de ignición, para asegurar la ignición aún en casos en que haya disturbios en flujo de aire por errores en el manejo.

1.d. - Atomizadores para otros gases.

Algunas industrias usan hornos de gas de refiniería, de otros gases obtenidos industrialmente, con estos gases el calor liberado por unidad de volumen de gas combustible puede ser muy diferente que con el gas natural; por tanto los elementos de gas, deben ser apropiados a cada combustible. Algunos quemadores deben ser diseñados de acuerdo a la estabilidad de ignición y los factores rango de carga.

Un inconveniente para los quemadores son las impurezas que vienen en los gases industriales.

CAPITULO V
USO RACIONAL DE ENERGIA

USO RACIONAL DE ENERGIA.

La energía es cada vez más cara. El balance entre su creciente demanda y su disponibilidad, tanto en México como en el resto del mundo, continuará elevando su costo a mayores niveles, en función de su futura escasez. Esta situación ha contribuido a que en la operación de las empresas se tengan nuevos conceptos, especialmente en aquellas que llevan un control sistemático de sus costos.

Se ha demostrado por varias empresas que las medidas de uso racional pueden reducir entre 15% al 30% el empleo de energía, con ahorros significativos de costos; por ejemplo tenemos la optimización de programas de mantenimiento para operación adecuada del equipo ; planear los programas de reducción para minimizar el empleo de energía, mejorar el control de calidad para eliminar la producción de desechos y desconectar el equipo innecesario durante las noches o los fines de semana.

Es muy importante que la energía se utilice adecuadamente de acuerdo a las reservas y disponibilidades. Esto se puede lograr con la concientización de todos los sectores consumidores sobre el uso racional de la energía.

El contexto del Sistema Energético es muy amplio, como lo vimos en el capítulo III, el uso eficiente de la energía en todo el sistema sería lo ideal para nuestra economía y población, ya que hay una relación consumo de energía-precios, a un mayor consumo corresponderá un incremento en los precios.

Desde el punto de vista de disponibilidad de energía a lo largo del tiempo, nos conviene usarla racionalmente, ya que si aprovechamos al máximo nuestros recursos energéticos no renovables, nos durarán más largo tiempo.

El análisis de la utilización de la energía para encontrar mejoras en ella, es bastante complejo por la diversidad de formas que se manejan ya en México y la diversidad de consumidores. Encontramos que la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial ha nombrado una Comisión Nacional de Energéticos, encargada de -- promover y estudiar la utilización adecuada de energía.

Ya hemos visto que la energía más utilizada en México es la térmica, generada por combustión de gas natural, petróleo y sus derivados; razón por la cual nos enfocaremos en el presente capítulo al "uso racional de energía de combustión". También hemos visto que la combustión de hidrocarburos se usa en todos los -- sectores :

Eléctrico, Transporte, Petrolero, Agricultor, Residencial e Industrial.

Si consideramos los elementos de una industria como máquinas, instalaciones, hombres, recursos económicos y financieros; podemos hacer una analogía - con cada uno de los otros sectores y considerarlos también como industrias.

Este capítulo se enfoca especialmente al uso racional de energía de combustión en la industria.

1.- Sugerencias de medidas de ahorro de energía.

A continuación se presenta una guía para usar racionalmente la energía (EAC), requieren un estudio para su aplicación (M. de P. uso eficiente de E., SEPAPIN).

Acciones inmediatas:

1.- Calcular y graficar diariamente la eficiencia de las calderas.:

2.- Establecer un programa de mantenimiento y ajuste de los quemadores para su operación eficiente.

Otras acciones sugeridas.

1.- Mejorar la exactitud de los sistemas de control de combustión.:

2.- Calentar el combustible a la temperatura adecuada para tener una buena atomización.

3.- Reducir el flujo de aire de combustión a su

punto óptimo, para eliminar el arrastre de gas combustible. ;

4.- Usar un combustible más eficiente para una mejor combustión. ;

5.- Reemplazar los quemadores obsoletos por otros de mayor eficiencia. ;

6.- Emplear los desechos y subproductos como combustibles. ;

7.- Mantener limpios los tubos de caldera, tanto los de la cámara de combustión como los del agua ;

8.- Analizar los gases de combustión para ajustar la relación aire combustible.

En el apéndice se mencionan 6 ejemplos de ahorro de energía; de empresas diversas. Los ejemplos indican únicamente los pasos claves para hacer las estimaciones de los posibles ahorros y beneficios económicos resultantes, ya que los factores de ingeniería en detalle se deben hacer considerando las especificaciones de cada proceso o sistema en donde interviene la combustión y los límites de operación del equipo donde se pretende mejorar el consumo de energía. Antes de llevar a cabo una medida de ahorro de energía se debe analizar concienzudamente las consecuencias que ocasionará en todo el sistema, para evitar un resultado contraproducente.

También es necesario que el personal que opera el equipo de combustión esté enterado del plan de ahorro de energía, cuando se pretende llevar a cabo en una empresa, con el fin de obtener los resultados esperados.

Aplicar la metodología de la Administración Científica es recomendable , desde del inicio hasta el fin : Planeación, Organización, Programación, Ejecución, Retroalimentación y Control.

2.- Plan de ahorro de energía.

a.-Planeación.

En primer término es necesario que la gerencia - esté informada completamente en que consiste el plan de uso eficiente de energía, de tal manera que brinde su apoyo para lograrlo .

