

20/1/66

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA



**PERSPECTIVAS DE LOS COMBUSTIBLES
NO CONVENCIONALES**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO QUIMICO

P R E S E N T A

RUBEN BENJAMIN REYES TORRES



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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 está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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

I N D I C E

	HOJA
Introducción.	1
I Evolución del Sector Energético.	1
II Panorama Nacional e Internacional del Sector Energético.	10
III Estado Actual de las Fuentes no Convencionales de Energía Primaria.	34
IV Principales Combustibles no Convencionales.	69
Conclusiones.	97
Bibliografía.	101

INTRODUCCION

Los desarrollos e innovaciones tecnológicas actuales sobre las fuentes primarias de energía, están enfocados principalmente hacia los hidrocarburos, y sólo marginalmente, al menos en nuestro país, se tienen algunos avances significativos sobre las fuentes primarias de energía alternas, específicamente biomasa y carbón (este último visto como fuente de combustibles no convencionales y materias primas para la Industria Química, y no como fuente de calor en la producción de electricidad).

Entre los factores principales que afectan al desarrollo tecnológico de las fuentes alternas de energía primaria se encuentran: el volumen de las reservas probadas y potenciales de hidrocarburos, la alta disponibilidad de petróleo, tanto en el plano nacional como en el internacional, las fluctuaciones de los precios internacionales del crudo y el desarrollo de nuevos catalizadores capaces de tratar a los crudos más pesados y contaminados con azufre y metales pesados.

Este panorama es poco halagüeño para el desarrollo tecnológico de nuevas fuentes de energía primaria, sin embargo el primer paso para la sustitución del crudo, como fuente única de combustibles, está dado, y éste proviene, primeramente, de los países industrializados en un esfuerzo por diversificar su oferta de energía, y alejarse paulatinamente de la dependencia de los hidrocarburos.

Entre los combustibles no convencionales, que destacan por su gran versatilidad, se encuentran el alcohol etílico y el alcohol metílico, cuyas tecnologías de obtención (a partir de la biomasa y del carbón) y de utilización (como combustibles de máquinas de combustión interna) se encuentran ampliamente difundidas. Un tercer combustible no convencional es el biogás, que a diferencia

de los anteriores su campo de acción es mucho más limitado, ya que su aplicación directa se encuentra en el plano local, principalmente en comunidades rurales que es donde se encuentra la materia prima y donde el suministro de com bustibles convencionales es, en algunas ocasiones, deficiente por falta de infraestructura.

El presente trabajo pretende dar una visión más profunda sobre las perspectivas de los combustibles no convencionales (etanol, metanol y biogas), así como de sus fuentes primarias de energía (biomasa y carbón), esperando sea de utilidad para el cambio que se viene gestando por la continua transición de las fuentes convencionales hacia las fuentes no convencionales de energía.

I. EVOLUCION DEL SECTOR ENERGETICO.

El siglo XX es testigo de la segunda de las dos grandes transiciones que ha experimentado el mundo en cuanto a la dependencia de diversas fuentes de energía. La primera fue la transición del carbón mineral al petróleo y la segunda consiste en la continua transición del petróleo a otras fuentes energéticas.

Particularmente, en los últimos años se han afianzado en todo el mundo los vínculos entre energía, sociedad y economía. Lo que ocurra en el ámbito energético afecta a todos los países, independientemente de su grado de desarrollo, su forma de organización social o su calidad de importadores o exportadores de energéticos.

Desde los albores de este siglo, el mundo empezó a sustituir el carbón mineral por petróleo para satisfacer la mayor parte del incremento de sus necesidades energéticas. Este cambio, que se aceleró durante la época de la posguerra y se extendió hasta principios de la década pasada, condujo a la presente dependencia mundial del petróleo como fuente de energía^{1/} y se atribuyó sobre todo a la disponibilidad de petróleo barato, que se consolidó como el energético de uso más difundido, debido a la oferta abundante, barata y accesible y a sus ventajas como combustible limpio y de gran versatilidad.

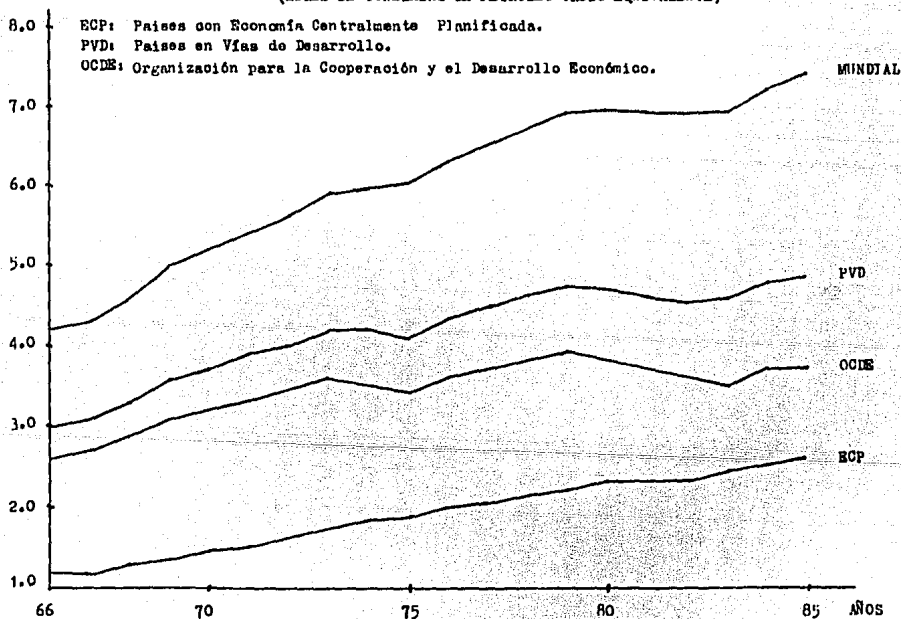
El cuadro 1.1 muestra la magnitud del cambio en términos de porcentaje y volumen de consumo.

Desde 1940 hasta 1970 la producción mundial de petróleo crudo casi se duplicó en cada década; después de 1950 gran parte del incremento provenía de los países árabes, cuya producción se multiplicó por 16, mientras que la del resto del mundo sólo se triplicó. Este alto nivel de producción provocó un severo agotamiento de las reservas petroleras árabes. La reserva promedio de los paí

1/ Aunque la energía nuclear y la hidroelectricidad han tenido avances importantes, el balance energético evolucionó hacia una creciente dependencia de una sola fuente de energía, el petróleo, y se desarrollaron patrones de consumo distorsionados que propiciaron un uso exclusivo de este importante energético.

FIG. 1.1

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA
(MILES DE TONELADAS DE PETROLEO CRUDO EQUIVALENTE)



FUENTE: B.P., Statistical Review of World Energy, June 1986.

CUADRO 1.1

PARTICIPACION DEL CARBON Y DEL PETROLEO EN EL CONSUMO
MUNDIAL DE ENERGIA

(Miles de millones de barriles de petróleo equivalente y porcentajes)

	1900	1950	1973	1980	1985
CARBON	3.8 94.2	7.6 62.0	11.9 28.0	14.7 29.0	16.7 30.3
PETROLEO	0.1 2.8	3.3 27.0	20.7 48.0	22.5 44.4	21.4 38.8

FUENTE: CIU, World Energy Supplies; B.P., Statistical Review of World Energy, Jun. 1986.

Los reservas disminuyó de 96 en 1960 a 48 años en 1973, con relación a su producción, a pesar de los grandes descubrimientos en la década de los sesentas. La disminución de la reserva promedio mundial, con relación a la producción fue - mucho menos pronunciada, como lo muestra el cuadro 1.2.

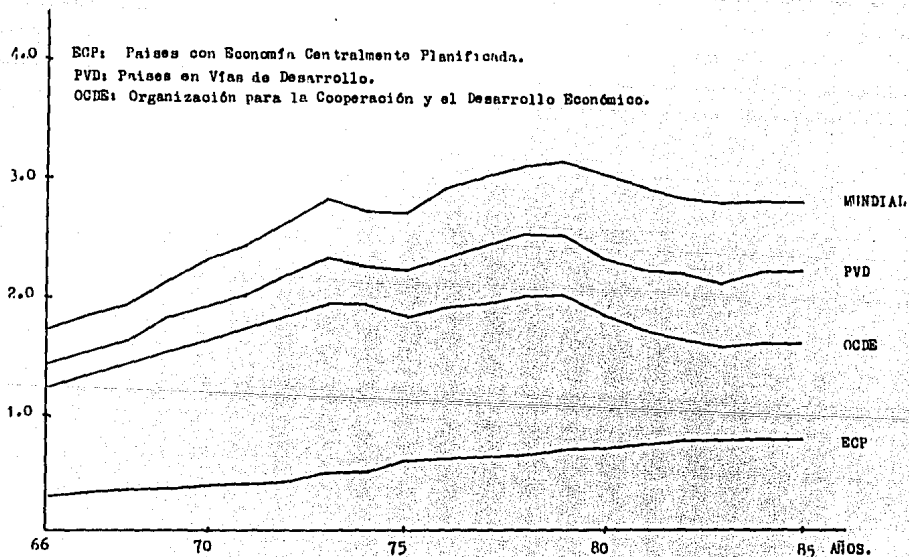
A partir de la primera crisis petrolera de 1973-1974, cuando los precios del petróleo casi se cuadruplicaron, se gestaron transformaciones repentinas y de un largo alcance en el balance energético mundial que se intensificaron con los aumentos de los precios de 1979 y 1980. En estos años concluyó la era de los energéticos baratos que habían servido de base a la expansión económica mundial.

El cambio más importante provino del lado de la demanda. Como respuesta a las crisis petroleras y a la elevación de los precios del crudo, los países industrializados implantaron políticas de conservación, ahorro y sustitución de los hidrocarburos. La transformación se inició a principios de los setenta y se aceleró después de 1979, año a partir del cual el consumo mundial de energía - en el mundo sólo creció en 1.1% anual promedio, mientras que los países industrializados disminuyó en 0.7% anual promedio, (fig. 1.1).

En el caso del petróleo, la caída fue más pronunciada, pues en el mismo lapso el consumo mundial se redujo en más de 5 MMBED, lo que representa una tasa de - decremento anual de 1.5%, y en los países desarrollados dicha tasa fue de 1.2% (fig. 1.2).

FIG. 1.2

CONSUMO MUNDIAL DE PETROLEO
(MILES DE MILLONES DE TONELADAS)



FUENTE: B.P., Statistical Review of World Energy, June 1986.

CUADRO 1.2

RESERVAS Y PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO MUNDIAL
Y LOS PAISES ARABES.

	RESERVAS +		PRODUCCION ++		PROD. ANUAL/RESERVAS	
	MUNDIAL	P. ARABES	MUNDIAL	P. ARABES	MUNDIAL	P. ARABES
1930	26	--	4 130	8	17	--
1940	35	--	6 030	101	16	--
1950	80	--	11 020	1 137	20	--
1960	301	156	21 980	4 447	38	96
1970	611	338	47 970	14 912	35	64
1979	649	362	65 775	21 910	27	45
1985	714	398	56 960	10 870	34	>100

+ Miles de millones de barriles.

++ Miles de barriles diarios.

FUENTE: PEMEX. Memoria de labores 1985, 1985; B.P., Statistical Review of World Energy, June 1986.

Es cierto que un factor importante para explicar este comportamiento se encuentra en la recesión económica mundial, sin embargo otra parte se explica también por el ahorro y sustitución de los hidrocarburos.

Las implicaciones del ahorro de energía son fundamentales no sólo para el sector energético, sino también para la economía en su conjunto.

El esfuerzo de ahorro de petróleo se ha manifestado sobre todo en el sector industrial y en el sector residencial-comercial. En el sector transporte la intensidad del cambio ha sido menor, pues aunque el parque automotriz ya ha cambiado hacia unidades con un menor consumo de combustibles, todavía no se completa el ciclo de consumo que permita sustituir al anterior.

En el último decenio se registraron reducciones en el consumo de energía primaria y de petróleo por unidad de producto en los países de la OCDE de 20% y 35% respectivamente; así, mientras que en 1979 estos países consumieron en conjunto

41.6 millones de barriles diarios, en 1984 esta cifra se redujo a 34.6 millones de barriles por día .

A los cambios en la demanda correspondieron cambios, no menos importantes, por el lado de la oferta. En el decenio de los setenta se intensificó el esfuerzo de diversificación energética, y el petróleo, que hasta entonces había venido ganando una importancia creciente en el balance energético mundial, comienza a perder terreno. El aumento de los precios de este producto modificó la estructura de precios relativos de los energéticos en general, elevó la competitividad de las fuentes alternas a los hidrocarburos y dió lugar a nuevas e importantes inversiones, así como al desarrollo de innovaciones tecnológicas relacionadas con las diversas fases de la producción, desde la exploración hasta su transformación y distribución, que permiten incrementar la participación de otras fuentes de energía primaria en el balance energético mundial.

El balance energético de los países de la OCDE por ejemplo, se diversificó incrementando la participación de otros energéticos de origen local, sobre todo gas, energía nuclear y carbón.

La participación del petróleo en el consumo de energía de los países miembros de la OCDE se incrementó tan sólo en 2.7% entre 1973 y 1979, y disminuyó en 17.7% en el periodo 1980-1985; en cambio el gas natural, la energía nuclear y el carbón aumentaron su participación hasta alcanzar el 19.8%, 7.5% y 22.5% respectivamente en 1985.

Este esfuerzo de diversificación indujo cambios importantes en la estructura productiva y en los patrones tecnológicos de los países de la OCDE, y propició una mayor flexibilidad en su planta industrial y revaloró muchas de sus reservas energéticas, alternando las perspectivas sobre sus potencialidades futuras en la materia.

En términos globales, las reservas probadas mundiales de hidrocarburos convencionales (petróleo y gas) se incrementaron sólo en 23% entre 1973 y 1981, mientras que en el mismo lapso las de carbón aumentaron en 124% y las de uranio en 425%, y la demanda de estos energéticos se incrementó en 9%, 20% y 300% respectivamente.

CUADRO 1.3

BALANCE ENERGETICO DE LOS PAISES DE LA OCDE
(% de participación por fuente)

	1950	1960	1970	1973	1979	1980	1983	1985
CARBON	57.0	35.7	22.2	18.9	18.9	20.2	21.8	22.5
PETROLIO	28.9	39.6	49.7	53.0	51.0	48.4	44.8	42.6
GAS NATURAL	12.0	16.6	20.7	20.5	20.1	20.5	19.8	19.8
HIDROENERGIA	2.1	8.0	6.8	6.6	6.7	6.9	7.9	7.5
NUCLEAR	--	0.1	0.6	1.1	3.4	4.0	5.7	7.5

FUENTE: B.P., Statistical Review of World Energy, June 1979 y 1986.

A partir de los incrementos del precio del petróleo, se incrementó la actividad exploratoria en zonas del mundo no exploradas y dió lugar, en menor medida, a un aumento en las reservas probadas de hidrocarburos, originando un ligero decaimiento en la participación de la OPEP en las reservas mundiales de petróleo; este cambio fue de 67.8% en 1974 a 67.2% en 1980.

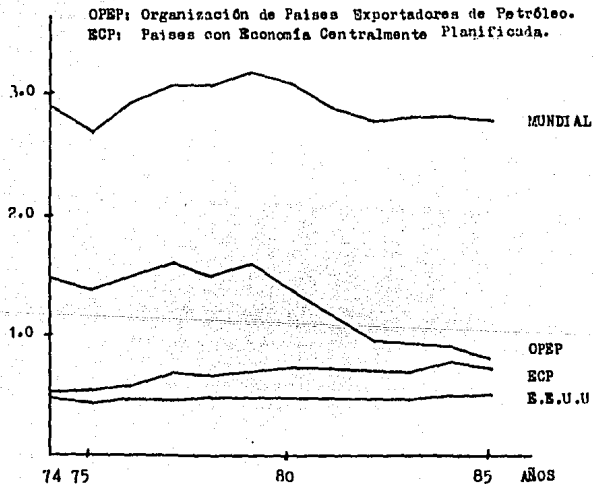
Estos cambios se vieron reflejados, primero, en que los bajos precios de los hidrocarburos impulsaron una fuerte demanda, lo que a su vez originó una creciente producción, y posteriormente se destaca no sólo la caída en la demanda y en la producción, sino también la reducción en la participación de los países de la OPEP en un volumen de producción cada vez menor, que fue de 31.5 MMBD en 1979 a 17.2 MMBD en 1985. (fig. 1.3).

Sin embargo, esta menor participación de la OPEP en la oferta mundial, fue aumada por nuevos países con recursos petroleros no miembros de la OPEP, entre ellos México, que aportó una participación creciente de la oferta comercializada internacionalmente, cuya participación en la producción mundial se incrementó de 0.8% en 1973 a 4.7% en 1985.

Por el lado de los precios de los hidrocarburos, éstos se mantuvieron constantes hasta 1973, año en que se elevaron significativamente debido al embargo petrolero. Posteriormente disminuyeron entre 1976 y 1978 por efecto de las pri-

FIG. 1.3

PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEO
(MILRS DE MILLONES DE TONELADAS).



FUENTES: B.P., Statistical Review of World Energy, June 1985 y June 1986.

meras medidas del ahorro y diversificación. Entre 1979 y 1980 tuvieron un importante repunte a raíz de la Revolución Islámica en Irán y su conflicto bélico con Irak, e iniciaron una etapa descendente desde 1981 a la fecha.

A partir de 1981, la tendencia del mercado mundial de hidrocarburos empezó a revertirse, como resultado de las medidas de ahorro y diversificación, así como de la política de inventarios aplicadas por los principales países consumidores que, aunadas a la recesión mundial, desembocaron en una disminución tanto del consumo como de las importaciones de hidrocarburos.