La gerencia debe contar con la información suficiente para convencerse de que por medio del uso eficiente de energía se pueden obtener grandes ahorros y que por lo tanto vale la pena invertir en ello tiempo, dinero y esfuerzos.

Entonces , según la organización y la magnitud de la empresa, se elabora el manual de organización - del Comité de " Uso Eficiente de Energía" y se establecen los objetivos que se perseguirán.

b.- Organización.

Se nombra al comité con representantes de cada área o departamento donde sea factible obtener ahorros de energía.

El comité será presidido por un coordinador quien reportará a la gerencia. La gerencia deberá participar activamente informando a los supervisores sobre la importancia del plan y los motivará para que a su vez - motiven al personal a su cargo, a participar en las acciones de ahorro de energía, además la gerencia establecerá las metas en el ahorro de energía contando con el apoyo del comité; será ella quien se las comunique a los empleados y quien decida la conveniencia de emplear asesoría externa.

El comité recibirá de la gerencia los lineamientos generales (Políticas) para su trabajo, que en términos generales se puede considerar:

- 1.- Planear y participar en las acciones de ahorro de energía.

- 2.- Desarrollar registros, reportes de contabilidad de la energía.
- 3.- Investigar y desarrollar ideas sobre las formas de ahorro de energía.
- 4.- Evaluar ahorros anuales de energía para cada proyecto.
- 5.- Desarrollar ideas y planes para obtener el apoyo de los empleados y su participación.
- 6.- Planear y dirigir un programa continuo de actividades para estimular el interés en los esfuerzos de conservación de energía.

c.- Programación.

Quando se han establecido los objetivos y además se cuenta con personal para realizarlos falta determinar cuando se deben realizar, en que tiempo, en cuantas etapas. Esto es detallar el programa.

Es responsabilidad del coordinador de comité establecer el programa, que pasará a la gerencia para su aprobación antes de implantarlo.

El programa inicial variará al programa continuo. El primero debe incluir actividades que permitan la orientación y motivación de los miembros del comité -- para llevar a buen fin el trabajo que se emprenderá en breve. También se recomienda incluir actividades que propicien la integración del comité, como son dinámicas de grupo.

Entre los puntos de mayor importancia en esta primera etapa, se considera el establecimiento de equivalencias de energía por tipo de servicios, el establecimiento de un método de cálculo, aplicable a la evaluación de los ahorros, establecimiento de formatos, para encuestas e información, incluyendo la elaboración y ejecución de la primera encuesta sobre medidas de ahorro de energía, que tiene por objeto el de identificar desperdicios corregibles por acciones de operación o mantenimiento. Hasta la elaboración de la primera lista de formas potenciales de ahorro de energía, aplicables a la planta, lista de proyectos de ahorro de energía y evaluación resumida de los mismos y primer programa para el resto del año.

Las prioridades asignadas a los proyectos en el programa deben basarse en los cálculos de ahorros anuales de energía para cada proyecto, costos futuros de la energía y costos de proyecto, incluyendo necesidades de capital. Con esta información se puede asignar la prioridad uno al proyecto o proyectos que brinden mayor rendimiento de la inversión.

Cuando se elabora el primer programa aún se está en el inicio de un uso eficiente de la energía.

Es necesario buscar la manera de que se hagan encuestas periódicas y se promueva la educación de los empleados, a través de un programa continuo.

Algunas formas de desarrollar continuos esfuerzos para el uso racional de la energía que se pueden incluir en el Programa, son :

- Comparar el consumo de energía por unidad producida con el comportamiento histórico y el valor teórico de referencia.
- Investigar, identificar, y corregir las causas de aumentos en el consumo específico de energía.
- Efectuar reuniones periódicas
- Actualizar periódicamente las listas de proyectos de racionalización del uso de energía.
- Planear y dirigir un programa continuo de actividades y comunicaciones para conservar el interés en el uso racional de la energía.
- Cursos de entrenamiento para el uso racional de energía.
- Uso de publicidad sobre ahorros de Energía.
- Elaboración y actualización del Manual de Medidas de Ahorro de energía.
- Boletines , periódicos o menciones especiales en la publicación de la planta, ilustrando los alcances del programa y reconociendo los méritos de personas y grupos.

d.- Ejecución.

La clave del éxito de un programa referente al --

Uso Eficiente de Energía, está en contar con el apoyo gerencial y del personal . Los empleados deberán sentirse coparticipes en la planeación e implantación de los detalles.

Por esto es may importante desarrollar una actitud positiva en los empleados para que practiquen el uso racional de la energía en su trabajo y en su hogar. La manera de lograr la educación del personal en éste aspecto se puede hacer a través de una adecuada comunicación con los empleados en formas diversas :

Discusión personal, seminarios y sesiones de trabajo debidamente programadas, distribución de literatura informativa y descriptiva, presentación de transparencias y políticas y sobre todo realizar en la práctica el uso racional de la energía, propiciar la competencia positiva -entre los diferentes departamentos; dando el debido reconocimiento a las ideas valiosas, los resultados de éstas competencias se pueden evaluar en términos de calorías -equivalentes por unidad de producción o por hora normal de operación.

Lo importante es que el personal comprenda el verdadero significado de la restricción energética, la relación de ésta con las fuentes de trabajo a corto y largo plazo, sus efectos directos como son el suministro del gas natural y el petróleo crudo y sus efectos indirectos :

bastecimiento de materias primas y refacciones, hantender que la crisis de energéticos fuera del país puafectar la seguridad de sus empleos.

La responsabilidad del coordinador planear e impleel programa, facilitandose cuando existe el apoyo gen

Deberá actuarse convenientemente para corregir losperdicios detectados. En la mayoría de los casos seráesarios procedimientos nuevos, sin requerir inversio-
notables, pudiendo resultar ahorros considerables.

Cuando se hace la encuesta para identificar desper-
notables el Comité puede auxiliarse de un asesor técn
naturalmente deben estar acompañados de superintender
o supervisores de las áreas inspeccionadas; ya que el
son elementos importantísimos para el éxito del progr
pues son encargados de transmitir el entusiasmo por
guir el programa al personal a su cargo.

Para la obtención de datos confiables podría neces
se equipo de medición adicional.

Para la evaluación del contenido de energía por un
de material o de tipo de servicio serán de utilidad l
formatos que se elaboraron en la etapa preliminar. E
formatos estarán diseñados según la organización de l
empresa y los tipos de energía que se utilicen.

e.- Evaluación y control.-

La evaluación y control están íntimamente relacionados.

Es conveniente revisar periódicamente, los avances en los ahorros de energía, puede ser a través de una tabulación de consumo, pudiendo registrarse las cifras en unidades compatibles con los procedimientos usuales de compra de energía. Se recomienda, sin embargo, el empleo de una unidad común como la "cal, que permite contemplar los consumos de diversos combustibles mediante una base única. ...

También se pueden elaborar gráficas comparativas de lo programado contra el avance resultante del programa. Con información de este tipo podemos evaluar las metas originales y considerar las modificaciones en caso de ser necesarias al programa, y las metas.

Es importante que el plan de evaluación y control sean establecidos claramente y estén bien operados, para no correr el riesgo de que el programa llegue a ser como un barco sin timón.

Todo material tiene un contenido de energía específico, este valor puede considerarse como el calor de combustión del material, en el caso de combustibles - se considera el calor de combustión y se expresa en - KJoules. Una vez determinado el contenido de KJoules u otra unidad térmica, los productos se clasifican - en unidades térmicas/producto, unidades térmicas por precio de venta o unidades térmicas por peso de utilidad.

Como la disponibilidad de energía es limitada, con viene enfocarse a productos que tengan menor costo y/o que redituén mayor utilidad.

Las materias primas de menor contenido de energía deberían subir menos en precio cuando los costo de - energía aumentan. He aquí la importancia del uso efi ciente de energía.

CAPITULO VI
CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Al terminar este trabajo, me he dado cuenta que es únicamente el principio de un estudio sobre la —
Conversión de Energía por medio de la Combustión en México, que es tan complejo, debido a los múltiples factores que intervienen a fin de llevarla a cabo y también son muchas las consecuencias económicas-sociales-políticas que se derivan al efectuarla en tan amplio campo (Sectores Industrial, Transporte, Residencial, Eléctrico, Comercial y Petrolero) .

Si hacemos la semejanza del desarrollo de tecnología con un producto industrial, podemos decir que con este trabajo se cubrió la parte de análisis preliminar en un estudio de factibilidad. Es decir, el análisis de aspectos generales necesarios para conocer si es conveniente invertir tiempo, dinero y esfuerzo en el desarrollo de tecnología mexicana para mejorar la combustión, de modo que se tenga un beneficio que justifique la inversión.

Con la presente información estamos en posibilidades de decir : " Si conviene a México desarrollar tecnología para la combustión".Pero que técnicas de investigación y desarrollo son adecuadas para ser -

aplicadas ?

Cuántos equipos se podrían desarrollar ?

Cual podría ser el primero?

Que partes del equipo conviene mejorar ?

Ya sea en diseño y /o construcción piloto, en forma teórica ó inclusive en forma comercial.

La solución a las cuestiones anteriores se puede dar sólo llenando al detalle de las necesidades de la demanda.

Para la detección de la demanda se podrían hacer muestreos por sectores, aplicando un cuestionario para obtener información de sus necesidades, sus principales problemas y también si es posible conociendo sus instalaciones.

También es conveniente conocer la oferta, es decir los fabricantes que hay en el mercado, utilizando para ello de ser posible también encuestas, aunque — a veces son muy celosos con su información por el temor a la competencia.

Otra fuente de información son estadísticas de importaciones y exportaciones.

Una vez que se conozcan la oferta y la demanda, entonces se podrán concluir caminos a seguir en el -

desarrollo de tecnología, que traerán seguros beneficios por el ahorro de divisas que implican y la independencia tecnológica que ofrecen, aunque no sea a un plazo inmediato.

Por otra parte el ahorro de energía generado por un buen equipo de combustión, vale la pena tomarlo en cuenta. Si se considera el consumo de energía primaria como el 100 %, la energía útil finalmente consumida es del orden de 30 a 40 %, según datos proporcionados por Ion D. Sancescu, representante de la O.N.U. en el Seminario de Economías de Energía organizado por la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial en 1978. La transformación de energía primaria a secundaria es en el 85.4 % a base de la combustión de hidrocarburos, entonces si mejoramos la eficiencia de la combustión — se afectará positivamente la economía de México.