Esta situación de ahorro energético originó un desbalance del mercado, que se caracterizó por un exceso en la oferta. En el caso de la OPEP esta situación se reflejó en el aumento de la capacidad ociosa, hasta alcanzar el 45% en 1983.

Ante estas circunstancias, la OPEP trató infructuosamente de contrarrestar la fragilidad del mercado petrolero. El debilitamiento sostenido en la demanda y las importaciones a mediados de 1982 y principios de 1983, acentuado por la desacumulación de inventarios y los descuentos en los precios ofrecidos por algunos países miembros y no miembros de la OPEP, ocasionaron, primero, el rompimiento de la unidad de precios y posteriormente la baja en la cotización oficial del crudo marcador (árabe ligero) a 29 dólares el barril en marzo de 1983, y el establecimiento de una cuota global para la OPEP de 17.5 MMBD y cuotas individuales por país.

El impacto de estos ajustes en el mercado petrolero sobre el resto de los mercados de energéticos se puso de manifiesto a través del abandono o postergación de algunos proyectos de explotación de combustibles sintéticos y de los anuncios de aplazamientos y cancelaciones de nuevas centrales nucleares en diversos países.

Factores como estos tendieron a desacelerar temporalmente la velocidad del cambio que se venía registrando en el balance energético mundial y la transición del petróleo hacia otras fuentes de energía primaria.

II. POLÍTICA NACIONAL E INTERNACIONAL DEL SECTOR ENERGÉTICO

SITUACION MUNDIAL.

1. HIDROCARBUROS.

Las reservas probadas de hidrocarburos líquidos totales ascendieron en 1985 a 1'407 600 MMBPCE, de los cuales el 50.7% corresponde a aceite y condensado y el resto a hidrocarburos gaseosos. Los países miembros de la OPEP poseen el 66.5% del crudo y el 32.2% del gas, por lo que sus reservas totales representan el 49.6% del total mundial. Dentro de este contexto, México ocupa el cuarto lugar en las reservas mundiales de crudo y el quinto en las reservas mundiales de gas (cuadro 2.1).

CUADRO 2.1

RESERVAS MUNDIALES DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS EN 1985

(MMBPCE)

PAIS	PETROLEO	%	GAS	%	TOTAL	%
URSS	61 000	8.54	300 000	43.25	361 000	25.65
ARABIA SAUDITA	168 800	23.64	24 000	3.49	193 000	13.71
IRAN	47 900	6.70	94 000	13.55	141 900	10.08
KUWAIT	89 800	12.58	6 500	0.94	96 300	6.84
EU	35 600	4.99	39 400	5.68	75 000	5.33
MEXICO	55 600	7.79	15 300	2.21	70 900	5.04
IRAK	44 100	6.18	5 800	0.84	49 900	3.55
VENEZUELA	25 600	3.59	11 800	1.70	37 400	2.66
OTROS Paises	185 500	25.98	196 700	28.36	382 200	27.15
TOTAL	713 900		693 700		1'407 600	
(OPEP)	474 400	66.45	223 300	32.19	697 700	49.57

FUENTES: FLECK, Memoria de Labores, 1985; B.P., Statistical Review of World Energy, June 1986.

CUADRO 2.2

PRODUCCION Y CONSUMO MUNDIAL DE PETRÓLEO EN 1985
(MMBPCED)

PAIS O REGION	PRODUCCION	%	CONSUMO	%	CON. / PROD.
EU	10.54	18.50	15.17	25.34	1.44
CANADA	1.65	2.90	1.47	2.51	0.89
MEXICO	2.63	4.62	1.20	2.05	0.46
SUDAMERICA	3.64	6.39	3.23	5.52	1.89
EUROPA OCCIDENTAL	3.94	6.92	11.92	20.38	3.03
MEDIO ORIENTE	10.87	19.08	1.98	3.39	0.18
AFRICA	5.29	9.29	1.72	2.94	0.33
JAPON	-	-	4.32	7.39	-
AUSTRALASIA	3.28	5.76	4.10	7.01	1.25
URSS	12.14	21.31	9.06	15.49	0.75
O. PAISES SOCIALISTAS	2.98	5.23	2.55	4.36	0.86
TOTAL	56.96	100.00	58.48	100.00	1.03
OPEP	17.22	30.23	14.10	24.11	0.82

FUENTE: B.P., Statistical Review of World Energy, June 1986.

Los yacimientos más grandes, tanto de crudo como de gas, pertenecen a Arabia - Saudita y a la URSS respectivamente, y representan el 23.6% y el 43.3%, y son además, los países que cuentan con la mayoría de las reservas mundiales de hidrocarburos.

El cuadro 2.2 muestra la producción y el consumo de petróleo por país y región. De los 57.0 millones de barriles extraídos diariamente, la OPEP contribuye con el 30.2% y sólo consume el 81.9% de su producción, que equivale al 24.1% del total que se consume a nivel mundial. Esta situación explica, en parte, la influencia que representa la OPEP en la fijación de precios del petróleo crudo.

El análisis de este cuadro conlleva a una clasificación de los países o regio-

nes en exportadores e importadores netos, así por ejemplo, Estados Unidos y Europa Occidental, que contribuyen con el 10.5% y el 0.9% de la producción mundial de petróleo, son importadores netos, mientras que México, Medio Oriente y África son exportadores netos. La Unión Soviética, siendo un gran consumidor de petróleo (15.5% del total), es al mismo tiempo un exportador neto.

CUADRO 2.3

DURACION DE LAS RESERVAS DE PETROLEO Y GAS
EN ALGUNOS PAISES Y REGIONES

<u>PAIS O REGION</u>	<u>AÑOS</u>	
	<u>PETROLEO</u>	<u>GAS</u>
EU	9.1	11.9
CANADA	12.4	38.0
URSS	14.0	66.1
JAPON	16.8	14.0
EUROPA OCCIDENTAL	18.4	35.5
MEXICO	46.0	70.0
ARABIA SAUDITA	>100.0	>100.0

FUENTE: B.P., Statistical Review of World Energy,
June 1986.

Ahora bien, suponiendo que tanto los niveles de producción como los de consumo actuales se mantuvieran constantes, las reservas mundiales probadas de petróleo y gas tendrán una duración de 34.4 y de 57.6 años respectivamente. Estados Unidos agotará sus reservas de petróleo en menos de 10 años, Canadá y la Unión Soviética en menos de 15 años y Japón y Europa Occidental en menos de 20 años. La sustitución de petróleo por gas, en algunos de sus usos, podrá dar un buen respiro a todos ellos, excepto a Estados Unidos y a Japón, cuya duración de sus reservas probadas es de 11.9 y 14.0 años respectivamente. Para el caso de

México, las reservas probadas de petróleo tienen una duración de 46.0 años, - mientras que las de gas 70.0 años.

Al analizar la capacidad mundial de refinación (cuadro 2.4), se observa que to dos los países o regiones consideradas, excepto México y Estados Unidos, poseen una capacidad muy superior a su consumo interno, lo que circunscribe a Norte- américa a cualquier crecimiento importante que pudiera darse en la industria - de refinación.

CUADRO 2.4

CAPACIDAD MUNDIAL DE REFINACION EN 1985

<u>PAIS O REGION</u>	<u>(MMBFCED)</u>	<u>%</u>
EU	15.18	20.72
CANADA	2.07	2.82
MBXICO	1.68	2.29
SUDAMERICA	5.46	7.45
EUROPA OCCIDENTAL	14.54	19.84
MEDIO ORIENTE	3.71	5.06
AFRICA	2.54	3.47
JAPON	4.98	6.80
AUSTRALASIA	5.80	7.91
URSS	12.00	16.38
O. PAISES SOCIALISTAS	5.32	5.26
TOTAL	73.28	100.00

FUENTES: B.P., Statistical Review of World Energy,

June 1986.

Este panorama presenta una clara influencia en el comercio del petróleo. En - efecto, de los 25.6 millones de barriles de petróleo importados diariamente en 1985, el 32.7% correspondió a Europa Occidental, el 19.2% a los Estados Unidos de Norteamérica, el 16.4% a Japón y el 31.7% al resto del mundo. Los Estados- Unidos de Norteamérica es el país que individualmente importó más petróleo --

(L.P. MMBPCED), y aportó sólo el 3.0% del mundial exportado. México y Canadá - son los principales abastecedores de Estados Unidos de Norteamérica; México - aportó en 1985 el 50.0% de sus exportaciones de crudo, mientras que Canadá el 99.0% de su crudo para exportación. La diversificación de mercados es más amplia para otros productores, por ejemplo, el Medio Oriente exporta el 32.3% de su crudo de exportación a Europa Occidental, el 29.1% a Japón y sólo el 4.6% - a Estados Unidos de Norteamérica.

CUADRO 2.5
COMERCIO MUNDIAL DE PETRÓLEO
(MMBPCED)

REGION O PAIS PROVEEDOR	DE EUROPA OCCIDENTAL	DE EU	DE JAPON	DE OTROS	DEL MUNDO
EU	0.17	-	0.10	0.50	0.77
CANADA	-	0.75	-	-	0.75
MEXICO	0.40	0.75	0.15	0.13	1.43
SUDAMERICA	0.40	1.25	-	0.37	2.02
EUROPA OCCIDENTAL	-	0.47	-	0.34	0.81
MEDIO ORIENTE	3.02	0.43	2.72	3.17	9.34
AFRICA	2.65	0.71	0.06	0.73	4.19
AUSTRALASIA	0.07	0.45	0.89	0.35	1.76
URSS Y G. P. SOCIALISTAS	1.61	0.10	0.27	2.50	4.48
TOTAL	8.36	4.91	4.19	8.09	25.55

FUENTE: B.P., Statistical Review of World Energy, June 1986.

La producción mundial de gas natural, equivale al 54.4% de la del petróleo crudo. Debido al alto costo de su licuefacción para transporte marítimo, su comercio internacional se realiza principalmente mediante gasoductos terrestres, como los construidos de Canadá a Estados Unidos y de la Unión Soviética a Europa Occidental. Por esta razón, las cifras de consumo son muy similares a las

de producción en cada país, excepto la Unión Soviética y Japón.

CUADRO 2.6
PRODUCCION Y CONSUMO MUNDIAL DE GAS
(MABFCED).

PAIS O REGION	PRODUCCION	CONSUMO	CON./PRGD.
EU	8.48	8.93	1.05
CANADA	1.34	1.01	0.75
MEXICO	0.72	0.72	1.00
SUDAMERICA	0.80	0.68	0.85
EUROPA OCCIDENTAL	3.14	3.87	1.23
MEDIO ORIENTE	0.92	0.81	0.88
AFRICA	0.85	0.52	0.61
JAPON	0.04	0.72	18.00
AUSTRALASIA	1.63	1.02	0.63
URSS	11.62	9.58	0.82
O. PAISES SOCIALISTAS	1.45	2.10	1.45
TOTAL	30.99	29.96	0.97

FUENTE: B.P., Statistical Review of World Energy, June 1986.

Como se puede observar en el cuadro 2.6, los países o regiones que necesitaron importar en 1985 gas natural para satisfacer su demanda interna fueron Estados Unidos de Norteamérica, Japón, Europa Occidental y los países socialistas, excepto Rusia, en contraste con Canadá, África, Australasia, Medio Oriente y Rusia, cuyos niveles de producción les permitió la exportación de este energético.

Cabe señalar que el consumo de gas natural en el mundo se ha incrementado con una tasa anual promedio de 3.2% en el periodo 1975-1985, en comparación con el petróleo que creció con una tasa anual promedio de 0.5%; este resultado implica una mayor participación del gas natural en el consumo mundial de energía -- primaria.

2. JARBON.

El carbón mineral se halla distribuido en forma muy diferente a la del petróleo. El país con mayores reservas probadas es Estados Unidos de Norteamérica, seguido por la Unión Soviética, Europa Occidental y China. Las reservas probadas - totales de carbón representan, en poder calorífico, aproximadamente seis veces las del petróleo, y la producción diaria es de 80.0% de la petrolera. A nivel mundial, el carbón es el principal energético empleado para la generación de - electricidad.

CUADRO 2.7

RESERVAS, PRODUCCION Y CONSUMO MUNDIAL DE CARBON EN 1985

<u>PAIS O REGION</u>	<u>RESERVAS</u>	<u>PRODUCCION</u>	<u>CONSUMO</u>	<u>CONS./PROD.</u>
	(MMTC)	(MMBPCED)	(MMBPCED)	
EU	257 000	9.89	8.90	0.90
CANADA	5 900	0.80	0.61	0.76
MEXICO	1 800	0.08	0.12	1.50
SUDAMERICA	4 000	0.23	0.38	1.65
EUROPA OCCIDENTAL	99 300	3.86	5.12	1.33
AFRICA Y MEDIO ORIENTE	59 000	1.90	1.40	0.74
JAPON	1 000	0.22	1.46	6.64
AUSTRALASIA	84 000	4.02	3.60	0.90
URSS	241 000	7.29	7.27	1.00
CHINA	99 000	10.30	10.23	0.99
O. PAISES SOCIALISTAS	102 000	6.97	6.64	0.95
TOTAL	954 000	45.56	45.73	1.00

FUENTE: B.P., Statistical Review of World Energy, June 1986.

El cuadro 2.7 muestra la situación de algunos países y regiones; así, Estados Unidos, Canadá, África, Medio Oriente y Australasia aparecen como los principales exportadores, mientras que Japón, Europa Occidental y América Latina son grandes importadores.

3. URANIO.

Las reservas de uranio ascendieron en 1985 a 4 366.0 MT, de las cuales el 65.7% se encuentran en Africa, Australasia y los países socialistas. Los países que individualmente poseen las mayores reservas son los Estados Unidos de Norteamérica y Canadá con 11.2% y 9.5% respectivamente. En el siguiente cuadro se indica la distribución geográfica de estas reservas, sin embargo no se indica la capacidad de producción mundial, debido a que en algunos casos (Asia y Africa) la capacidad anotada se refiere a productos intermedios y no al combustible final.

CUADRO 2.8

RESERVAS, PRODUCCION Y CONSUMO MUNDIAL DE URANIO EN 1985

<u>PAIS O REGION</u>	<u>RESERVAS</u>	<u>PRODUCCION</u>	<u>CONSUMO</u>
	(MTU)	(MTUA)	(MMBPCBD)
EU	490.0	6.0	2.10
CANADA	414.0	10.8	0.28
AMERICA LATINA	300.0	0.1	0.03
EUROPA OCCIDENTAL	294.0	3.7	2.47
AFRICA	958.0	13.5	0.02
AUSTRALASIA	810.0	3.8	0.92
PAISES SOCIALISTAS	1 100.0	6.0	0.94
TOTAL	4 366.0	-	6.76

FUENTE: B.P., Statistical Review of World Energy, June 1986.

LARTIGUE J., Energéticos, Cuaderno de Posgrado #6 F.Q., UNAM, 1983.

Es importante señalar que la mayor parte de las reservas ubicadas en Asia y Africa son explotadas por países industrializados, y son además los que controlan el mercado, no sólo de uranio sino también de las tecnologías nucleares a escala comercial en los países con economía de mercado.

El consumo mundial de uranio, que representa casi 7 millones de barriles de petróleo diario es muy significativo, y puede representar un ahorro importante en

cuanto a divisas para aquellos países que no poseen grandes reservas petroleras. En el siguiente cuadro se señalan los cinco países con mayor número de reactores en operación y en construcción, así como la potencia nominal mundial.

CUADRO 2.9

REACTORES NUCLEARES EN OPERACION Y CONSTRUCCION AL 31-Dic-85.

PAIS	EN OPERACION		EN CONSTRUCCION	
	#	GW	#	GW
EU	93	78.0	26	29.0
URSS	51	28.0	34	32.0
FRANCIA	43	37.5	19	23.5
REINO UNIDO	38	10.0	4	2.5
JAPON	33	23.5	11	10.0
OTROS 26 PAISES	116	73.0	62	43.5
TOTAL	374	250.0	156	140.5

FUENTE: ORIA, Boletín, vol.28, #1, 1986.

Como puede observarse Estados Unidos de Norteamérica, la URSS y Francia muestran el mayor número de reactores, y por ende la mayor generación a nivel mundial. En cuanto a los reactores en construcción son los mismos países quienes llevan la delantera.

4. HIDROENERGIA.

La hidroenergía presenta una solución global al problema mundial del abastecimiento energético. Esta expectativa no carece de fundamento, sin embargo está muy lejos de satisfacerse, ya que su aprovechamiento actual es menor del 30%.

El potencial hidroeléctrico mundial que representa la explotación adecuada de esta fuente es de casi 10 000 terawatts-hora anuales, y equivalen a un ahorro energético de 50 millones de barriles diarios de petróleo. De cualquier forma la generación hidroeléctrica significa ya un ahorro importante de hidrocarburos

CUADRO 2.10

POTENCIAL HIDROELECTRICO MUNDIAL (APROVECHABLES).

	<u>TWhA</u>	<u>MMBPCED</u>
PAISES DESARROLLADOS	4 080	20.8
PAISES EN DESARROLLO	5 841	29.2
TOTAL	9 921	50.0

FUENTE: Energéticos, Junio 1979.

(10 millones de barriles de petróleo diarios). Sin embargo, esta fuente prima está limitada a la producción de energía eléctrica, y se requieren altas - inversiones iniciales.

CUADRO 2.11

ENERGIA HIDROELECTRICA GENERADA EN 1985.