En cuanto al Sistema Energético, el Sector más importante es el Petrolero y no se puede aislar del — contexto político-social-económico de México. De la — forma en que se maneje actualmente este Sector depende en gran parte la balanza de pagos, el desarrollo industrial, el mismo sector energético, el bien estar de — nuestra sociedad. Es decir el avance, desarrollo y bien estar de México depende en gran parte de los hidrocarburos.

México está en proceso de desarrollo y tiene los problemas implícitos en ello; alta tasa de crecimiento demográfico, desempleo, desnutrición, analfabetismo, dependencia tecnológica, etc., pero afortunadamente no tiene el problema de reservas energéticas como otros países. El problema que existe al respecto de los energéticos es de producción, distribución y administración de recursos.

Las políticas de manejo interno y externo del Sector Energético deben plantearse en bases firmes, para que en un futuro los resultados sean buenos para nuestro desarrollo.

Las estadísticas oficiales, o al menos las que se publican, incluyen producción y consumo aparente de recursos energéticos, considerando al consumo aparente como producción nacional más importaciones, menos exportaciones. No se manejan estadísticas de demanda por lo que pienso que no se conocen las verdaderas necesidades y entonces las políticas se hacen a ojo de buen cubero. Las consecuencias pueden ser que no se satisfagan las necesidades y se desarrollen otros aspectos innecesarios, lo que sería una pérdida de tiempo y recursos.

Otra consecuencia puede ser que se posea demasia do optimismo y se exporte petróleo sin planear el futu ro de México y en un momento no muy lejano se traigan graves consecuencias por falta de energéticos. Que pa- saría si no contamos con los recursos petroleros ? Se pararía la vida nacional en la industria, el comer- cio, el transporte, etc. . Por esta razón es muy impor tante buscar una solución que permita conocer nuestras necesidades, para así tener de donde hechar mano para establecer políticas congruentes a México, nuestra Pa- tria.

Una solución podría ser un sistema de información que registre todos los pedidos en las distribuidoras de combustibles, incluyendo los que no se surten por fal- ta de disponibilidades. Esto se podría hacer con un -- sistema computacional con terminales. Al cabo de un -- tiempo se haría un análisis de datos y permitiría cono cer mejor la demanda. Conociendo la demanda se podrán establecer y cumplir mejores políticas.

Aunque no se conozcan del todo nuestras necesida- des no es por demás fomentar el ahorro de energía a to dos los niveles energéticos y sociales, ya que los re- cursos petroleros no son renovables, se deben cuidar - de tal manera que se incremente su productividad.

También es conveniente que se siga trabajando en la búsqueda de fuentes alternas de energía, que prevengan la futura pero no muy lejana decadencia de hidrocarburos, según IIASA ("International Institute for Applied Systems Analysis") después de muchos estudios han concluido que la demanda comenzará a superar la capacidad de oferta del petróleo para el año 2,000., (Boletín Informativo del Sector Energético, Noviembre de 1979).

Y por último quisiera agregar que hay un aspecto a considerar y que parece olvidarse con el desarrollo, es el medio ambiente, si se logra una nueva tecnología para una eficiente combustión en México, que sea también con menor contaminación ambiental, a fin de conservar la vegetación y la salud de la población.

A P E N D I C E
EJEMPLOS DE AHORRO DE ENERGIA

APENDICE

En el presente apéndice se analizan varios casos que se presentaron en diferentes empujadoras y en los cuales se ven algunos puntos importantes donde se pueden tener ahorros cuando se efectúa la combustión. Los cálculos están basados en precios de 1976. (Manual de procedimientos para el uso eficiente de energía SEPAPIM).

Ejemplo No. 1. Eliminar fugas en líneas de gas.

En una tubería de gas enterrada que tiene una fuga por un orificio de 3.2 mm y se encuentra a una presión de 8.06 Kg/cm², se tendrá una pérdida anual de 51 000 m³ (1808 x 10⁶ Kjoules).

A la misma presión, una fuga de gas por un orificio del mismo tamaño en una tubería al descubierto significaría una pérdida anual de 382 500 m³, lo que significan 13.56 x 10⁹ Kjoules.

Sugerencias :

Eliminar las fugas en las líneas de gas combustible para evitar las pérdidas de energía y prevenir el peligro de incendio o explosión. Es conveniente establecer un programa de inspección y tratar de reparar las fugas lo más rápidamente posible.

Se encontraron casos en los que se tuvieron buenos ahorros en costos al llevar a cabo medidas de ahorro de energía.

Ejemplo No. 2. Recuperación de calor de incineración.

En una planta de asfalto para techos se registran - ahorros de cerca de \$ 1'285,200 al recuperar el calor de los gases de incineración y generar con este 6,800 Kg/h de vapor de 11.6 Kg./cm² (150 psig).

Un breve estudio mostró que un recuperador de calor instalado en la chimenea podía producir el vapor requerido en la planta, y más si fuera necesario.

La planta disponía de agua de alimentación de 93°C y para producir 1 kg. de vapor saturado de 11.6 Kg/cm² (150 psig) de 1 Kg. de agua a 93.3°C. era necesario administrar 2.41 Kjoules.

El calor para producir 6 800 Kg/h de vapor = 2.42 Kjoules/kg x 6 800 kg/h = 16.37 x 10⁶ Kjoules/h.

El flujo de gas (m) con una densidad de condiciones normales de 1.22 kg/m³.