<u>PAIS O REGION</u>	<u>TWhA</u>	<u>MMBPCED</u>
EU	332	1.66
CANADA	256	1.28
AMERICA LATINA	300	1.51
EUROPA OCCIDENTAL	400	1.99
MEDIO ORIENTE	10	0.06
AFRICA	70	0.35
JAPON	88	0.44
AUSTRALASIA	136	0.69
URSS	214	1.07
CHINA	102	0.52
O. PAISES SOCIALISTAS	86	0.43
TOTAL	1 994	10.00

FUENTE: B.P., Statistical Review of World Energy,

June 1986.

CUADRO 2.12

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA EN 1985.

<u>REGION O PAIS</u>	<u>MMBPCED</u>	<u>%</u>
EU	36.76	24.36
CANADA	4.65	3.08
AMERICA LATINA	7.87	5.21
EUROPA OCCIDENTAL	25.37	16.81
MEDIO ORIENTE	2.89	1.91
AFRICA	3.97	2.63
JAPON	7.61	5.04
AUSTRALASIA	9.66	6.40
URSS	27.70	18.35
CHINA	12.74	8.44
O. PAISES SOCIALISTAS	11.71	7.76
TOTAL	150.93	100.00

FUENTE: B.P., Statistical Review of World Energy,
June 1986.

CUADRO 2.13

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA POR FUENTE EN 1985.

	<u>MMBPCED</u>	<u>%</u>
PETROLEO	58.48	38.75
GAS NATURAL	29.96	19.85
CARBON	45.73	30.30
HIDROELECTRICIDAD	10.00	20.08
ENERGIA NUCLEAR	6.76	4.48
TOTAL	150.93	100.00

FUENTE: B.P., Statistical Review of World Energy,
June 1986.

El cuadro 2.11 muestra la generación eléctrica por país, así como la cantidad de barriles de petróleo ahorrados. Individualmente Estados Unidos de Norteamérica, Canadá y la URSS son los países que muestran una mayor generación de electricidad a través de esta fuente de energía primaria, ya que contribuyen con el 16.7%, 11.8% y 10.7% respectivamente de la generación total de electricidad.

5. CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL.

El consumo energético mundial ascendió en 1985 a 150.9 MMBPCS; los Estados Unidos y la URSS participan mayoritariamente con el 24.4% y el 18.4% respectivamente.

Es importante notar que el nivel de consumo de petróleo crudo disminuyó, en 1985, en 2.3% con respecto al obtenido en 1981, que fue el año en que el precio del crudo se disparó hasta su nivel más alto, mientras que las demás fuentes mostraron importantes incrementos en la participación del consumo energético mundial como respuesta a la diversificación de las fuentes primarias de energía, gracias a lo cual el consumo de energía primaria total creció en 7.9%. Los incrementos en la participación por fuente son los siguientes: carbón 13.6%, hidrogeniería 13.7%, energía nuclear 69.5% y gas natural 12.2%. El consumo mundial de energía primaria por fuente viene especificado en el cuadro 2.13.

SITUACION NACIONAL.

1. PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA.

En México, la producción de energía primaria para 1985 fue de 2 096.6 billones de kilocalorías, cifra que representa un decremento del 2.2% respecto a la registrada el año anterior, y de 5.9% comparada con la de 1982.

La estructura de la producción por tipo de fuente muestra que los hidrocarburos aportaron el 90.4% del total, lo que significa una disminución de 0.5 puntos porcentuales al compararse con la producción de 1984. Lo anterior fue resultado de una menor producción de petróleo crudo y gas natural. El restante 9.6% lo conformaron otras fuentes primarias de energía que aportaron mayores volúmenes de producción. (Cuadro 2.14).

CUADRO 2.14

PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA 1982-1985 (billones de kilocalorias).

<u>AÑO</u>	<u>TOTAL</u>	<u>CARBON</u>	<u>PETROLIO</u>	<u>CONDENSADO</u>	<u>GAS NO</u>	<u>GAS</u>	<u>HIDRO-</u>	<u>GE-</u>	<u>BAGAZO</u>	<u>LEÑA</u>
					<u>ASOCIADO</u>	<u>ASOCIADO</u>	<u>ENERGIA</u>	<u>ENERGIA</u>	<u>DE CAÑA</u>	
1982	2227.494	21.508	1524.932	8.997	92.417	425.175	62.959	3.590	18.150	69.766
1983	2160.174	27.313	1476.180	22.369	82.432	401.259	55.491	3.648	19.322	72.160
1984	2143.386	29.758	1493.000	45.508	70.456	341.431	63.895	3.880	21.058	74.400
1985	2096.632	30.532	1456.611	46.618	56.038	336.870	69.837	4.393	20.335	75.398

FUENTE: SEMIP, Balance Nacional de Energia 1985.

La participación del petróleo crudo en el total de la producción de 1985 fue de 69.5%. El gas asociado aportó 16.0%, el gas no asociado 2.7% y los condensados 2.2%. (Cuadro 2.15).

La producción de carbón mineral fue de 30.5 billones de kilocalorías, lo que representó el 1.5% del total de la energía producida, mostrando un crecimiento de 2.6% respecto al año anterior.

CUADRO 2.15

PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA
(billones de kilocalorías)

	1 9 8 4		1 9 8 5		variación porcentual 1985/1984.
	Kcal E 12	%	Kcal E 12	%	
TOTAL	2 143.386	100.0	2 096.632	100.0	- 2.2
CARBON	29.758	1.4	30.532	1.5	2.6
PETROLEO CRUDO	1 493.000	69.6	1 456.611	69.5	- 2.4
CONDENSADO	45.508	2.1	46.618	2.2	2.4
GAS ASOCIADO	341.431	15.9	336.870	16.0	- 1.3
GAS NO ASOCIADO	70.456	3.3	56.038	2.7	-20.5
HIDROENERGIA	63.895	3.0	69.837	3.3	9.3
GEOTERMIA	3.880	0.2	4.393	0.2	13.2
BAGAZO DE CAÑA	21.058	1.0	20.335	1.0	- 3.4
LEÑA	74.400	3.5	75.396	3.6	1.3

FUENTE: SEMIP, Balance Nacional de Energía 1985.

La producción de hidroenergía y geotermia, en su equivalente de energía primaria, ascendió a 74.2 billones de kilocalorías, por lo que participaron en 1985 en 3.3% y 0.2% de la producción total respectivamente.

El bagazo de caña de azúcar aportó 1.0% de la producción con un total de 20.3 billones de kilocalorías, cifra inferior en 3.4% respecto a 1984. Finalmente la cantidad de leña recolectada ascendió a 75.4 billones de kilocalorías, cifra

CUADRO 2.16

EXPORTACIONES DE ENERGIA^{1/} (billones de kilocalorias)

AÑO	TOTAL	GAS							PRODUCTOS				
		CARBON	PETROLEO	COQUE	LICUADO	GASOLINAS	KEROSINAS	DIESEL	COMBUS- TOLEO	CARGA VIREM	NO ENERGETICOS	GAS	ELECTRICIDAD
1982	884.362	0.215	834.247	-	0.453	1.070	0.244	1.392	20.679	-	-	26.062	-
1983	924.774	-	859.646	-	1.680	10.244	1.618	13.120	15.073	2.457	0.110	20.756	0.070
1984	927.517	-	855.669	-	3.055	17.131	2.391	5.818	7.287	21.946	-	14.143	0.077
1985	874.946	-	804.321	0.631	6.976	12.183	2.737	8.071	14.310	25.513	-	-	0.204

1/ No incluye maquila e intercambio neto.

IMPORTACIONES DE ENERGIA^{1/} (billones de kilocalorias)

1982	10.403	4.888	-	1.164	1.164	0.058	0.631	-	-	-	1.774	0.497	0.008
1983	10.536	2.016	-	0.367	3.988	0.059	0.550	-	-	-	3.111	0.441	0.004
1984	16.087	1.691	-	0.520	10.992	0.050	0.627	-	0.004	-	1.719	0.480	0.004
1985	29.038	4.267	-	0.806	14.221	0.030	0.617	-	6.776	-	1.670	0.535	0.116

1/ No incluye maquila e intercambio neto.

FUENTE: SEMIP, Balance Nacional de Energía 1985.

ligeramente superior a la de 1984. Esta cantidad es similar a la aportada por la hidroenergía y la geoenergía en su conjunto.

En 1985, la energía no aprovechada (derrames accidentales de petróleo y gas en viado a la atmósfera principalmente) fue de 29.9 billones de kilocalorías, representando el 1.4% del total de la energía producida en el país. En relación con 1984, esta cifra es inferior en 23.4%.

2. COMERCIO EXTERIOR.

La exportación de energía primaria en 1985 sumó 804.3 billones de kilocalorías, cifra 6.0% inferior a la de 1984. A su vez, las ventas totales de energía al exterior (que incluye exportaciones de energía primaria y secundaria), alcanzaron 874.9 billones de kilocalorías (5.7% menores), destacando el petróleo crudo que representó el 91.9%; y el resto estuvo compuesto por petrolíferos y electricidad; sobresale la carga virgen, el combustóleo y las gasolinas con el 2.9%, 1.6% y 1.4% del total, respectivamente.

Para satisfacer ciertas necesidades internas de energía y de productos no energéticos, fue necesario realizar algunas importaciones, que para el año de 1985 ascendieron a 29.0 billones de kilocalorías. La importación de energía primaria fue de 4.2 billones de kilocalorías de carbón coquizable para la industria siderúrgica y metálica básica. Por su parte, la cantidad de energía secundaria alcanzó 24.8 billones de kilocalorías, de las cuales el 57.4% correspondió a gas licuado, 27.4% al combustóleo y el restante 15.2% se distribuyó entre las gasolinas especiales, kerosinas, gas natural, coque, electricidad y productos no energéticos, básicamente lubricantes.

Algunos productos como el gas licuado, las gasolinas especiales, el combustóleo y otros de uso no energético, se comercializaron en el exterior bajo las modalidades de maquila e intercambio. En 1985 este concepto arrojó una exportación neta de 2.1 billones de kilocalorías, cifra inferior en 25.2% respecto a la de 1984. (Cuadro 2.16).

CUADRO 2.17
 OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGIA PRIMARIA 1982-1985.
 (billones de kilocalorias)

AÑO	TOTAL	CARBON	PETROLIO	CONDENSADO	GAS NO ASOCIADO	GAS ASOCIADO	HIDRO-ENERGIA	CEO-ENERGIA	BAGAZO DE CAÑA	LEÑA
1982	1 260.773	25.905	637.583	8.997	91.778	342.392	62.959	3.590	17.803	69.766
1983	1 223.564	29.492	593.361	22.369	81.793	346.298	55.491	3.648	18.952	72.160
1984	1 254.051	29.576	642.693	42.146	69.855	306.700	63.895	3.880	20.906	74.400

FUENTE: SEMIP, Balance Nacional de Energía 1985.

CUADRO 2.18
 CONSUMO NACIONAL DE ENERGIA 1982-1985.
 (billones de kilocalorias)

AÑO	CONSUMO NACIONAL		CONSUMO DEL SECTOR ENERGETICO				CONSUMO FINAL
	TOTAL	TOTAL	AUTOCONSUMO	PERD. TRANSF.	PERD. DISTR.	DIF. ESTAD.	
1982	1 234.176	427.015	125.015	240.807	37.296	23.081	807.161
1983	1 168.982	366.823	116.765	239.199	14.920	-4.061	802.159
1984	1 189.612	371.995	139.279	227.052	10.721	-5.057	817.617
1985	1 214.157	366.074	145.117	211.004	11.219	-1.266	848.083

FUENTE: Balance Nacional de Energía 1985.

3. OFERTA INTERNA BRUTA.

En 1985, la oferta interna bruta de energía primaria fue de 1 265.9 billones de kilocalorías. En tanto el consumo nacional de energía llegó a 1 214.2 billones de kilocalorías, lo que originó una disponibilidad neta de 51.7 billones de kilocalorías que fueron destinadas en su mayor proporción al mercado exterior como energía secundaria: petrolíferos y electricidad. (Cuadros 2.17 y 2.18).

La oferta interna bruta de energía primaria, fue superior en 0.9% en relación a 1984 y estuvo conformada por 84.1% de hidrocarburos, de los cuales el 51.7% correspondió a petróleo crudo, 3.4% a condensados, 4.4% a gas no asociado y 24.6% a gas asociado. La diferencia estuvo compuesta por 2.5% de carbón, 5.5% de hidroenergía, 0.3% de geocenergía, 1.6% de bagazo de caña y 6.9% de leña, cifras que muestran la marcada dependencia de México hacia los hidrocarburos.

De la relación entre el consumo nacional de energía y el producto interno bruto se aprecia que para 1985 se utilizaron 1 332.0 kilocalorías por cada peso producido (a precios constantes de 1970), cantidad ligeramente inferior a la observada en 1984 cuando se emplearon 1 340.2 kilocalorías por peso producido. (Cuadro 2.19).

El consumo nacional de energía por habitante fue de 15.6 millones de kilocalorías, similar a los niveles de consumo per cápita de 1984.

4. CENTROS DE TRANSFORMACION.

La energía primaria procesada en los centros de transformación del país ascendió a 1 145.1 billones de kilocalorías, 2.2% superior al registrado el año anterior. Esta cifra representó el 90.5% de la oferta interna bruta de energía primaria, del resto, el 8.4% fue utilizado directamente como en el caso de la leña, el bagazo de caña y el gas natural enviado a los ductos para el consumo del resto de la economía y el 1.1% lo constituyó el consumo propio del sector energético, las pérdidas por transportación, distribución y almacenamiento, y las diferencias estadísticas.

Del total procesado, 57.8% fue petróleo crudo y condensados enviados a refinerías; 32.9% se destinó a plantas de tratamiento de gas natural y de sus liqui-

CUADRO 2.19

INDICADORES ECONOMICOS Y ENERGETICOS 1982-1985.

AÑO	CONSUMO NACIONAL TOTAL DE ENERGIA (BILL. DE Kcal.)	PIB NACIONAL (MILL. DE PESOS 1970)	POBLACION NACIONAL (MILL. DE HAB.)	INTENSIDAD ENERGETICA CTE/PIB (Kcal/E PRODUCIDO)	ELASTICIDAD ^{1/} INGRESO DE ENERGIA	CONSUMO PER CAPITA (MILL. DE Kcal/HAB)
1982	1 234.176	903 838.6	72.968	1 365.5	-	16.9
1983	1 168.987	856 173.6	74.633	1 365.4	1.0	15.7
1984	1 189.612	887 647.4	76.293	1 340.2	0.5	15.6
1985	1 214.157	911 544.1	77.938	1 332.0	0.8	15.6

1/ Elasticidad: $\Delta(CTE/CTE) / \Delta(PIB/PIB)$

FUENTE: SEMIP, Balace Nacional de Energia 1985.

CUADRO 2.20

ENERGIA PRIMARIA A TRANSFORMACION 1982-1985.
(billones de kilocalorias)

AÑO	TOTAL	CARBON	PETROLEO	CONDENSADO	GAS NO ASOCIADO	GAS ASOCIADO	HIDRO- ENERGIA	Geo- ENERGIA
1982	1 086.664	25.905	586.715	8.997	66.723	331.775	62.959	3.590
1983	1 091.152	29.641	587.103	22.369	59.123	333.777	55.491	3.648
1984	1 120.683	29.220	645.120	41.403	42.277	294.888	63.895	3.880
1985	1 145.131	31.750	656.884	44.037	42.259	295.971	69.837	4.393

FUENTE: SEMIP, Balace Nacional de Energia 1985.

CUADRO 2.21
 CONSUMO FINAL TOTAL DE ENERGIA 1982-1985.
 (billones de kilocalorias)

AÑO	CONSUMO FINAL				CONSUMO ENERGÉTICO				
	TOTAL	CONSUMO NO ENERGÉTICO.			TOTAL	RES. COM. Y P.UB.	TRANSPORTE	AGROPECUARIO	INDUST. Y MIN.
		TOTAL	PETROQ. BAS.	OTROS SECTORES					
1982	807.161	73.421	50.023	23.398	733.740	160.159	272.955	26.106	274.520
1983	802.159	81.623	59.429	22.194	720.536	160.841	245.165	22.543	291.987
1984	817.617	89.690	62.766	26.924	727.927	166.850	258.755	22.435	279.887
1985	848.083	99.785	73.683	26.102	748.298	172.198	261.551	23.003	291.546

FUENTE: SEMIP, Balance Nacional de Energía 1985.

dos; 2.0% se procesó en las coquizadoras; 0.8% en la central carbocelétrica y, finalmente, 6.5% se aprovechó en las hidroeléctricas y geotérmicas del sistema eléctrico nacional.

En 1985, la producción bruta de energía secundaria ascendió a 1 079.5 billones de kilocalorías. Por tipo de energético, la producción de gas residual y de refineries representó la mayor aportación con 258.1 billones de kilocalorías, seguido por el combustible con 231.4 y de las gasolinas y naftas con 189.7 billones de kilocalorías.

De la energía secundaria obtenida en los centros de transformación, 145.4 billones de kilocalorías fueron destinadas a la generación de electricidad en plantas termoelectricas convencionales. Las participaciones con respecto a ese total fueron: 1.8% diesel, 84.8% combustible y 13.4% gas.

El consumo del sector energético ascendió a 366.1 billones de kilocalorías en 1985. Esta cantidad se integró en 57.6% por pérdidas derivadas de la transformación y el restante 42.4% lo constituyó el autoconsumo, las pérdidas por transportación, distribución y almacenamiento y por las diferencias estadísticas. - (Cuadro 2.21).

Para 1985, el consumo por transformación llegó a 211.0 billones de kilocalorías mostrando un decremento de 7.1% en relación al año anterior, como resultado de una mayor eficiencia del sector energético.

El conjunto de centros de transformación que constituyen la rama de hidrocarburos -refineries, despuntadoras y plantas de proceso de gas natural y de sus líquidos- registró un consumo por transformación de 52.4 billones de kilocalorías, lo que significa un coeficiente global de conversión de 95.0%.

5. CONSUMO FINAL.

En 1985, el consumo final de energía ascendió a 848.1 billones de kilocalorías, lo que representó un incremento de 3.7% respecto al año anterior. De este total, 88.2% lo constituyó el uso no energético. (Cuadro 2.21).

Del consumo final energético, 748.3 billones de kilocalorías, los sectores industrial y minero consumieron 39.0%, el de transporte 35.0%, los sectores resi

CUADRO 2.22

PROYECCION DEL CRECIMIENTO ENERGETICO NACIONAL

A. ENERGIA PRIMARIA (PARA USO INTERNO)

AÑO	SEGUN PRONÓ		AL 3.5% ANUAL
	1984	2000	2000
BILLONES DE Kcal.	1150	5000	2000

B. POTENCIA ELECTRICA INSTALADA.

AÑO	SEGUN PRONÓ			PROBABLE	
	1984	1988	2000	1988 ^{1/}	2000 ^{2/}
GW	20	27	53	25	40
<u>FUENTE</u>	<u>%</u>		<u>%</u>		<u>%</u>
HIDROCARBUROS	61		42		50
HIDROENERGIA	35		27		27
CARBON	3		18		17
GEOTERMIA	1		3		3
URANIO	0		10		3
TOTAL	100		100		100

1/ Con una tasa media de crecimiento anual de 6% entre 1984 y 1988.

2/ Con una tasa media de crecimiento anual de 4% entre 1988 y 2000.

FUENTE: Poder Ejecutivo Nacional, Programa Nacional de Energéticos 1984-1988.

dencial, comercial y público 23.0% y el agropecuario 3.0%.

El uso de productos no energéticos en 1985 fue de 99.8 billones de kilocalorías, cifra superior en 11.3% respecto a 1984. De este total la petroquímica básica absorbió 73.8% como materia prima, principalmente gas natural, etano y naftas, y el 26.2% restante fue utilizado por diversas ramas industriales, grasas, parafinas y solventes entre otros.

6. CRECIMIENTO ENERGÉTICO.

De acuerdo con el Programa Nacional de Energéticos 1984-1988, la producción de energía primaria destinada al consumo interno debería llegar a 5 000 billones de kilocalorías. Para alcanzar esta cifra se supuso una tasa de crecimiento anual del 10.0%, que será difícil de alcanzar. Sin embargo, si se mantiene la tasa de crecimiento que tuvo el sector en 1984 de 3.5%, en el año 2 000 sólo se consumirán 2 000 billones de kilocalorías. (Cuadro 2.22).

En cuanto a la capacidad eléctrica instalada, el mismo Programa Nacional de Energéticos prevé una potencia de 53.0 GW para el año 2 000 con una tasa de crecimiento anual de 6.3%. Si dicha tasa se ajusta a un valor más probable en tiempos de crisis (4.0% anual de 1988 a 2000), se llegará a 40.0 GW en ese año, con la distribución propuesta en el cuadro 2.22 que se basa en las reservas probadas de energéticos en México.

7. INVENTARIO ENERGÉTICO NACIONAL.

El cuadro 2.23 muestra el inventario energético nacional. Como puede apreciarse las reservas probadas bastarían para lograr las metas de electrificación del Programa Nacional de Energía, aunque con una distribución ligeramente distinta debido a que el desarrollo eléctrico se basa exclusivamente en las reservas probadas.

CUADRO 2.23

INVENTARIO ENERGETICO NACIONAL

RESERVAS	PROBADAS	POTENCIALES	GW ^{2/}	%
HIDROCARBUROS (MMEBPCB)	71 000	25C 000	25 ^{3.4/}	42.0
CARBON NO COQUIZABLE (MNT)	640	3 100	11 ^{4/}	19.0
HIDROELECTRICAS (MW)	20 000	43 000	20 ^{5/}	33.0
GEOTERMOCLECTRICAS (MW)	2 000	8 000	2	3.0
URANIO (T)	9 000	N.D.	2	3.0
TOTAL			60	100.0

- 1/ Incluye reservas probadas.
- 2/ Potencia eléctrica factible, basada en las reservas probadas.
- 3/ Suponiendo que se exporta el 50% de las reservas probadas y se dedica a la generación termoeléctrica el 67% del combustible producido en México.
- 4/ Considerando un factor de planta de 57%.
- 5/ Considerando un factor de planta de 45%.

FUENTE: PEMEX, Memoria de Labores 1985, México 1985;

CASTAÑEDA, Miguel, "Desarrollo Carboeléctrico de México"

Cuaderno de posgrado # 6, Fac. de Química, UNAM, 1983.

CFE, Estado Actual de la Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional, México, CFE, 1978.

III. ESTADO ACTUAL DE LAS FUENTES NO CONVENCIONALES
DE ENERGIA PRIMARIA.

1. BIOMASA.

GENERALIDADES.

La biomasa puede ser definida como toda materia orgánica de origen vegetal o animal. Naturalmente, la biomasa puede ser convertida en energía utilizando procesos sencillos, y muchos de ellos conocidos suficientemente. El contenido energético de la biomasa es relativamente uniforme y es aproximadamente del orden de 4 000 Kcal/Kg.

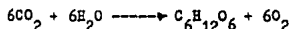
La biomasa es una forma que la naturaleza utiliza para almacenar la energía solar incidente sobre la tierra, ésta asciende aproximadamente a 4.15×10^{13} Kcal/seg, y equivale a 1.17×10^{17} watts; de ésta sólo se almacena el 0.023% (9.55×10^9 Kcal/seg) en las plantas como fuente de energía renovable.

Los combustibles fósiles -petróleo, carbón y gas natural- que actualmente abastecen energéticamente al mundo, son formas más concentradas de almacenar energía. Estos combustibles fósiles provienen de una transformación de la biomasa que a su vez es producto de la conversión natural de la energía solar en materia orgánica vegetal por medio de la fotosíntesis.

FOTOSINTESIS.

La fotosíntesis es el proceso por el cual los vegetales usan la energía irradiada por el sol para la síntesis de compuestos químicos (carbohidratos), en otras palabras, es la producción de biomasa a través de la fotosíntesis la que convierte la energía solar en energía química.

La siguiente reacción muestra la conversión de la energía solar en energía química, por la fijación de dióxido de carbono para obtener carbohidratos.



Fase a que las plantas son muy ineficientes (de 0.3% a 3.0%) en la conversión de energía solar, sólo ellas son capaces de convertirla en energía química de

enlace.

Los carbohidratos así formados, constituyen una fuente de energía primaria, y a diferencia de los combustibles fósiles, son renovables.

La energía almacenada en los carbohidratos puede ser liberada por procesos de conversión, produciéndose varias formas de energía, que es factible utilizar para sustituir y/o reducir el consumo de energéticos convencionales y no renovables.

La disponibilidad de biomasa puede clasificarse en primaria y en secundaria.

FUENTES PRIMARIAS DE BIOMASA.

Se denomina fuente primaria a aquella biomasa cuya utilización principal es la producción de energía y que es residuo de algún proceso industrial o agrícola.

Las fuentes primarias con fines energéticos, pueden ser clasificadas en:

A. VEGETALES LEÑOSOS.

Esta categoría engloba vegetales con características de alta densidad, alta rigidez y con un alto contenido de lignina. Los vegetales leñosos o las maderas ocurren artificialmente -en florestas nativas- y artificialmente -en florestas plantadas.

Cuando la tala de árboles de florestas nativas no es controlada adecuadamente, la explotación de ella, para leña o para otros fines, provoca una transformación extensiva en desiertos.

B. VEGETALES NO LEÑOSOS.

En esta categoría se incluyen los vegetales de pequeño porte, normalmente -son productores de alimentos pero que también sirven como fuente energética. Regularmente son plantados y sus cultivos son periódicos. Son ejemplos la caña de azúcar, el sorgo sacarino, la remolacha, etc. Estas fuentes presentan la ventaja de un acceso más conveniente que el de las florestas de la categoría anterior.

Los tipos de plantaciones energéticas a ser cultivadas dependen del tipo de biocombustible que se desee obtener, y de las condiciones climatológicas de la región elegida. El biocombustible, a su vez, depende en consecuencia de las necesidades del mercado que deben satisfacer.

Las plantaciones energéticas de vegetales no leñosos deben de ser ricas en: amiláceos (mandioca, maíz, papas, etc.), celulosa (pasta, bambú, etc.) y sa carosa (caña, sorgo sacarino, etc.).

C. VEGETALES ACUATICOS.

Existe una gran variedad de vegetales que crecen en las aguas. Estos vegetales varían desde las microalgas, hasta las macroalgas. Los vegetales acuá ticos pueden desarrollarse tanto en agua dulce (lagos, presas, ríos, etc.)- como en agua salada (oceanos).

Estos vegetales acuáticos constituyen una enorme fuente de biomasa, teniendo un gran potencial energético. Esencialmente son vegetales altamente pro ductivos que no necesitan de tierras cultivadas, fertilizantes, pesticidas, etc. Alcanzan una producción aproximada de 85 ton/ha/año de materia seca.

D. BIOFLUIDOS.

Determinados vegetales tienen una savia o látex cuya composición química es semejante a ciertos combustibles o productos químicos derivados del petróleo. El ejemplo más conocido es el caucho natural.

Sin embargo, otros árboles producen hidrocarburos semejantes a la gasolina, diesel o aceite combustible.

Existen, afortunadamente, vegetales que son productores de aceites y ceras extraídos normalmente de frutos y granos. Estos productos presentan un poder calorífico dos veces superior al de la celulosa, el almidón y otros car bohidratos.

Resumiendo, en esta categoría se pueden englobar: látex, savias, resinas, - aceites, y ceras entre otros.

E. ESPECIALES.

En esta categoría se agrupan los tipos especiales de biomasa que pertenecen simultáneamente a las categorías anteriores. Por ejemplo, el babazá, cuyo fruto es amiláceo (mesocarpio), tiene material leñoso (indocarpio) y es productor de biofluido (almenira). Otros vegetales de la misma categoría son: el "coco de Bahía" y el "dende", pues además de producir aceite vegetal, pueden producir carbón vegetal, pues tiene una cáscara con características excelentes para tal fin.

FUENTES SECUNDARIAS DE ENERGIA.

Se puede denominar "fuente secundaria" a aquella biomasa que, no obstante constituye un subproducto de un proceso industrial, todavía suministra energía -- cuando es sometida a una conversión adecuada. Esta clasificación incluye: RESIDUOS Y DETRITOS ORGANICOS. Estos pueden tener los más distintos orígenes y quedan englobados en los siguientes grupos: A.- Residuos rurales; B.- Residuos urbanos y C.- Residuos industriales.

ALTERNATIVAS DEL USO ENERGETICO DE LA BIOMASA.

La gran diversidad de fuentes de obtención de la biomasa de proceso de conversión energética de ésta y de los productos de tales procesos, hacen de la biomasa una opción energética altamente flexible.

La totalidad de la biomasa existente sobre la tierra presenta fluctuaciones, debido a incendios y tala forestales, contaminación de mares y ricas, etc., pero para fines prácticos la cantidad de biomasa se mantiene constante.

De las 9.55×10^9 Kcal/seg de energía solar que es aprovechada por las plantas, sólo el 25% es utilizada para mantener su temperatura y llevar a cabo sus procesos biológicos de la vida (metabolismo), y el 75% restante es almacenada en las moléculas de carbohidratos, por lo que es formada alrededor de 2.5×10^8 toneladas de biomasa por día, de las cuales quedan repartidas en el mar, en forma de algas y bacterias clorofílicas, y en la tierra como pastos y árboles, así como campos de cultivo, para continuar con el ciclo del carbono.

El siguiente cuadro muestra diversos cultivos o plantas comunes que rinden altas

concentraciones de biomasa por hectárea, en la que conviene detectar la caña - de azúcar y los pastos forrajeros, que en nuestro país sólo se han efectuado - con fines alimenticios, y sobre el eucalipto en el que no existe ningún interés por no ser una fuente de alimento.

CUADRO 3.1

PRODUCCION ENERGETICA ANUAL PARA ALGUNOS
CULTIVOS VEGETALES.

<u>CULTIVO</u>	<u>BIOMASA</u>	<u>ENERGIA ACUMULADA</u>
	Ton/Ha	(Kcal/Ha) X 10 ⁶
ALGAS	50-100	192-384
CAÑA DE AZUCAR	30-112	115-430
EUCALIPTO	54	207
PASTO	36	138
REMOLACHA	15-33	58-127
ALPALFA	29	111
MAIZ	4-13	15-50
ARROZ	8	31
SOYA	6	23

FUENTE: G. Viniestra Ya Felis, Boletín IIE, 1978.

Desde el punto de vista energético surge entonces una alternativa de sumo interés, en cuanto al cultivo de eucalipto en tierras de baja calidad agrícola para producir grandes cantidades de biomasa, creando así zonas de reproducción y reservas energéticas.

Dentro de los usos que el hombre da a la biomasa disponible (excluyendo su uso como alimento) está por ejemplo la industria del papel, cartón, la construcción y los artículos decorativos.

SISTEMAS DE CONVERSION.

Durante siglos algunas formas de biomasa han sido usadas directamente como combustibles, sin ninguna transformación antes de su utilización. No obstante, ya existen muchas tecnologías para la conversión de biomasa en biocombustibles con el objeto de facilitar el aprovechamiento energético.

I. CONVERSIONES BIOLÓGICAS.

Estos procesos son también conocidos como de bioconversión, pues son reacciones químicas causadas mediante el tratamiento de la biomasa por enzimas, hongos o microorganismos. Una de las ventajas de los procesos biológicos es que no se requiere de condiciones extremas de presión y temperatura y las eficiencias de conversión obtenidas son altas.

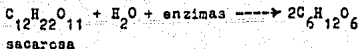
I.1 DIGESTION AEROBICA.

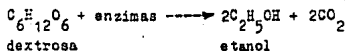
Este proceso consiste en la descomposición de materia orgánica en presencia de oxígeno. Este proceso básicamente convierte sustancias orgánicas en inorgánicas al tiempo que libera calor y gases, como el amoníaco y el dióxido de carbono, quedando unos residuos sólidos conocidos como humus. Este proceso se ha generalizado para el tratamiento de aguas negras, efluentes industriales y elaboración de fertilizantes orgánicos.

I.2 FERMENTACION.

Este proceso es bien conocido y también se conoce como fermentación alcohólica.

La producción de alcohol etílico a través de la fermentación de frutas y cereales ha estado en uso desde hace siglos. El proceso de fermentación es básicamente una reacción de descomposición, que envuelve una interacción de varias enzimas y soluciones de azúcares. Las enzimas sirven como catalizadores. Las reacciones siguientes muestran la fermentación de sacarosa:





Estas reacciones pueden ser alimentadas con varias formas de biomasa vegetal, principalmente con aquellas que tienen un alto contenido de carbohidratos: azúcares y celulosa. En el caso de estos carbohidratos, se presentan dos casos, la materia prima ya contiene azúcares simples (caso de la sacarosa de la caña de azúcar) que pueden ser fermentados directamente, o bien contienen azúcares más complejos (almidones y celulosa) que deben ser hidrolizados a azúcares simples antes de la fermentación.

Los azúcares más simples contienen apenas una molécula de azúcar, llamados - monosacáridos, en esta categoría se pueden incluir la dextrosa (glucosa) y - la fructuosa. Otros azúcares como la sacarosa, maltosa y lactosa que contienen dos moléculas simples de azúcar se denominan disacáridos. Los almidones son carbohidratos más complejos, sus moléculas (polisacáridos) se consti- tuyen de muchas moléculas de monosacáridos, ligados unos de los otros por en- labones químicos externos, formando una gran molécula única.

Todos estos carbohidratos pueden ser formados en etanol, pero cuando más com- pleja sea la molécula, más difícil se vuelve el proceso preparatorio para - la fermentación.

I.3 BIODIGESTION ANAEROBICA.

La biodigestión es un proceso biológico que, en ausencia de oxígeno, convier- te la biomasa en metano, dióxido de carbono y residuos estabilizados.

La metanación o digestión anaeróbica está basada en la facultad que tienen - determinados microorganismos de utilizar, en ausencia de oxígeno, la energía química potencial contenida en las moléculas presentes en la materia orgánica, por medio de un conjunto complejo de reacciones enzimáticas, en el curso de las cuales una parte de esta materia se oxida a anhídrido carbónico y otra - parte a metano. Lo que resulta de estas reacciones, además de la energía ne- cesaria para la sobrevivencia y reproducción de estos microorganismos, es:

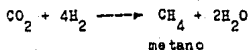
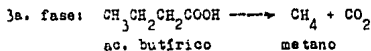
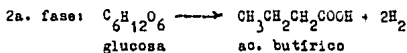
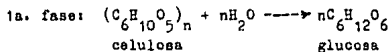
- Una mezcla gaseosa, conocida como biogas, conteniendo aproximadamente 60% de metano y 40% de dióxido de carbono.
- Sólidos estabilizados, compuestos de proteínas, vegetales y humus - potencialmente utilizados como alimento animal o fertilizante de suelos.
- Nutrientes disueltos en el agua utilizada en el proceso, apropiados al crecimiento de algas y como abono a las plantaciones.

La digestión anaeróbica abarca distintas fases integradas que, para efectos de estudio, se puede dividir en tres fases:

- 1a. fase: solubilización (hidrólisis).
- 2a. fase: acidogénesis.
- 3a. fase: metanogénesis.