$m = 453 \text{ m}^3/\text{min} \times 1.2 \text{ Kg/m}^3 \times 60 \text{ min/h} = 32616 \text{ Kg/h}$
considerando pérdidas de calor del 2% y una cp = 1.17 MKjoules/Kg °C, la caída de temperatura de los gases

$$\begin{aligned} \text{es } \Delta t &= \frac{16.36 \times 10^3 \text{ MKjoules}}{1.17 \text{ MKjoules/Kg } ^\circ\text{C} \times 32\ 616 \text{ Kg/h (1-0.02)}} \\ &= 437^\circ\text{C.} \end{aligned}$$

Para producir 6,800 Kg/h de vapor saturado de 11.6 Kg/cm² (150 psig) era necesario enfriar los gases solamente a 760 - 437 = 323° C.

Si se considera un precio de vapor de \$ 63/Ton_ladas de vapor y 3000 h de operación por año, los ahorros en los costos si se instala un recuperador de ca or serán:

Ahorros de los costos = 6 800 Kg/h X \$63/Ton X 3000 h/año = \$ 1,285 200/año.

Si se enfrían los gases a una temperatura más baja, por ejemplo 204°C en vez de 323°C, la cantidad total de vapor saturado generada será 8,800 Kg/h, - lo que corresponde a un ahorro de \$ 1'663,200.

Si se calculan los costos de instalación de cerca de \$ 1'000,000 los ahorros obtenidos durante el primer año pagan esta inversión considerando la producción de vapor más baja.

Sugerencias:

Evaluar las corrientes de salida de la planta con temperaturas mayores a 150° C, como una fuente potencial de calor para generar vapor. Considerese la venta de vapor excedente a otras plantas. Consultese a los fabricantes de equipos de recuperación de calor para mayores recomendaciones.

Precaución:

Los gases de combustión contienen compuestos condensables que deben mantenerse arriba de la temperatura de rocío para minimizar los problemas de corrosión.

Normalmente la temperatura de los gases no debe ser menor de 149° C.

Etapa No. 3

Utilizar el calor de escape en los equipos de control de contaminación.

Es una planta de control mecánico de temperatura una unidad de intercambiador a un gran horno de curado de pintura a fin de disminuir el consumo de la cámara. La utilización sólo en 1994 del calor de escape generado se obtuvo un ahorro de aproximadamente 7 315,000.00 por año.

Las unidades se diseñarán para tratar 793 m³/min de los gases de escape provenientes del horno, los cuales salen a una temperatura de 371° C. En el inicio, cuando la temperatura se eleva a 760° C para garantizar una efectiva oxidación de los hidrocarburos que se encuentran en los solventes de la planta. Al entrar el gas natural se consume parte de la energía suministrada y lo demás se aprovecha como calor de combustión del vapor del solvente.

En vez de disminuir este calor limpio y ambiente, se pasará a un intercambiador de calor para elevar la temperatura de los gases de escape de hornos antes de entrar al intercambiador. Esta medida reduce la cantidad necesaria de gas natural en el intercambiador.

De nuevo el cambiador de calor, el aire limpio se enfriará en el cambiador de desechos de calor pro-

duciendo el vapor de 3.5 Kg/cm^2 (50 Psi) para uso general de la planta. Del total de la energía utilizada, alrededor del 50% es generada en el incinerador, 40% en el cambiador de calor y 10% en la caldera.

Suponiendo que el incinerador opera a un 75% de su capacidad de diseño:

$$\text{Energía total} = 793 \text{ m}^3 / \text{min} \times 1.3 \text{ Kg/m}^3 \times 60 \text{ Min/h} \\ \times (760.371)^\circ \text{C} \times 1132 \text{ Kjoules/Kg } ^\circ \text{C} \times 0.75 = 20930 \text{ KJ}$$

Utilizando un 50% del calor de desecho:

$$\text{Ahorro anual} = 20930 \text{ Kjoules/h} \times 6000 \text{ h/a} \times .50 \\ \text{de} \\ \text{energía} = 62.79 \times 10^6 \text{ Kjoules}$$

$$\text{Considerando un costo de combustible de \$ 21/4186 KJ} \\ \text{Ahorro anual energía} = 62.79 \times 10^6 \text{ Kjoules/a} \times 21/4186 \\ = \$ 315,000/\text{año}$$

Sugerencias:

Los requerimientos de aire limpio pueden hacer más extensa la instalación de equipo para recuperar o destruir los vapores de los solventes de los hornos acabados y de las cámaras de atomización.

Si se selecciona la técnica de incineración buscar métodos para recuperar el calor desperdiciado.

Ejemplo:

Una planta química ahorra cerca de \$265,000

por año al quemar desechos líquidos y generar 29,480 Kg/año de vapor para proceso de 22 Kg/cm² (300 Psig) que se producían quemando combustible. Esta medida eliminó el problema de deshechos de estos materiales y su consecuente recuperación ambiental.

La inversión necesaria para el diseño espacial de la caldera para prevenir la corrosión y los depósitos de hidratos fue aproximadamente de \$ 8'000.00 y los costos por concepto de implementación y comisiones de \$ 6'000.00.

Medida No. 4.

Implementación del control de combustión para sistemas de combustibles duales.