Estas tres fases están en sucesión y su equilibrio dinámico es constante. Esto quiere decir que bajo determinadas condiciones, la especie y cantidad de microorganismos y su actividad bioquímica permanecen estables y de esta manera la proporción de digestión de la materia orgánica, la concentración de productos intermedios, la razón de producción de metano y los componentes del biogas permanecen estabilizados.

Las relaciones químicas que ocurren en cada fase son las siguientes:



II. CONVERSIONES TERMICAS.

Estos procesos consisten en la aplicación de cierta cantidad de calor para inducir condiciones térmicas específicas que provoquen ciertas reacciones químicas en la biomasa, obteniéndose como resultado más calor, como en el caso de la combustión, o formando productos combustibles como carbones, gasolinas y gases.

II.1 COMBUSTION DIRECTA.

El proceso de obtención de energía de la biomasa más común y más usado por la sencillez del mismo, es la combustión directa de la madera, paja y otros desperdicios, cuya quemá está condicionada por el contexto social en cuestión, por ejemplo, en el medio rural de nuestro país se emplea la leña, arbustos secos y en algunas ocasiones aserrín, para la cocción de alimentos, calentamiento de agua y medio ambiente; en otros países como en Europa y Estados Unidos de Norteamérica se lleva a cabo la combustión directa de la basura municipal, desperdicios industriales y agrícolas, generando con esto vapor que es usado como calor de proceso. Para lograr una buena combustión, es necesario proporcionar una buena corriente de aire continua, siendo necesario en ocasiones el uso de compresoras y el diseño de estufas y hornos adecuados, que resulta un factor importante para el ahorro de combustible por la reducción de pérdidas.

El valor energético de la biomasa como combustible, depende principalmente del contenido de humedad, por ejemplo, la madera proporciona 4 400 Kcal/Kg con una humedad de 0% y la madera secada al medio ambiente presenta una humedad del 15% al 20% y proporciona 3 219 Kcal/kg, por lo que energéticamente con un Kg de esta madera se calientan 160 l de agua desde 20°C hasta 40°C, desafortunadamente la mayoría de las estufas de leña presentan una eficiencia del 10% o menos.

II.2 PIROLISIS.

Este proceso consiste en el rompimiento de las moléculas componentes de la

biomasa, para producir materiales combustibles en forma de sólidos, líquidos y gases; el rompimiento se logra en un medio ausente de aire a una temperatura que varía entre 100°C y 200°C, produciendo por kilogramo de biomasa lo siguiente:

- 0.50 m³ de una mezcla de gas con un poder calorífico que varía entre 4 000 y 7 000 Kcal/Kg.
- 0.75 Kg de carbón vegetal con un poder calorífico que varía entre 3 800 y 6 670 Kcal/Kg.
- 0.26 l de hidrocarburos con un poder calorífico de 8 000 Kcal/l

La energía que se requiere para someter a pirólisis a cualquier material celulósico depende de los productos formados, los cuales a la vez dependen de la velocidad de calentamiento, la temperatura y el tamaño de la muestra, -- siendo la energía recuperada en los productos entre el 75% y el 98% de la energía suministrada. Las fuentes de biomasa usadas en este proceso son: residuos agrícolas, residuos forestales y de la industria maderera, desperdicios de los molinos de papel y basura municipal.

II.3 GASIFICACION.

Este es otro de los procesos termoquímicos mediante el cual se libera la energía por el calentamiento de los desperdicios, en este caso utilizando una cantidad limitada de aire. Los desperdicios forestales y de la industria procesadora de alimentos pueden ser convertidos en gas natural sintético, metano, gasolina sintética y monóxido de carbono.

II.4 HIDROLISIS ACIDA.

Este tratamiento se efectúa sobre desperdicios de madera, los cuales son calentados en un medio ácido, con lo que se logra la ruptura de los enlaces entre las moléculas de glucosa, posteriormente se efectúa una fermentación de las moléculas, produciendo alcohol etílico.

II.5 HIDROGENACION.

En este método de conversión, que se realiza a altas presiones y temperaturas, los desechos orgánicos son convertidos a hidrocarburos mediante un tratamiento que comprende de 300°C a 400°C y presiones que oscilan entre los 140 y 420 Kg/cm² en presencia de monóxido de carbono, vapor de agua y catalizador, lográndose producir entre 350 l y 440 l de hidrocarburo por tonelada de materia seca; una de las ventajas de este producto es su bajo contenido de azufre y su poder calorífico de 9.0×10^3 Kcal/Kg.

II.6 HIDROGASIFICACION.

Este proceso también se lleva a cabo a presiones y temperaturas altas. La materia prima principal que se utiliza es estiércol, misma que se convierte en gas metano y etano.

Al calentar el estiércol de 500°C a 600°C y sometido a presiones de 7 Kg/cm² en presencia de hidrógeno, se obtiene, por tonelada procesada, 168 m³ de gas con un poder calorífico de 8.9×10^3 Kcal/m³.

PANORAMA MUNDIAL Y NACIONAL DE LA BIOMASA.

Las tecnologías para obtener energía o productos combustibles a partir de la biomasa están en general bastante desarrollados. Los combustibles obtenidos pueden ser usados como complemento, e incluso, como sustituto de los combustibles fósiles, con pequeñas adaptaciones de los equipos. Los combustibles derivados de la biomasa tienen un importante mercado de aplicación, principalmente en el sector transporte, y en otros sectores se espera que compitan con las energías eólica y solar y otras fuentes de energía convencionales alternas.

La biomasa forestal es sin duda alguna la más importante dentro de esta rama, debido principalmente a las enormes reservas potenciales, tanto a nivel mundial como nacional.

La clasificación más general que se emplea es aquella entre maderas blandas y duras. Entre las maderas blandas se encuentran especies como el pino y el abeto; las maderas duras comprenden especies tales como el maple, el nogal y el -

fiado, entre otras.

América Latina, las regiones tropicales de África y el Sudeste de Asia tienen la mayor parte de maderas duras, mientras que las áreas de maderas blandas están concentradas en Norteamérica y la Unión Soviética.

Del análisis de los balances de energía de América Latina para algunos años seleccionados de la década de los 70's se puede concluir que el uso de la leña como fuente de energía primaria es variable de región a región. Durante los últimos años, la leña como fuente de energía primaria en América Latina, ha contribuido con un 14% del total.

La biomasa forestal o leña tiene un uso exclusivo en México, tanto para fines industriales como para domésticos. En relación a los bosques se estimó en 1980 un total de 40 532 925 hectáreas, de las cuales el 67.4% son de bosques templados y el restante 32.6% son de bosques calientes húmedos tropicales. Los bosques y tierras deforestadas alcanzaron la alarmante cifra de 17 067 218 hectáreas en un periodo de 10 años. De seguir este paso, para el año 2000 no se contará con bosque alguno.

África y América Latina concentran el 72% de las reservas de maderas duras, el Sudeste de Asia el 15% y Norteamérica sólo el 5% del total.

En el caso de las maderas blandas, la Unión Soviética y Norteamérica concentran el 83% de las reservas.

Los diferentes tipos de bosques están determinados por las características de los suelos (incluyendo su historia pasada), su clima y su localización geográfica.

En Europa, la Unión Soviética, Norteamérica y Japón predominan los bosques de coníferas, esto ha determinado que este tipo de madera se halla industrializado y consumido.

Los bosques tropicales están concentrados alrededor de la cuenca del Amazonas en América del Sur, en el Oeste y en la parte central de África y en el Sudeste de Asia. Debido a que estas regiones están caracterizadas por una población escasa y dispersa, se han utilizado muy poco estos bosques. Otra limitante a la explotación de estos bosques, es el hecho de que típicamente contienen muchas

especies en áreas pequeñas (hasta 100 especies por cada 0.4 de hectárea). Estos bosques contienen maderas preciosas como caoba, cedro, akumí, polisandro y teca.

Los balances energéticos, así como los estudios sobre la demanda de energía en México, generalmente tratan con mayor énfasis sobre la cuantificación de los energéticos comerciales, dejando a un lado las fuentes energéticas no convencionales, principalmente la biomasa.

La leña es habitualmente el combustible preferido por la población rural, porque se encuentra en la localidad y porque su extracción y utilización no necesita equipo complejo y costoso. Tradicionalmente la producción y utilización de la leña están integrados en un alto grado en la estructura social de las comunidades rurales y ofrece claras ventajas como fuente de energía renovable, que se pueda mantener y que, por lo general, es aceptable desde el punto de vista social y del medio ambiente.

Según el balance nacional de energía para 1985, el consumo per cápita de leña y bagazo de caña en 1985 fue de 219.9 Kg/habitante y 151.2 Kg/habitante respectivamente. Dichas cifras no muestran un avance significativo en cuanto al aprovechamiento de tales fuentes de energía primaria, ya que en 1982 el consumo per cápita era de 217.2 Kg/habitante de leña y de 144.7 Kg/habitante para el bagazo de caña.

Es importante resaltar que la producción de biomasa (leña y bagazo de caña exclusivamente) en 1985 representó el 4.6% de la producción total de energía primaria, comparado con el 4.0% que representó en 1982.

Dado que el precio del transporte de la leña a grandes distancias, rara vez se justifica desde el punto de vista económico, el equilibrio entre el consumo y los suministros generalmente se determina en el plano local.

La leña y el carbón vegetal desempeñan un papel esencial como energía doméstica para millones de personas en el país. La mayor parte se consume principalmente para la cocción de alimentos y calentamiento de agua, dependiendo de la región del país en cuestión. Las variaciones estacionales, las especies forestales, el contenido de humedad y la disponibilidad modifican sustancialmente los niveles de consumo efectivo.

COMPARACION DE LAS DIFERENTES TECNOLOGIAS DE LA BIOMASA.

<u>TECNOLOGIAS</u>	<u>ESTADO DE DESARROLLO DE LA TECNOLOGIA</u>	<u>NIVEL DE COSTO</u>	<u>RESTRICCIONES</u>	<u>PERSPECTIVAS</u>	<u>APLICACIONES</u>
1.- COMBUSTION DIRECTA	Comercial.	Bajo	Su uso indiscriminado podria producir deforestación.	Muy buena en zonas restringidas cercanas al recurso.	Generación eléctrica. Generación de vapor. Combustible doméstico.
2.- GASIFICACION	Comercial (para gas de bajo poder calorífico).	Bajo	Su uso indiscriminado podria producir deforestación.	Muy buenas para pequeños sistemas en sitios cercanos al recurso.	Generación eléctrica y mecánica. Calor de proceso.
3.- BICRETANACION (BIOMAS)	Demostración (bien difundida en algunos países).	Mediano	La implantación de pequeños sistemas enfrenta obstáculos socio-económicos.	Buenas e inmediatas si se emplean desechos. Buenas a mediano plazo empleando cultivos especiales como biomasa acuática.	Generación eléctrica y mecánica. Generación de vapor. Combustible doméstico y fertilizantes.
4.- ETANOL	Comercial (por fermentación de azúcares y granos). En desarrollo --- (por hidrólisis de materia fibrosa)	Alto	Conflicto con la producción de alimentos. Problemas de desecho.	Buenas en caso de exceso de azúcar o granos.	Sustituto de la gasolina.
5.- METANOL	Tecnología establecida. Comercial sólo para pequeñas unidades de destilación de madera.	Mediano	Su uso indiscriminado podria producir deforestación.	Podria ser importante en algunos casos a corto plazo.	Sustituto de la gasolina.
6.- ACHITES VEGETALES	Tecnología establecida con algunas especies.-- Investigación sobre cultivos de plantas de hidrocarburos en zonas áridas.	Alto	Conflicto potencial con la producción de alimentos.	Buenas e inmediatas a pequeña escala en algunos casos. Buenas a largo plazo a partir de plantas de hidrocarburos.	Sustituto del diesel.
7.- CELDAS DE COMBUSTIBLE (Combustible derivado de la biomasa).	En desarrollo.	--	Su uso indiscriminado podria producir deforestación. Conflicto con la producción de alimentos. Problemas de desecho.	Buenas a largo plazo.	Generación eléctrica.

Diversas industrias rurales, como la fabricación de ladrillos, la herrería, la alfarería y otras, utilizan frecuentemente la leña y el carbón vegetal como fuente de calor, sin embargo este consumo representa una parte muy pequeña del consumo total de esta fuente, ya que la mayor parte del consumo de ambos se lleva a cabo en forma directa y no cuantificada por la mayoría de las familias rurales.

Para producir carbón vegetal combustible, se necesita una gran cantidad de leña. Los sistemas tradicionales de producción tienen una eficiencia media de 20% aproximadamente, y el contenido energético varía demasiado, pero la producción media de energía por unidad de peso es el doble que la de la leña. Las cocinas tradicionales de carbón vegetal son de dos a tres veces más eficientes que las de la leña, y en zonas urbanas se prefiere el carbón vegetal debido a sus ventajas de almacenamiento y uso.

En el caso de la leña, la combustión se lleva a cabo a fuego abierto con muy bajos rendimientos de transformación (del orden del 5%).

2. CARBON.

ANTECEDENTES.

Desde la antigüedad se conoce el carbón mineral como una de las fuentes de energía calorífica más importantes, habiendo llegado a convertirse en el combustible más utilizado durante el desarrollo de la civilización moderna.

Generalmente se define al carbón como un mineral orgánico que se formó por un proceso de alteración y compactación de helechos, licopodios, fanerógamas, coníferas, etc. y en algunos casos de restos de animales. Los principales elementos que lo componen son los mismos que forman la madera y demás materia vegetal, como son carbono, hidrógeno y oxígeno, junto con pequeñas cantidades de azufre y nitrógeno, conteniendo como materias volátiles bióxido y monóxido de carbono, metano y compuestos aceitosos (alquitrán y brea) que a su vez contienen ácido nítrico, amoníaco, tolueno, xileno, naftas y creosotas.

TIPOS DE CARBON.

Las variedades conocidas son: antracita, bituminoso, lignito y turba, todos — ellos son negros y opacos, dependiendo de su densidad y dureza y en gran parte de la temperatura y de las condiciones que les dieron origen.

La clasificación general del carbón mineral en función de sus características físicoquímicas y de la relación entre carbón fijo y materiales volátiles es la siguiente:

CUADRO 3.3

CLASIFICACION GENERAL DEL CARBON MINERAL

<u>TIPO DE CARBON</u>	<u>P. CALORIFICO</u>	<u>% DE CONTENIDO EN SECO Y LIBRE DE CENIZA</u>			
	<u>Kcal/Kg X 10³</u>	<u>CARBONO</u>	<u>HIDROGENO</u>	<u>OXIGENO</u>	<u>M. VOLATILES</u>
ANTRACITA	7.8-8.9	92-94	3-4	3-4	< 15
BITUMINOSO	6.1-8.9	75-90	4-5	5-20	18-40
LIGNITO	2.2-4.4	65-75	±5	15-25	40-50

FUENTE: Comisión de Energéticos, El Carbón Mineral, 1975.

Dentro de esta clasificación general, a su vez se clasifican los tipos de carbón intermedios con características igualmente intermedias. Esta clasificación se presenta en el cuadro 3.4.

ANTRACITA.

Es de color negro, brillo metaloide y con irisaciones, algunos lo consideran como una variedad de la hulla casi seca. Es el carbón mineral más antiguo y el que tiene mayor cantidad de carbono (92-94%), por cuya razón posee gran poder calorífico, pero necesita para arder una gran cantidad de aire y da muy poca flama, pues encierra escasos productos volátiles (menos del 15%). Se le emplea como combustible solo o mezclado con alquitrán mineral; en la industria metalúrgica del hierro como valioso reductor; en la obtención de óxidos y ladrillos; en la calefacción del hogar; para obtener grafito artificial, etc. En México

se encuentra en Sonora y en Michoacán.

CUADRO 3.4

CLASIFICACION INTERMEDIA.

ANTRACITA	META-ANTRACITA. SEMIANTRACITA.
BITUMINOSO	DE VOLATILIDAD BAJA. DE VOLATILIDAD MEDIA. DE VOLATILIDAD ALTA.
LIGNITO	CARBON PARDO.

FUENTES: Comisión de Energéticos, El Carbón Mineral,
1975.

BITUMINOSO.

Hasta antes del crecimiento de la Industria Petrolera, fue el combustible más importante y codiciado, no sólo por su abundancia, sino también por sus propiedades. Se encuentra en terrenos que según estudios geológicos corresponden a la Era Primaria. Contiene de 75% a 90% de carbono y al arder desprende calor.

Su principal impureza es la arcilla que la deprecia notablemente por restarle gran valor calorífico y por la cantidad tan grande de cenizas que produce. Además de su uso como combustible, constituye el tipo de carbón más importante para la industria, tanto por su alto poder calorífico como por sus características físicas, teniendo la particularidad de poderse coquizarse, es decir, por un proceso de fusión se elimina el contenido de materias volátiles y se eleva el contenido de carbón fijo, obteniéndose un producto con estructura porosa y al mismo tiempo resistente, producto que se conoce con el nombre de coque.

El coque a su vez es utilizado en la Industria Siderúrgica, la cual lo emplea como combustible y básicamente como reductor para transformar el mineral de hierro en arrabio o hierro de primera fusión, asimismo es utilizado en la Industria Metalúrgica de los minerales no ferrosos.

La designación de un carbón como coquizable o no coquizable, depende de su com

portamiento cuando es calentado en hornos en los cuales puede controlarse la cantidad de aire y por consiguiente la cantidad de oxígeno.

En el caso de que el carbón al ser sometido a una fusión solidifique, formando una masa porosa y resistente, se le clasifica como coquizable; si por el contrario se desmorona, transformándose en una masa débilmente coherente, se le considera no coquizable.

En la elaboración del coque se emplean hornos de tipo "colmena" y "retorta". Cuando se emplean hornos de colmena, el coque es el único producto que se obtiene; en el empleo de hornos tipo "retorta" se obtiene además una serie de subproductos que se derivan de las materias volátiles que contiene el carbón mineral. Dichos productos consisten en alquitrán, sulfato de amonio, aceite ligero y gas, a partir de éstos se produce nafteno, creosota, brea de alquitrán, benceno, tolueno, xileno y naftas. En México se beneficia en el Estado de Coahuila, una de las regiones carboníferas más explotadas en la actualidad.

TURBA.

Es el carbón de formación más reciente, se encuentra en los países más fríos y húmedos. Está constituido por restos de plantas que suelen ser musgos del género Sphagnum de color pardo y estructura esponjosa. Cuando seca arde fácilmente produciendo poco calor, pues sólo tiene el 55% de carbono. Sirve como combustible de escaso valor y sus cenizas se emplean como abono en la agricultura por ser ricas en sales de potasio. En México hay grandes depósitos de turba en varias partes del Valle de México (Lerma, Xochimilco, Huipulco, Tlalpán, etc.) y en el Estado de Coahuila.

LIGNITO.

Se encuentra en los terrenos de las áreas que corresponden a las Eras Secundaria y Terciaria; es menos rico que el carbón bituminoso en carbono (65-75%), y por consiguiente tiene menor poder calorífico. Procede de vegetales, conservando aún la forma y la estructura de los que le dieron origen. Se le emplea como combustible sólo en briquetas, ardiendo fácilmente con flama futiginosa (produce humo) emitiendo olores picante y molestos.

También existen los carbones industriales que se les llama artificiales y son el producto de la combustión incompleta de diversas sustancias orgánicas. Los principales son: el vegetal, el de azúcar, el negro de humo, el negro animal y el de retorta o coque.

El vegetal se obtiene por dos procedimientos: el primitivo o el de pira, en el cual se pierden los valiosos productos condensables (alquitranes) y los gases combustibles, obteniéndose sólo un rendimiento de 20-25% de carbón. El otro procedimiento es el del carbón destilado, es decir el de la destilación de madera, en el que se captan los alquitranes de donde se obtienen los diversos productos industriales (ac. piroleñoso, acetato de calcio, acetona, alcohol metílico, etc.), gases combustibles y un alto porcentaje de carbón. El carbón de azúcar es muy puro, brillante y a veces de gran dureza. Se obtiene descomponiendo el azúcar por efecto del calor o deshidratándolo con ac. sulfúrico concentrado. El negro de humo o de ocote, es un carbón muy ligero, pulverulento, que se obtiene por combustión incompleta de compuestos orgánicos, tales como resinas o bien sustancias resinosas, alquitranes y especialmente del acetileno. El negro animal es un carbón muy denso por la gran cantidad de sustancias extrañas que contiene (fosfato y carbonato cálcico). Se le obtiene por calcinación de los huesos en recipientes cerrados. El carbón de sangre también es un negro animal, se obtiene calcinando la sangre en recipientes cerrados. El carbón de coque o de retorta es un producto gris muy poroso, que no tizna y que necesita para arder una fuerte corriente de aire; es de gran poder calorífico. Es imposible obtenerlo de los petróleos pesados o asfálticos.

PANORAMA NACIONAL Y MUNDIAL DEL CARBÓN.

En México se ha encontrado carbón en 80 lugares distintos situados en 20 Estados, sin embargo el 98% del carbón que se explota está localizado en la Cuenca de Coahuila, Nvo. León. Los minerales de estos yacimientos cubren toda la gama de carbones, desde el grafito hasta la turba. Sin embargo, las reservas provadas son, en un 99% carbones bituminosos y sub-bituminosos, con un contenido promedio de ceniza del 37% y una humedad de 5%. El balance está formado por yacimientos de antracita, con 25% de cenizas y 2% de humedad. En general, el carbón mexicano

tiene un bajo contenido de azufre, cuya concentración no suele rebasar el 1.5%. Para 1980 se habían explorado, en busca de carbón, sólo 30 000 Km², es decir - 1.5% del territorio nacional, lo que explica la relativa modestia de las reservas conocidas. Falta por realizar una prospección más a fondo de la mayoría de los yacimientos conocidos. Sin embargo, estas actividades no permiten suponer que México tenga enormes reservas de carbón aún no conocidas.

Las reservas actuales carboníferas del país son bastante modestas en comparación de Estados Unidos de Norteamérica, la Unión Soviética y China, que cuentan con grandes reservas para dominar uno o más mercados regionales.

A nivel mundial sólo Estados Unidos y Canadá lograron comercializar una parte importante de sus producciones, en contraste con México, los países Sudamericanos, los correspondientes a Europa Occidental y Japón que mostraron tendencias claras hacia la importación de este importante recurso energético.

En América Latina, las reservas de México representan el 31.0% del total, pero las de Brasil y Colombia también son importantes y representan el 17.2% y el 17.6% respectivamente. Por lo que toca a México, las reservas totales de carbón coquizable y no coquizable se han estimado en 5 448 millones de toneladas equivalentes de carbón, de las que son técnica y económicamente recuperables - 1 063 millones (565 millones de carbón coquizable y 498 millones de carbón no coquizable).

En vista de que las reservas de carbón no coquizable probadas en el país se elevan a 498 millones de toneladas equivalentes, y suponiendo que ese carbón fuera consumido por las centrales carboeléctricas instaladas en el año 2000, se podrá instalar en México un total de 6800 MW, correspondientes a la Central de Río Escondido (1 200 MW), más 16 unidades normalizadas de 350 MW, repartidas con cuatro turbogeneradores cada una. Es conveniente aclarar que esta estimación - representa el 81% de la capacidad carboeléctrica que la C.F.E. tenía planeada - instalar para fin del siglo.

Para fines de generación eléctrica, el proceso que se emplea en México y en la mayoría de las carboeléctricas del mundo, es la tecnología del carbón pulverizado, tecnología que se ha venido utilizando por más de 50 años y es bien cono-

cia. En los últimos años se ha venido desarrollando un número de tecnologías para el aprovechamiento del carbón, con las que se trata de evitar algunos de los inconvenientes de este energético. Entre ellas se encuentra el uso de suspensiones de carbón pulverizado en combustóleo (COV), en agua (CAM) o en mezclas de ambos líquidos (COM), el primero de estos sistemas puede tener cierto campo de aplicación en calderas originalmente diseñadas para quemar combustóleo en las que se pretende cambiar el combustible.

Las calderas de la planta de Rio Escondido fueron diseñadas para quemar carbón con 37% de ceniza, poder calorífico alto de 18 287 KJ/Kg y un índice de movilidad de 15. Producen 980 t/h de vapor a 17.3 MPa y 540°/540°C, a máxima carga continua. En cada caldera se tienen 5 pulverizadores con capacidad de 43.4 t/h c/u, lo que hace que cuatro de ellos sean suficientes para suministrar el combustible requerido y el quinto pueda dársele mantenimiento. La segunda central generadora con carbón pulverizado, llamada Carbón II, tendrá las mismas condiciones de operación y está formada por cuatro unidades de 350 MW c/u, del tipo normalizado por la CFE. Se localiza en una área adyacente a la de Rio Escondido.

En términos generales, el uso del carbón en los próximos años está sujeto a varios factores, entre los que destacan por su importancia capital: los precios internacionales de los hidrocarburos; la relación que existe entre las tasas de consumo de éstos y sus reservas; la eficiencia de las políticas de diversificación de las fuentes primarias de energía; el desarrollo tecnológico para el mejor aprovechamiento de los crudos pesados y el avance técnico que se logre en el campo de los combustibles sintéticos a nivel comercial, así como otras materias primas útiles a la Industria Petroquímica.

A nivel mundial, se ha venido planteando, de una manera u otra, el regreso al carbón a largo plazo y la reducción del petróleo en la dieta energética mundial; los países altamente industrializados probablemente continuarán reduciendo el consumo de petróleo, mientras que los países con economías planificadas y los países subdesarrollados seguirán incrementándolo, pero los tres grupos usarán más carbón para diversificar la dieta energética e incorporar más de este abundante recurso, si los riesgos para su aplicación son superados.

Según proyecciones de la Agencia Internacional de Energía, el carbón debe suministrar del 37% al 49% del total del crecimiento del consumo energético de los países miembros de la OCDE entre 1978 y el año 2000; el carbón proporcionará - de 25% a 32% del total de la energía primaria usada en el año 2000, comparado con el 18% en 1978. El comercio mundial del carbón aumentará entre 3% y 5% - entre 1977 y el año 2000. En la participación de la energía eléctrica se espera que permanezca en dos tercios del consumo del carbón hasta fines del siglo, el mayor cambio es previsto para las áreas del pacífico de la OCDE, donde el carbón para electricidad aumentará de 37% en 1980 a 52% en el año 2000.

La perspectiva energética nacional a largo plazo (más de 40 años) presenta una gran oportunidad para el desarrollo de los recursos energéticos potenciales - que cuenta el país. A mediano plazo (20-40 años), sin embargo, la problemática energética mundial es delicada debido a los siguientes factores:

- Las necesidades energéticas actuales son cubiertas en un 90% por los hidrocarburos, el resto lo cubren principalmente fuentes no comerciales (leña y carbón vegetal), las cuales al no estar planificadas en su producción ni en su consumo están en gran peligro de agotarse.
- Las reservas probadas de hidrocarburos se agotarán en un lapso aproximado de 40 años. De no desarrollarse tecnologías a nivel comercial capaces de explotar otras fuentes de energía primaria, se corre el peligro de que los requerimientos energéticos sobrepasen la oferta a principios del próximo siglo.
- Existen requerimientos energéticos no cubiertos, principalmente en el sector rural y agrónomo, los cuales se reflejan en el estancamiento y disminución del nivel de vida de la población.

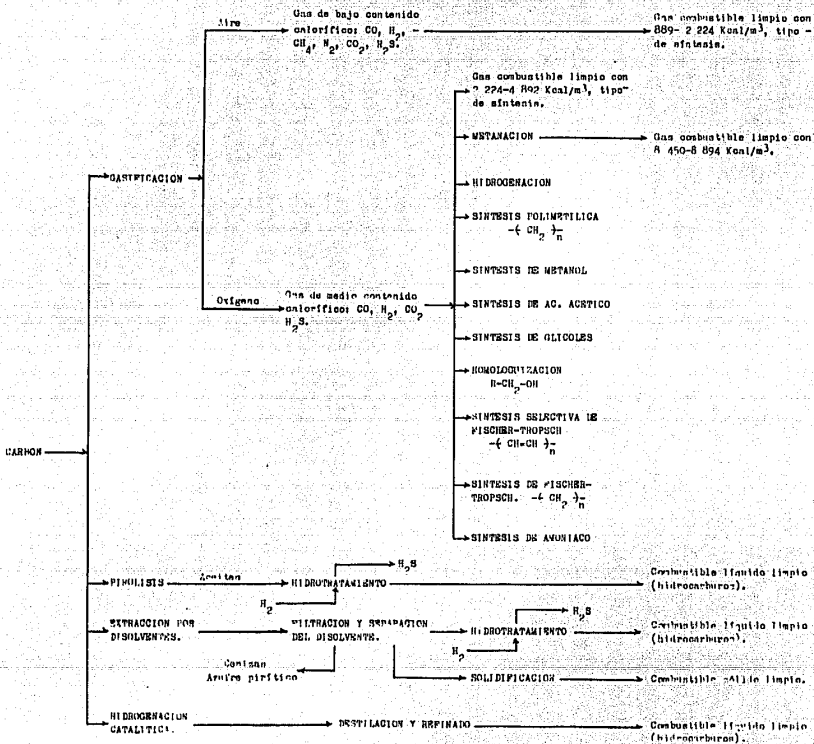
Por lo cual se hace imperioso iniciar y acelerar acciones dirigidas a desarrollar tecnologías a escala comercial que permitan explotar adecuadamente el gran potencial de energía que proviene de fuentes no convencionales.

COMBUSTIBLES SINTÉTICOS.

La relación de hidrógeno a carbón en el carbón natural varía entre 0.6 y 0.8.

FIG. 3.1

DIAGRAMA DE FLUJOS PARA LA OBTENCION DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS A PARTIR DEL CARBON MINERAL



FUENTES: Wojciechowski, B.A., "Possibilities for coal liquefaction", H.P., May 1980; Simbeck, D.L., et al., "Coal Hydro-lations direct vs. indirect", Oil and Gas Journal, May 1981; Nasa, R.O., "Which route to coal liquefaction?", H.P., Nov. 1981.

muy por debajo de aquella que tiene el petróleo, y cuenta además con una considerable cantidad de impurezas. La conversión de carbón a combustibles líquidos requiere tanto de mecanismos eliminatorios de impurezas así como de enriquecimiento de hidrógeno. Existen dos enfoques principales para esta conversión: directo o líquido e indirecto o gaseoso. En el directo hay tres rutas posibles: pirólisis, extracción con disolventes e hidrogenación catalítica. En el indirecto se procede a la gasificación del carbón seguida por la síntesis de los diversos combustibles sintéticos.

El carbón de cualquier grado, composición y características puede ser convertido en gas, considerando tres propiedades de los mismos. Estas propiedades son: grado, composición y características que afectan la eficiencia de conversión y la economía del proceso.

La conversión de gas, depende tanto del procedimiento como de su severidad. Es conveniente observar que la finalidad de este método es la producción de gas, casi todos los procesos logran este fin y tienen también subproductos líquidos y sólidos, cuyos rendimientos serán determinados en definitiva por el tipo de carbón empleado y las condiciones de operación empleadas.

PIRÓLISIS.

El calentamiento del carbón a temperaturas del orden de los 650°F o mayores en ausencia de aire o atmósfera inerte, se origina su descomposición en brea, gas y un material sólido llamado carbón residual. La distribución de estos productos está fuertemente influenciada por la temperatura de pirólisis, ya que a mayores temperaturas se favorece la formación de gas a expensas del líquido. En contraste con esto, es posible maximizar la producción de líquidos operando a temperaturas bajas. Después de la refinación y purificación de los productos primarios en descomposición es posible producir gas de alto contenido calorífico entubable, carbón residual, azufre y combustibles líquidos limpios, todos ellos productos comerciales.

Ya que el producto más valioso de la pirólisis es el líquido combustible, se debe intentar maximizar su producción.

PROCESOS PARA LA OBTENCIÓN DE COMBUSTIBLES SINTÉTICOS A PARTIR DE CARBÓN

TIPO DE PROCESO	STATUS	PAIS	CAPACIDAD t/d	INICIO DE OPERACION
Sasol	Comercial (O)	Africa del Sur	10 000.0	1955
Lurgi-Ruhrigas	Comercial (O)	Yugoslavia	1 600.0 (lig)	1963
Occidental Pyrolysis	Piloto (O)	E.U.	3.6	1972
Proceso de licuación del carbón				
Snarberg	Piloto (O)	R.F.A	6.0 (br)	1979
Hidrogenación Catalítica	Piloto (O)	India	1.5-2.0	--
Carbón refinado en disolvente (SRC)	Piloto (O)	E.U.	50.0	--
Sasol 2	Comercial (C)	Africa del Sur	36 000.0	1980
Hidrogenación	Planta a escala la industrial (C)	Australia	N.D.	1980
Carbón H	Piloto (C)	E.U.	250.0	1980
Disolvente Exxon Donor	Piloto (C)	E.U.	250.0	1980
Hidrogenación	Piloto (C)	R.F.A.	200.0	1980-81
Sasol 3	Comercial (C)	Africa del Sur	36 000.0	1983
SRC II	Piloto (C)	E.U.	6 000.0	1984-85
Carbón II	Explorador (P)	E.U.	20 000.0	1985
Disolvente Exxon Donor	Piloto (C)	E.U.	25 000.0	1985-87
SRC II	Comercial (P)	E.U.	30 000.0	1990
Proceso de coque limpio de				
U.S Steel	Demostración (O)	E.U.	2 600.0	--
Occidental Pyrolysis	Piloto (P)	E.U.	250.0	--
Extracción por disolventes	Piloto	Polonia	1 200.0	--
Pyrolysis ETX	Planta a escala la industrial (C)	U.R.S.S.	3 500.0	--

(O) en operación.

(C) en construcción.

(P) en planeación o en proyecto.

FUENTE: Grenon Michel, Perspectivas sobre nuevas fuentes de energía, Cuadernos Sobre Prospectiva Energética N° 6, El Colegio de México, 1980.

Como en el caso de la biomasa, si bien hay muchas posibilidades, el nivel de avance tecnológico difiere mucho según el caso, desde programas de investigación hasta plantas comerciales (Sasol en Sudafrica). Pueden mencionarse dos enfoques respecto al tratamiento del carbón para la obtención de combustibles líquidos:

1) Licuación indirecta, o sea gasificación seguida por la síntesis de Fischer-Tropsch (el proceso utilizado en Sasol). Como este es el único procedimiento seguro usado a escala comercial se llevan a cabo discusiones activas en diversos países, especialmente en Estados Unidos, sobre la construcción de nuevas plantas similares.

La planta II de Sasol consume 40 000 toneladas de carbón por día (28 000 ton en el generador y 12 000 para la producción de vapor) y produce 1.1 millones de metros cúbicos por hora de gas puro (85.3% de H_2 + CO y 12.1% de CH_4) sin contar 2.1 millones de ton por año de productos vendibles (incluyendo 1.5 millones de ton de gasolina). Este rendimiento relativamente bajo de combustibles líquidos para motores es uno de los mayores inconvenientes del proceso, y la razón de que muchas compañías petroleras o gaseras tengan sus dudas a cerca de su rentabilidad adecuada.