Se identificaron ahorros de más de \$ 210,000/a mejorando el control de combustión en una fábrica textil en la que se ocupaban 34,050 Kg/h de vapor. Las calderas empleadas estaban diseñadas para quemar gas. Se instaló un sistema manual de petróleo para operar hasta por 5% del tiempo. Posteriormente, la empresa de gas obligó a operar el sistema de petróleo el 50% del tiempo. El siguiente consultor de una fábrica de calderas recomendó que los sistemas de control existentes fueran reemplazados por uno de quemar de combustión más sofisticados con medidores que controlen tanto para gas como petróleo.

El sistema original era aceptable en el control de combustión para gas con un 20% de exceso de aire, de

ro con el petróleo el control manual daba como resultado una combustión muy pobre con un exceso de aire promedio de 80%, correspondiente a 10% de oxígeno en los gases.

La temperatura de los gases de combustión era de 316 °C con petróleo y 260 °C con gas.

Los ahorros posibles de combustibles pueden estimarse usando las figuras No. 1 y No. 2.

Para petróleo, los excesos de aire se obtienen reduciendo el exceso de aire de 80% a 20%.

De acuerdo con la figura No. 1, la que grafica porcentaje de oxígeno contra exceso de aire, la reducción de oxígeno en los gases de salida es de 9.7 a 3.7 %.

De acuerdo con la curva de la misma figura, para 316 °C de temperatura en la chimenea se obtendrá un ahorro en el petróleo de 9%.

Los ahorros anuales estimados cuando se usa petróleo el 50% del tiempo (4,000 h/a) con un gasto de combustible de 2.84 (m³ /h) con un poder calorífico de 38.93 × 10³ /m³ será:

$$\text{Ahorro anual} = 4,000 \text{ h/a} \times 2.84 \text{ m}^3/\text{h} \times 0.09$$

$$= 1,022.4 \text{ m}^3/\text{a} \times 38.93 \text{ HKjoules/m}^3$$

$$= 39.81 \times 10^6 \text{ HKjoules/a}$$

$$\text{Ahorro anual} = 39.81 \times 10^6 \text{ HKjoules/a} \times \$ 20/4186$$

$$\text{HKjoules}$$

$$= \$ 190,205 / \text{a}$$

Para el caso de gas, los ahorros se logran reduciendo el exceso de aire de 20 a 70% mediante el mejoramiento del control de combustión. De acuerdo con la fig. 0.19 que grafica exceso de oxígeno contra exceso de aire, esto reducirá el oxígeno en los gases de 3.9 a .1 %.

Interpolando en la misma figura a una temperatura de la chimenea de 260°C se ahorrará el 1% del gas que actualmente se quema. Para el gas, con un poder calorífico de 37.67×10^6 KJ, un gasto de 2705 m³/h cuando se quema el 50% o sea 4,000 h/a, un costo de \$21/Mkcal, los ahorros anuales se estiman como sigue:

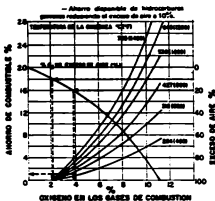
$$\begin{aligned} \text{Ahorro anual de gas} &= 4,000 \text{ h/a} \times 2705 \text{ m}^3/\text{h} \times 0.1 \\ &= 108,200 \text{ m}^3/\text{año} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ahorro anual de Energía} &= 108,200 \text{ m}^3/\text{año} \times 37.67 \times 10^6 \text{ KJ/m}^3 \\ &= 4.07 \times 10^6 \text{ MKJoules} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ahorro anual de los Costos} &= 4.07 \times 10^6/\text{a} \times \$21/4186 \text{ MKJoules} \\ &= \$20,418 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ahorro anual total de Petróleo y Gas} &= (39.81 \times 10^6 + 4.07 \times 10^6) \text{ MKJoules/a} \\ &= 43.88 \times 10^6 \text{ MKJoules/a} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ahorro anual total de Petróleo y Gas, en pesos por año.} &= \$20,418 + \$190,215 \\ &= \$210,633/\text{a} \end{aligned}$$



Los ahorros estimados por estas curvas indican lo siguiente: El mejoramiento en la eficiencia de los efectos de radiación y de la combustión radiación-convección en calentadores y calderas en procedimientos de aire que se logra al reducir el exceso de aire, en 1.5 veces el aumento que se obtendría por la sola reducción de aire, debido al efecto adicional que se presenta de abasteciendo en la temperatura a los gases de escape.

Fig. 19

Ref. : Manual de
Procedimientos
para uso eficiente de energía en
la Ind. y el Comercio.

**Costo estimado del
Equipo.**

Nuevo sistema de control de combus tión.	= \$ 318,700
Instalación	= \$ 225,000
Costo Total	= \$ 543,700

Sugerencias :

Determinar el exceso de aire producido por los sistemas de control de combustión existentes. Estimar los posibles ahorros mediante el mejoramiento de éstos controles. Consultar especialistas en control de combustión para obtener recomendaciones y cotizaciones.

Nota. Los ahorros estimados por las curvas indicar lo siguiente: El mejoramiento en la eficiencia de los efectos de radiación, y de combinación radiación , convección en calentadores y calderas sin pre calentadores de aire que se logra al reducir el exceso de aires, es 1.5 veces el aumento que se obtendrá por la sola reducción de aire, debido al efecto adicional que se presenta de abastecimiento en la temperatura de los gases de salida.