2) Licuación directa. Están disponibles tres procesos principales: el SRC-2 (carbón refinado en disolvente), el proceso de carbón H y el RDS (proceso de disolución de Exxon). Los tres procesos comienzan situándose el carbón en una lechada de disolvente, la que se mezcla con hidrógeno a 140 kg/cm² y 420-450°C.

El proceso SRC-2, desarrollado por la Gulf Oil (y derivado del SRC-1) para combustibles líquidos limpios es un proceso térmico. El proceso de carbón H (desarrollado por Hidrocarbón Research) es un proceso catalítico que utiliza un solo reactor, lo que significa que la vida del catalizador es relativamente corta (1-2 meses). Finalmente el RDS, desarrollado por Exxon, y aparentemente uno de los procesos más prometedores, es también un proceso catalítico, pero utiliza dos reactores (uno para hidrogenación y otro para hidrogenación catalítica, con una duración del catalizador que ha superado el año en la etapa de experimentación).

Merece la pena mencionar otras dos posibilidades:

• Etanol derivado del carbón (según el método propiciado por la Continental Oil).

• Etanol derivado del carbón, convertido posteriormente en gasolina (el proceso de la Mobil que utiliza catalizadores sintéticos de zeolitas).

CUADRO 3.6

COMBUSTIBLES PARA MOTORES DE COMBUSTION INTERNA USADOS PARA TRANSPORTE

Tecnología de Combustible.	Tamaño (Producto)	Año de Operación.	Inversión total de capital (millones de dólares)	Inversión unitaria de capital (\$US/Ba rriles diarios equivalentes).	Inversión unitaria de capital (\$US/millones de BTU por año).
Licuaación directa de carbón a gasolina.	50 000 B/d	1990	1 400	31 000	14
Carbón a metanol.	50 000 B/d equiv.	1979	2 900	64 000	26
Proceso Mobil-M para producir gasolina.	50 000 B/d	1985	2 700	60 000	27
Proceso Fischer-Tropsch para producir gasolina y destilados.	50 000 B/d 3 600 B/d equiv.	1979	3 800	84 000	39
Mais a etanol.	—	1979	85	24 000	21

NOTA: DOLARES CONSTANTES DE 1979.

FUENTE: J.L. Shapiro, "Análisis Económico de Tecnologías Energéticas Avanzadas", Energéticos, N° 7, 1980.

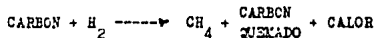
EXTRACCION POR SOLVENTES.

Esta forma de procesar el carbón mineral, produce gran cantidad de líquidos. El sistema opera por medio de un solvente donador de hidrógeno, de tal forma que la estructura del carbón puede ser modificada para dar un producto líquido. - Se requiere una cantidad relativamente pequeña de hidrógeno para convertir el carbón en combustibles líquidos, ya que la formación de hidrocarburos adecuados es sencilla por este método.

HIDROGENACION CATALITICA.

Dentro de este método existen dos variantes:

- a).- Catalítica y Directa.- La catalítica y directa produce también líquidos, - siendo un proceso en el cual H_2 , carbón y un catalizador son puestos en - contacto a presión y temperaturas altas. En este proceso no se ha podido determinar con precisión si el hidrógeno actúa a través del solvente por - medio del fenómeno de donación de hidrógeno o directamente en el carbón - con la asistencia del catalizador.
- b).- Hidrogenación Destructiva.- Este método produce principalmente gases y no se necesita un catalizador. La reacción directa es:



GAZIFICACION.

De todos los procesos presentados hasta aquí, ninguno es tan importante como el proceso de Gasificación, debido a las grandes perspectivas del gas de síntesis.

En general, todos los procesos de gasificación producen H_2 mediante la reacción del agua con carbono o monóxido de carbono. En estas reacciones el oxígeno del agua se combina con el carbono o el CO para producir CO_2 y H_2 . Debido a que - la descomposición del agua requiere calor, se requiere de una fuente. La mayor parte del calor se genera por la combustión del carbono que consume del or den del 10% al 20% del carbón original, que es transformado en CO_2 . También -

existe otra fuente de calor para la descomposición del agua, la cual es la reacción de formación del CH_4 en forma directa:



La eficiencia del proceso depende, en parte, de cómo se utiliza este calor en descomponer el agua. La recuperación de calor para producir vapor o generar electricidad, también es importante en la eficiencia total del proceso.

Los diferentes procesos de gasificación difieren en la manera en que se oxida el carbón y cómo se utiliza el calor generado, dando como resultado diferencias en la composición del gas producido, en la configuración de los componentes del reactor de gasificación, en la eficiencia del proceso y en el costo del gas. Si la oxidación es directa, entonces se debe usar O_2 de alta pureza para evitar la contaminación con N_2 del gas producido. Si se utiliza aire se debe diseñar de alguna forma si se quiere producir gas natural sintético.

Para indicar cómo se lleva a cabo la gasificación del carbón, se explican a continuación las reacciones elementales de los distintos procesos.

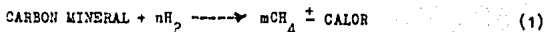
Un carbón mineral puede ser calentado y con ello dará un producto de contenido calorífico relativamente alto, sin embargo, no todo el carbón será gasificado y es por eso que un simple calentamiento, como es el caso de la coquización, no ofrece una alternativa adecuada para convertir el carbón en un gas de características comerciales y en gran escala.

Para poder aprovechar un alto porcentaje del carbón alimentado, es necesario proveer hidrógeno adicional para efectuar las reacciones elementales.

En todos los casos, el hidrógeno es suministrado en forma de vapor de agua que es reaccionado con el carbón a alta temperatura, produciendo así el hidrógeno elemental necesario.

Se puede decir que son seis las reacciones principales las que se llevan a cabo en un proceso de gasificación, cualquiera que éste sea.

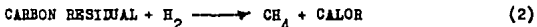
La reacción:



es llamada HIDRODEVOLATIZACION o simplemente devolatilización. Maximizando la reacción (1) se puede lograr un alto contenido de metano con un pequeño reactor. La concentración de metano en el gas producido no se limita a consideraciones de equilibrio, ya que la reacción puede producir concentraciones de metano mayores a las que produce el equilibrio de grafito. Como en este caso se trata de carbón mineral y éste contiene ciertas cantidades de hidrógeno, no es posible indicar exactamente los valores de los coeficientes, aunque se sabe que considerando que fuese 100% de carbón el que interaccionase la reacción sería:

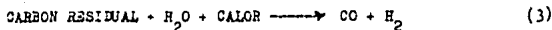


La reacción (1) tiene altas velocidades a temperaturas mayores de 1100°F, pero a temperaturas todavía superiores a 1800°F el metano es destruido. El consumo de hidrógeno en cada caso está en función del grado de gasificación del carbón que a su vez depende del tipo de carbón. De igual forma, dependiendo del grado de gasificación del carbón, del consumo de hidrógeno y del tipo de carbón, esta reacción requerirá o producirá calor.

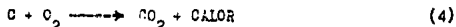


La reacción (2) es de gran importancia en la producción de alto contenido calórico. Dado que la formación de metano por esta vía produce una reducción de volumen y que uno de los reactivos es el hidrógeno, se puede notar que para que la reacción se lleve a cabo hacia la derecha es benéfica una alta presión parcial del hidrógeno, sin embargo se ha encontrado que esta reacción tiene velocidades bajas, lo cual obliga a operar a altas temperaturas para incrementar la velocidad de reacción, pero este incremento en la temperatura también reduce la producción de metano por consideraciones de equilibrio.

Las mejores condiciones de operación dependerán de la reactividad del carbón en todos los casos. Este alto contenido de metano en el gas producido será favorecido por una mayor presión y una mayor temperatura, aunque esto último implica mayores tiempos de residencia y en consecuencia mayores volúmenes de los reactores. Como la reacción (2) es exotérmica, el equipo deberá tener un sistema de recuperación de calor, que a su vez puede ser empleado en la reacción (3).



La reacción (3) es la reacción básica del proceso de gasificación, en la cual el vapor reacciona directamente con el carbón para formar hidrógeno. Una reacción similar a ésta producirá una mol de CO y dos de hidrógeno, lo cual será una combinación de la anterior y de la que será señalada como la reacción (5). La reacción (3) es endotérmica y representa la demanda principal de calor en el proceso de gasificación. El equilibrio de esta reacción no se ve afectado por la presión y su velocidad es suficientemente alta a temperaturas aun menores de los 1500°F, aunque eso dependerá también de la reactividad del carbón alimentado. Bajo condiciones de diseño apropiado, el calor producido por la reacción (2) puede ser utilizado en la reacción (3).

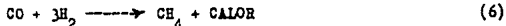


La reacción (4) es la combustión del carbón, que produce la energía para la gasificación en la mayoría de los procesos. El CO₂ producido puede reaccionar posteriormente para producir CO de la misma forma que se lleva a cabo la reacción (3), aunque es frecuente que en los gasificadores se produzca simultáneamente CO y CO₂. En otros procesos la reacción (4) se lleva a cabo con aire y el calor es transferido al lugar de la reacción (3) por medio de diferentes transportadores de calor, tales como cenizas y materiales cerámicos. En general, esta reacción debe ser efectuada en el lugar donde se lleva a cabo la combustión de las cenizas, para asegurar de esta forma una mayor utilización del carbón.



La reacción (5) es generalmente llamada de conversión. A alta temperatura la reacción se encuentra en equilibrio y es probablemente catalizada por las cenizas y la superficie del reactor que se encuentra a 1200°F aproximadamente; a menor temperatura se debe utilizar un catalizador especial. La reacción (5) es usada para ajustar el contenido de hidrógeno en el gas que contiene demasiado CO, a fin de que la metanación pueda ser efectuada fácilmente. A una temperatura demasiado elevada, la reacción tiende hacia la izquierda, mientras que

a temperaturas mucho más altas se lleva a cabo hacia la derecha.



El CO y el H₂ pueden ser transformados a CH₄ en base a la reacción (6). Se requiere que la relación H₂/CO deba ser ajustado a un valor adecuado para que la metanación pueda ser llevada a cabo, este valor debe ser cercano a 3. La reacción (6) debe ser efectuada entre los 500°F y los 900°F, y produce gran cantidad de calor que debido a la baja temperatura, no puede ser empleada en la reacción (3).

Las reacciones indicadas anteriormente son las más importantes en los procesos de gasificación.

Si se analizan las reacciones de la (1) a la (6) se notará que la producción de metano por las reacciones (1) y (2) podría suministrar calor para la reacción (3), produciendo con ello una mayor eficiencia del proceso, por lo mismo que - que la máxima producción de metano por las reacciones (1) y (2) minimizan el volumen del gas que se produce, limitando así las dimensiones del equipo para el tratamiento posterior.

PERSPECTIVAS DEL GAS DE SINTESIS.

Durante los últimos 10 años, se han desarrollado nuevos intentos para obtener los bloques fundamentales de la industria petroquímica derivada de las materias primas no convencionales como el metanol y el gas de síntesis (conocidas en general como tecnologías C-1). Parte de este esfuerzo ha rebasado el nivel teórico en forma de plantas piloto y plantas tipo. De la misma manera, se ha intentado fabricar productos finales sin la intervención de olefinas.

A este respecto, se han hecho grandes avances en el empleo de residuos industriales de petróleo o de carbón de bajo costo en la producción de gas de síntesis y de metanol.

A pesar del potencial que encierran estos descubrimientos para todos los países, hay una serie de factores que actúan para posponer su introducción en los países industrializados; algunos de estos factores son los siguientes:

- Adopción de estrategias de sustitución de combustibles.
- Las empresas químicas adquieren empresas petroleras con concesiones de petróleo o forman empresas colectivas especializadas en petróleo, para garantizar la obtención de materias primas.
- La producción de petroquímicos, planteada por los países en desarrollo - ricos en hidrocarburos, actúa en contra de las nuevas inversiones utilizando nuevas tecnologías.
- Cuentan con gran infraestructura básica integrada a su sistema industrial regional, lo que los enfoca a apoyar el uso de los hidrocarburos convencionales; los grandes recursos de hidrocarburos en el Mar del Norte, Alaska, México y la Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas, reducen la dependencia en los productores monopolizados o cartelizados.
- Los precios de los hidrocarburos se han mantenido bajo el umbral que hace a las nuevas tecnologías atractivas o imperativas.
- Los niveles de inversión de los complejos que utilizan las nuevas tecnologías, están más allá del alcance de la mayor parte de las compañías particulares.

Pudiera decirse, según lo anterior, que estaría lejana la consecución de un cambio estructural que diera como resultado la sustitución de tecnologías en uso para la obtención de energéticos y bloques de construcción de petroquímicos.

No obstante, las estrategias planteadas por los países desarrollados, en respuesta a la actual situación, ha marcado la pauta para la planeación del crecimiento industrial petroquímico, cuando la situación del incremento del precio del petróleo y del gas natural se vea balanceado con los ahorros significativos de producción y procesamiento ocasionados por las actuales tecnologías emergentes, ya maduras y optimizadas.

Por otra parte, los países en vías de desarrollo, en especial los exportadores de petróleo, en base a su política de absorción de la planta industrial productora de petroquímicos básicos, han descuidado aparentemente los esfuerzos que los coloquen en el mediano plazo en una posición competitiva, desde el punto de vista tecnológico, respecto a las nuevas opciones planteadas como solucio-

nes a la evidente desaparición del petróleo como base de la industria tanto de los energéticos como de los petroquímicos.

La mayor ventaja del gas de síntesis es que puede producirse a partir de una gran mayoría de materias primas, así como su mayor desventaja es que no puede ser almacenado.

Este insumo tiene implicaciones importantes en los países en desarrollo incluyendo a aquellos que no producen petróleo, puesto que los químicos pueden producirse a partir de materias locales no petroleras, o bien de fracciones de bajo costo. Para los países en desarrollo productores de petróleo, el gas de síntesis representa una forma de producir químicos a partir de subproductos de refinería y de operaciones de procesamiento de gases.

Actualmente existen tres perspectivas para la tecnología del gas de síntesis:

- Su uso indirecto para hacer alimentaciones intermedias, por ejemplo, obtener gas natural sintético, metanol, alcohol etílico, etc., los cuales pueden ser procesados mediante tecnología convencional e infraestructura existente para obtener productos finales.
- El uso indirecto de la tecnología, para hacer productos finales a través de química nueva y especial aplicada al procesamiento de intermedios.
- Su uso directo para elaborar productos químicos soportados y no soportados, mediante nueva tecnología.

La petroquímica mundial está sustentada principalmente en dos bloques de recursos naturales y en tres bloques de materias primas básicas. El petróleo y el gas natural son las fuentes de hidrocarburos que abastecen a la industria con olefinas, aromáticos y metanol. A partir de éstos se construyen las distintas cadenas de transformación que conducen a los productos petroquímicos intermedios y finales, a las resinas, a las fibras, a los elastómeros y más familias de éstos.

La importancia relativa de estas tres materias primas básicas ha recaído en los dos primeros bloques, destacando el etileno y el benceno como precursores de productos. El metanol, es decir, la familia o bloque de compuestos monocarbonados o familia de los C-1 como se le conoce, constituye una fracción todavía

muy pequeña de las alimentaciones petroquímicas. Sin embargo, se pueden prever modificaciones en esta distribución como resultado de los avances tecnológicos que permitirán hacia finales de siglo, o antes, acortar las cadenas de transformación, sustituir procesos convencionales que involucran repetidas combinaciones de olefinas y aromáticos para llegar a productos intermedios con ventajas en costo en requerimientos de inversión y sobre todo en mayor diversidad de fuentes de hidrocarburos.

La familia de los C-1, metanol y gas de síntesis principalmente, no sólo podrá abastecer las plantas productoras de ac. acético, de etilenglicol, de acetato de vinilo o de otros intermedios de cadena corta, sino también podrá seguir como materia prima para la fabricación de hidrocarburos saturados de las series C-5 en adelante, de aldehídos, cetonas, alcoholes y ac. de cadena larga, e incluso de compuestos aromáticos y de olefinas menores, hasta ahora obtenidos de etileno y mezclas BTX.

Estos cambios en el modo de producción de petroquímicos no sólo tiene repercusiones en lo relativo a la estructura de los complejos petroquímicos actuales, sino también en las alimentaciones que surten a estas grandes instalaciones. El metanol y el gas de síntesis se pueden obtener, prácticamente de cualquier recurso renovable o no renovable que contenga carbono. La hulla, las arenas bituminosas, e incluso la biomasa, proveerían a las nuevas instalaciones petroquímicas, prescindiendo de las refinerías que actualmente conocemos, y por ende desplazando a las naftas.

Es de esperarse que durante la década siguiente, el bloque C-1 se mantenga en una posición secundaria respecto a las demás familias de petroquímicos básicos y que a mediados de los años noventa empiece a cobrar importancia paulatinamente para llegar a principios del próximo siglo como un competidor de consideración de los esquemas productivos actuales.

Ante esta perspectiva, los países ricos en hidrocarburos como gas y petróleo, que realizan inversiones cuantiosas para instalar grandes complejos orientados a la exportación de productos básicos o intermedios pueden llegar a finales de siglo en una posición competitiva y vulnerable. La abundancia en hidrocarburos convencionales representa un riesgo en el largo plazo para aquellos

productores que no hayan logrado una cada vez mayor integración hacia productos finales y para aquellos que no se encuentren tecnológicamente preparados para adoptar los nuevos procesos y hacer uso de sus recursos en un esquema balanceado de los distintos bloques de materias primas básicas.