Ejemplo No. 5

Ejemplo de los análisis de gases de combustión para disminuir el consumo de combustibles.

En una fábrica de papel, en la que por primera vez, se realizaron análisis de los gases de combustión, se determinó que se podían ahorrar \$ 143,500 por consumo de combustible.

La caldera empleaba gas como combustible y el análisis de los gases de combustión, indicó que tenían un contenido de 8.2% de dióxido de Carbono (CO_2) y 5.3% de Oxígeno (O_2) y una temperatura de $268^{\circ} C$.

Con el objeto de mejorar la combustión, el aire - se fué reduciendo gradualmente al mismo tiempo que se efectuaban determinaciones del CO_2 , O_2 y temperatura, hasta llegar a los siguientes valores:

$CO_2 = 10.5\%$, $O_2 = 2.0\%$, con lo que se obtuvo una temperatura de los gases de $254^{\circ} C$.

Para mantener estas condiciones en forma permanente, se instaló un refrigerador continuo del contenido en porcentaje de oxígeno en los gases de salida, el cual sin embargo requería la atención del operador para efectuar las modificaciones al control de combustión.

Para evitar las fallas humanas en el control se instaló un sistema nuevo con medidores de flujo de aire y combustible, y como una precaución adicional,

el sistema de control disponía de circuitos verificadores para limitar el combustible de acuerdo con el flujo de aire disponible así como el flujo de - aire de acuerdo con el combustible que se está quemando.

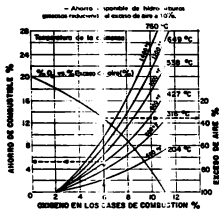
De acuerdo a la Fig. No. 20 los posibles ahorros de combustible indicados son de 2.3% para un contenido de oxígeno en los gases de 5.3% y una temperatura de 268 ° C .

La misma gráfica muestra que esta corresponde a un 30% de exceso de aire.

Manteniendo el contenido de oxígeno en 2% en - los gases de salida, equivale a reducir el exceso de aire a 10 por ciento.

Suponiendo 8,000 h de operación por año, con un consumo promedio de 5,098 m³/h de gas, cuyo poder calorífico es de 37 674 MKJ /m³, el ahorro del gas de 2.3% da como resultado:

$$\begin{aligned} \text{Ahorro de energía anual} &= 0.023 \times 8000 \text{ h/año} \times 5098 \text{ m}^3/\text{h} \\ &\quad \times 37.67 \times 10^6 \text{ KJoules /m}^3 \\ &= 35'329,840 \text{ MKJoules/a} \\ \text{A precios de : 1975 de } \$21/4186 \text{ MKJoules} \\ \text{Ahorros anuales en el costo} &= 35'329,840 \times 21/4186 \\ &= \$ 177,240 / \text{a} \end{aligned}$$



Los ahorros estimados por estas curvas incluyen lo siguiente: El mejoramiento en la eficiencia de los efectos de radiación y de la combinación radiación-convección en calentadores y calderas sin precalentadores de aire que se logra al reducir el exceso de aire, es 1.5 veces el aumento que se obtendría por la sola reducción de aire, debido al efecto adicional que se presenta de abastecimiento en la temperatura de los gases de combustión.

Fig. 20

Costo aproximado de los equipos de control e instrumentación.

Analizador de Oxígeno	\$	56,250
Sistema de control de la combustión	"	318,750
Instalación	"	<u>187,500</u>
Costo total	\$	562,500

El ejemplo que se muestra es para una temperatura en la chimenea de 427°C y un contenido de Oxígeno en los gases de 6%, obteniéndose un ahorro de 5%. Si se desea, se puede obtener el exceso de aire y este será de 36%.

Sugerencias:

Revisar los sistemas de control de combustión y consultar al fabricante acerca de los métodos que aseguren el control de combustión adecuado.

Ejemplo No.6

El análisis de los gases de combustión como una función del mantenimiento de los equipos.

En una planta química, el mejoramiento de los procedimientos de mantenimiento, incluyendo la determinación de oxígeno en los gases de combustión, produjo un ahorro arriba de \$ 100,000.00 mensuales, al disminuir el consumo de combustible.

En esta planta, durante un periodo de 2 meses, no había sido posible obtener una producción mayor del 80% en una caldera que estaba diseñada para producir 54000 Kg/h de vapor. El equipo de la caldera incluye unos medidores de flujo y control de combustión, pero la unidad no producía más de 45,480 Kg/h de vapor. —

Se recurrió al servicio técnico del fabricante para verificar los controles de combustión, encontrando que en los gases de salida no existía exceso de oxígeno y en cambio estaba presente en 40% de combustible sin quemar.

Se decidió aumentar la proporción de aire a combustible hasta que en los gases de salida se tuviera 0% de combustible no quemado, con lo cual se logró aumentar la producción de vapor hasta 54 500/kg/h. Por otro lado, se encontró que la que producía la falla en el control de la combustión era la condensación de humedad en el tubo que iba al controlador de flujo de aire, ocasionando una respuesta incorrecta.

Para eliminar esta falla y otras similares, que ocasionaron pérdidas de combustible, se instaló un registrador de oxígeno y se dio un contrato al fabricante para el mantenimiento regular del equipo de control de combustión.

Durante los 2 meses en que la caldera produjo solo el 80% de su capacidad, su consumo de combustible fué,

sin embargo el necesario para una producción de
 ciento por ciento, o sea $4,250 \text{ m}^3/\text{h}$.

El poder calorífico del gas es de
 Pérdidas de combustibles en $\text{m}^3 = 0.2 \times 4,250 \text{ m}^3/\text{h} \times$
 $= 1.2 \times 10^6 \text{ m}^3$

Pérdidas de combustible $= 1.2 \times 10^6 \text{ m}^3 \times 37,674,0$
 en KJoules
 $= 45,208.8 \times 10^3 \text{ KJoules}$

Si el costo del gas es de \$21/4186 KJoules

Monto de las pérdidas $= 45,208.8 \times 10^3 \times 21/4186$
 de gas
 $= \$ 226,800$ (en 2 meses)

Costo estimado del equipo de registros:

Registrador de O ₂ de combustible	\$ 84,000
Instalación	" 37,500
Costo Total	<u>\$ 121,500</u>

Los costos de mantenimiento de pruebas de combus-
 tión contratados se estima en \$ 18,750

Sugerencias:

Considerar el análisis de oxígeno y de combusti-
 bles en los gases, de combustión como un posible
 todo para asegurar que el proceso de combustión se
 mantenga bajo control.

Discutir el empleo de estos procedimientos con los
 cantes de instrumentos y equipos de control.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

1. Energético:
Boletín Informativo del Sector Energético
Diciembre de 1977
2. Energético:
Boletín Informativo del Sector Energético
Febrero de 1978
3. Energético:
Boletín Informativo del Sector Energético
Marzo de 1978
4. Energético:
Boletín Informativo del Sector Energético
Marzo de 1978
5. Energético:
Boletín Informativo del Sector Energético
Enero de 1979
6. Energético:
Boletín Informativo del Sector Energético
Julio de 1979
7. Energético:
Boletín Informativo del Sector Energético
Agosto de 1979
8. Energético:
Boletín Informativo del Sector Energético
Agosto de 1979
9. Energético:
Boletín Informativo del Sector Energético
Octubre de 1979
10. Energético:
Boletín Informativo del Sector Energético
Noviembre de 1979

11. **Energéticos**
Boletín Informativo del Sector Energético
Diciembre de 1979
12. **Memoria de Labores 1976**
Petróleos Mexicanos
13. **Memoria de Labores 1978**
Petróleos Mexicanos
14. **Memoria de Labores 1979**
Petróleos Mexicanos
15. **Anuario Estadístico 1977**
Petróleos Mexicanos
16. **Boletín Informativo General**
Petróleos Mexicanos
17. **Manual de Procedimientos Operativos**
Planta Petrolera de Chiapas
Petróleos Mexicanos
18. **Resumen del II Congreso Latinoamericano de Petro-
química.**
19. **Propuesta de Lineamientos de Política Energética**
Secretaría de Patrimonio Nacional
Comisión de Energéticos
México, 1976
20. **Manual de Procedimientos para el uso eficiente de
Energía en la Industria y el Comercio.**
Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial
Comisión de Energéticos
México, 1977
21. **Seminario de Economías de Energía**
Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial
Agosto 1978

22. Art. Porqué se construye el Gasoducto ?
Ing. Jorge Díaz Serrano
Director General de Petróleos Mexicanos
Excelstor, México, 2 de Octubre de 1977
23. El Mercado de Valores
Semanario Nacional Financiera, S.A.
Marzo 24, 1980
24. Introducción a La Economía
A. Castro Fleza
Editorial Siglo XXI
25. Apuntes de Ingeniería Económica II
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
Ing. Manfred Rucker
1978
26. Art. Analisis de las Variables que Condicionan
la demanda de energéticos.
Enrique Barriga G.
Carlos E. Escobar T.
Petróleos Mexicanos
II Congreso Interamericano de Sistemas e Informático.
México, 1974
27. Tesis : Diseño de un Horno para Experimentación
de fuentes de Energía Térmica.
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
1977
28. Tesis : Diagnóstico de la Industria Petroquímica
Secundaria en México.
U.N.A.M.
1979
29. Estadística
Morris R. Spiegel
McGraw-Hill
30. Tesis : Diagnóstico de la Industria Petroquímica
Secundaria en México.
Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
1979

31. Energía Mediante Vapor Aire o Gas
W. H. Severns
H. E. Degler
J. C. Miles
Editorial Reverté, S.A.
32. La Combustión
Solvi, G.
Bossat, 1975
33. Política Nacional de Ciencia y Tecnología
Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
México, 1976
34. Catálogos Comerciales:
Calderas de agua caliente a gas, HIDROTHERM.
Calderas paquete tipo A, CARRHY.
Calderas C-E Internacional, COMBUSTION ENGINEERING, INC.
Calderas C-E Shen, COMBUSTION ENGINEERING, INC.
Bomba Volumétrica Barnes, ECLIPSE FUEL ENGINEERING CO.
Calderas automáticas de tubos de humo, FOTHOIT.
Generador de vapor, CLAYTON.
Calderas paquete, BABCOCK and WILCOX DE MEXICO, S.A. DE
C. V.
35. Planta Termoeléctrica Salamanca
Unidades 1 y 2
Comisión Federal de Electricidad
1971
36. Manual de instrucciones
Generador de vapor
Clayton de México, S.A. . RXS-5513 Rev. A . 060776

FALLA DE
ORIGEN.

SERVICIOS DE
MICROFILMACION.