CUADRO 3.7

RUTAS PARA LA PRODUCCION DE QUIMICOS

	PRODUCCION VIA NAFTAS/LOP	PRODUCCION VIA CO/H ₂ -MeOH	PRODUCCION VIA BIOGAS
Gasolina	x	x	
Alcohol butílico terciario	x	x	
Metilaminas	x	x	
Ac. acético	x	x	
Anhidrido acético.	x	x	
Etilenglicol	x	x	
Acetato de vinilo	x	x	
etileno	x	x	
Hidrocarburos saturados (C ₁ -C ₅)	x	x	
Metilterbutileter	x	x	
Alcoholes	x	x	
Aromáticos	x	x	
Aldehidos	x		
Cetonas	x		
Ac. grasos	x		
Propileno	x	x	
Olefinas	x	x	
Glicerina	x		x
Amoniaco	x	x	x
Acetaldehido	x	x	x
Ac. acrílico, ac. adípico y ac. cítrico	x		x
Cresoles	x		x
Dimetilamina	x		x
Acetato de etilo	x		x
Formaldehido	x		x
Fenol	x		x
Ac. esteárico	x		x
Isopropanol	x		x
Metilacetona	x		x

FUENTE: Comisión Petroquímica Mexicana, 1984.

IV.- PRINCIPALES COMENSAJES

NO CONVENCIONALES.

A. BIOGAS.

CARACTERISTICAS.

Biogas es el término que se le ha dado a una mezcla de gases, principalmente - metano y anhídrido carbónico, que se obtiene de la fermentación anaeróbica de desperdicios orgánicos. Estos desperdicios se componen de estiércol de origen animal, restojo de cosechas y excrementos de origen humano.

A raíz de la quintuplicación de los precios del petróleo en 1973, la utilización del biogas empezó a tomar fuerza. Esta alza de precios obligó a la mayoría de los países en vías de desarrollo, carentes de hidrocarburos, a reconsiderar las necesidades de los productos derivados de éstos y a examinar su posible sustitución por fuentes energéticas nacionales y además renovables.

El biogas tiene particular interés para aquellos países cuyos Gobiernos subvencionan la energía comercial destinada al sector rural.

Las ventajas teóricas del desarrollo del biogas son muchas; especialmente en - aquellas zonas en donde el estiércol seco del ganado ha sido utilizado tradi-- cionalmente como combustible doméstico o fertilizante.

Las plantas en sí son de una construcción simple, ya que se pueden construir - con materiales comunes de fácil obtención y mano de obra no especializada.

Con el uso del biogas, el sector rural podría obtener una relativa independen- cia respecto a las fluctuaciones de los precios de la energía comercial y en - términos nacionales se podría efectivizar una reducción de la demanda global - de energía comercial.

Los beneficios de las plantas de biogas son múltiples y no están limitados sola- mente a la producción de combustible. En realidad, su instalación se justifi- caría aún cuando no se produjera ningún combustible.

La práctica de quemar el estiércol, por ejemplo, priva al suelo de gran parte de los elementos nutrientes que deben serle restituidos y que aquel contiene y conduce a su deterioro productivo progresivo debido a la disminución de la fer

tilidad, lo que trae como consecuencia una gran susceptibilidad a la erosión. El estiércol deseminado en los campos puede ser, por otra parte, causa de graves infecciones parasitarias tanto para los animales como para el hombre mismo. En contraste, el uso de una planta de biogas proporciona un combustible limpio, a la vez que retorna al suelo en forma líquida o pasta acuosa gran parte de -- sus nutrientes recuperados de los desperdicios, luego de su fermentación. Ad más, el proceso de fermentación destruye, por otra parte, la mayoría de los or ganismos patógenos presentes en las heces humanas y en el estiércol fresco, in terrumpiendo su ciclo de reproducción.

Uno de los rasgos más característicos de una planta de biogas correctamente di señada, construida y operada es la ausencia de moscas alrededor del efluente -- que sale de la misma.

A pesar de sus indudables ventajas, la planta de biogas adolece de algunos in-- convenientes que han impedido la adopción en gran escala por parte de los pa-- ses en vías de desarrollo. Entre estos inconvenientes el más serio es el del costo, que está por encima de las posibilidades económicas del habitante rural de escasos recursos. Otro inconveniente es la deficiente operatividad de algu-- nos modelos que han sido construidos por personas carentes de conocimientos es pecializados tanto del proceso biológico involucrado como de los técnicos nece sarios para diseñar una planta práctica y utilizable. El resultado final en al gunas plantas ha sido una explicable suspensión del proceso de fermentación o una avería mecánica. En ambos casos el resultado inmediato es la pérdida del interés en ellas por parte de las personas llamadas a beneficiarse con su uso.

Como ya se mencionó, el biogas es una mezcla de gases cuyos componentes princi pales son el metano y el anhídrido carbónico, el cual se produce como resulta-- do de la fermentación de la materia orgánica en ausencia de aire, por la ac-- ción de un grupo de microorganismos.

Cuando esta mezcla de gases se produce en forma natural se le llama "gas de -- los pantanos".

En la naturaleza se encuentra una gran variedad de residuos orgánicos a partir de los cuales puede obtenerse el biogas, en la siguiente tabla se dan algunos ejemplos de desechos que pueden ser utilizados para producir biogas.

CUADRO 4.1

DESECHOS AGRICOLAS Y ANIMALES CON POTENCIAL
PARA PRODUCIR METANO.

-
- Desechos animales: estiércoles, cama, desechos alimenticios, orina, etc.
 - Residuos agrícolas: semillas, pajas, bagazo de caña, etc.
 - Desechos de rastros: sangre, carne, desechos de pescado, etc.
 - Residuos agroindustriales: aserrín, desechos de tabaco, cascarilla de arroz, desechos de frutas y vegetales, etc.
 - Residuos forestales: ramas, hojas, cortezas, etc.
-

FUENTE: W. Gramms, Feasibility of dairy manure stabilization by anaerobic digestion, 1967.

La composición del biogas depende del tipo de desecho utilizado y las condiciones en se procesa. En promedio su composición es la siguiente:

METANO	CH ₄	54-70
BIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	27-45%
HIDROGENO	H ₂	1-10%
NITROGENO	N ₂	0.5-3 %
AC. SULFIDRICO	H ₂ S	0.1 %

FUENTE: P.J. Meynell, Methane, planing a digester, Great Britain, 1976 .

El metano es un gas combustible, incoloro, inodoro, cuya combustión produce una flama azul y productos no contaminantes. Es el principal constituyente del gas natural, ya que más del 90% de este combustible es metano.

El biogas, con su alto contenido de metano, es una fuente de energía que puede usarse para cocinar, iluminar, generar calor, operar maquinaria agrícola, bombear agua o generar energía eléctrica. El siguiente cuadro ilustra el valor -

combustible del biogas en comparación con otros combustibles.

CUADRO 4.2

VALORES PROMEDIO DE PODER CALORIFICO DE DIFERENTES
COMBUSTIBLES Y SU EQUIVALENTE REFERIDO AL BIOGAS

<u>COMBUSTIBLE</u>	<u>Kcal/m³</u>	<u>Kcal/Kg</u>	<u>CANTIDAD EQUIVALENTE A 1000 m³ DE BIOGAS.</u>	
BIOGAS	5 335	-	1 000 m ³	
GAS NATURAL	9 185	-	581 m ³	
METANO	8 847	-	603 m ³	
PROPANO	22 052	-	242 m ³	
BUTANO	28 588	-	187 m ³	
ELECTRICIDAD	860 ^{1/}	-	6 203 kWh	
CARBON	-	6 870	776 Kg	
PETROLIO	-	11 857	470 Kg	553 l
COMBUSTOLIO	-	10 138	526 Kg	528 l

FUENTE: IIR, Estudios, adaptación y pruebas de equipo comerciales para la utilización del biogas, México, 1979.

USOS PRINCIPALES.

El gas que se obtiene de las plantas de biogas tiene un poder calorifico aproximado de 5 000 Kcal/m³.

Una planta con capacidad de 10 m³ genera aproximadamente 5 m³ de gas al día, - lo que puede ser suficiente para que una familia rural cocine, se ilumine y disponga de agua caliente. El biogas debe ser consumido en un quemador apropiado para lograr su máxima eficiencia. La intensidad de la llama, que es una medida de la velocidad a la que el gas va por sus calorías de distribución, es baja en relación a la del gas natural. Esto significa que cuando el biogas se suministra por medio de un quemador hecho para quemar gas natural, la llama - tiende a extinguirse. Si el biogas se suministra a una presión inferior, si -

bien la llama se mantiene en el quemador, ésta no tendrá la eficiencia adecuada, perdiéndose calor por m^3 de gas. La baja presión del biogas o la poca propagación de la llama del metano, que es aún más disminuida por el anhídrido carbónico, exige un diseño especial de las plantas que usan biogas. Los quemadores son diseñados para una relación de biogas de 1:10.

El biogas se puede utilizar en cualquier dispositivo con quemador de gas al -- que se le ha regulado la potencia calorífica (más baja) y la velocidad de combustión de la llama. Los aparatos convencionales con quemador de gas pueden ser adaptados a su uso. Las más obvias aplicaciones son: cocción de alimentos, calefacción, iluminación, etc.

Todos los motores de combustión interna con encendido de chispa, pueden funcionar con biogas adaptando adecuadamente el carburador. De este modo es posible hacer funcionar maquinaria agrícola y generadores de energía. También es posible comprimir el gas y utilizarlo como combustible sustituto de la gasolina en vehículos, tractores, etc., pero en la práctica es probable que el costo del equipo de compresión exceda cualquier ahorro en el precio del combustible.

La limitación del uso del biogas como fuente de energía radica principalmente en la suficiente disponibilidad de desperdicios orgánicos. A parte de la disponibilidad de suficiente gas, existen otros problemas asociados con su distribución y utilización que aumentan con la escala de operación. La presión tan baja del gas que sale del almacenador de éste, dificulta su transporte a distancia, a no ser que se utilice un compresor. Además, el gas que sale de la planta está saturado de vapor de agua y ésta se condensaría en las redes de distribución, bloqueándolas, a no ser que se instalen colectores de agua en los puntos más bajos de éstas. Por otra parte, el H_2S presente en el gas al combinarse con el vapor de agua formará una mezcla corrosiva, la que puede dañar los componentes metálicos del sistema, por lo que es más conveniente utilizar tuberías a base de PVC.

A parte del equipo necesario para la resolución de los problemas mencionados -- (baja presión y presencia de vapor de agua y de H_2S), un sistema de distribución de biogas es idéntico a cualquier red convencional de distribución a baja presión de gas, y el mismo equipo e idéntica tecnología pueden ser utilizados.

Además de generar gas combustible, la fermentación anaeróbica de la materia orgánica produce un residuo orgánico de excelentes propiedades fertilizantes, evi-
tando en esta forma la competencia que se podría presentar con el aprovechamiento tradicional de los residuos animales y agrícolas con fines fertilizantes o como combustibles.

La composición del bioabono así producido, varía de acuerdo al desecho utilizado y, en promedio, un análisis en base seca es la siguiente:

pH	7.5
MATERIA ORGANICA	85.0%
NITROGENO	2.6%
POSFORO	1.5%
POTASIO	1.0%

FUENTE: G.J. Gómez & G.G. Viniegra, "The use of anaerobically digested cattle slurry as a fertilizer for vegetables", Tropical Animal Production, N° 4, 1979.

No posee mal olor, ni contamina, tampoco atrae moscas, puede ser aplicado directamente al campo en forma líquida o bien puede ser deshidratado y almacenado para su uso posterior.

Puede servir como materia prima para producir compostas con rastrojos; también puede utilizarse en cultivos por hidroponía, en los que se le proporciona a la planta la humedad y los nutrientes que se requieren sin utilizar tierra.

Se puede utilizar para fertilizar estanques de peces ayudando a formar su alimento.

Las principales ventajas del efecto fertilizante de estos lodos radica en lo siguiente:

- Posee más cantidad de nitrógeno que la materia prima original en base seca, el que mediante el proceso de digestión se torna más asimilable por las plantas.
- Es un buen material para el mejoramiento de los suelos.

- A diferencia del estiércol fresco, no posee olores desagradables.
- No contiene bacterias patógenas o semillas de malas hierbas, puesto que el proceso de digestión las elimina.
- Un metro cúbico de bioabono producido diariamente puede fertilizar más de 2 Has. de tierra por año.
- El incremento de la producción agrícola para el uso del bioabono puede alcanzar un promedio de 10-20%.

MÉTODOS DE OBTENCIÓN DEL BIOGAS.

El biogas únicamente puede ser obtenido a través de la biomasa, vía digestión anaeróbica. A continuación se describen brevemente los parámetros fundamentales que controlan el proceso.

El proceso de generación de biogas, que consiste esencialmente en la digestión bajo condiciones anaeróbicas de desperdicios orgánicos, produce grandes cantidades de un gas, cuyos componentes principales son el metano y el anhídrido -- carbónico.

La biodigestión es un proceso en dos etapas, y cada una de ellas es realizado por un grupo específico de microorganismos. La primera etapa consiste en descomponer la materia orgánica compleja en compuestos orgánicos simples, por la acción de microorganismos productores de ácidos. Varias especies de bacterias productoras de ácido crecen y se reproducen rápidamente. Estas no son muy sensibles a su hábitat. Ellas descomponen la materia orgánica compleja y producen fundamentalmente ácido acético y ácido propiónico conjuntamente con amoníaco y anhídrido carbónico. El segundo grupo de microorganismos lo forman los - productores de metano que descomponen los ácidos en metano y anhídrido carbónico. Este grupo está compuesto relativamente por pocas especies de bacterias, que crecen y se reproducen lentamente y son muy sensibles a su hábitat.

En la cámara de una planta de biogas con adecuado funcionamiento, los dos grupos de bacterias deben estar balanceadas de modo que las productoras de metano usen solamente los ácidos producidos por las productoras de ácidos. Si los microorganismos formadores de ácidos superan a los formadores de metano, empiezan

a acumularse ácidos, el pH cae y los formadores de metano quedan inhibidos y finalmente la digestión cesa, y la proporción del anhídrido carbónico se incrementa.

Las causas por las cuales puede descender el pH son, entre otras:

- Aumento repentino de la carga.
- Presencia de elementos tóxicos en la materia prima.
- Cambio súbito de la temperatura.

En algunos casos el pH puede corregirse con adiciones de sustancias alcalinas como agua con cal o cenizas vegetales.

Las bacterias formadoras de metano trabajan eficientemente en un rango de pH comprendido entre 6.8 y 7.2, aunque toleran un rango entre 6.5 y 8.0.

Los microorganismos que toman parte en la producción de metano tienen una actividad óptima entre 20° y 30°C. A temperaturas inferiores a 20°C se reduce la producción de gas, la cual es muy limitada debajo de los 14°C.

Las bacterias requieren de un cierto tiempo para degradar la materia orgánica. La velocidad de degradación depende en gran parte de la temperatura, ya que a mayores temperaturas el tiempo de retención requerido para obtener una buena producción de gas es menor, según se observa en la gráfica 4.1.

En un digestor que trabaja a régimen estacionario, el tiempo de retención es el que transcurre entre la carga del sistema y su descarga. En un sistema de carga diaria, el tiempo de retención va a determinar el volumen diario de carga que será necesario alimentar al digestor, ya que se tiene la siguiente relación:

$$\text{VOLUMEN DE CARGA DIARIA (m}^3\text{/día)} = \frac{\text{VOLUMEN DEL DIGESTOR (m}^3\text{)}}{\text{TIEMPO DE RETENCIÓN (días)}}$$

Es decir que para un tiempo de retención de 30 días, cada día se carga 1/30 -- del volumen total del digestor, y en promedio la materia orgánica y la masa microbiana permanecen 30 días dentro del sistema. La cantidad de biogás producido por una planta dependerá, entre otras cosas, de la cantidad de desecho ali-

mentado diariamente. Usualmente se trabaja con tiempos de retención entre 20 y 25 días y la alimentación diaria varía entre 1 y 5 Kg de sólidos totales por m^3 de digester.

Prácticamente toda la materia orgánica es capaz de producir biogas al ser sometida a fermentación anaeróbica, y la cantidad y la calidad de biogas producido dependerá de la composición del desecho utilizado.

El carbono y el nitrógeno son las fuentes principales de alimentación de las bacterias formadoras de metano, el carbono es la fuente de energía y el nitrógeno contribuye a la formación de nuevas células. Estas bacterias consumen 30 veces más carbono que nitrógeno, por lo que la relación óptima de estos dos elementos en la materia prima es de 30.

Si no existe suficiente nitrógeno para permitir que las bacterias se multipliquen, la velocidad de producción de gas se verá limitada; al estar presente nitrógeno en exceso, se produce amoníaco, el cual en grandes cantidades es tóxico e inhibe el proceso.

Entre las materias primas más utilizadas en la generación de biogas, están los desechos animales, cuya relación C:N es siempre menor que la óptima, debido a que tienen un contenido importante de nitrógeno. Otro material muy utilizado, son los residuos agrícolas, los que generalmente tienen relaciones C:N muy altas, ya que contienen muy poco nitrógeno, por lo que siempre se mezclan con desechos animales o se les agrega un compuesto nitrogenado, como puede ser urea, para acercarse a un balance adecuado de carbono y nitrógeno.

Es práctica común que un digester se alimente con mezclas de varios residuos disponibles en la localidad, por lo que el cuadro 4.3 incluye una lista de las relaciones C:N de las materias primas comúnmente utilizadas

Toda la materia orgánica está compuesta de agua y una fracción sólida, esta última es llamada "sólidos totales". El porcentaje de sólidos totales contenidos en la mezcla con que se carga el digester, es también un factor importante a considerar para asegurar que el proceso se lleve a cabo satisfactoriamente.

Experimentalmente se ha demostrado que una carga que contenga entre 7 y 9% de sólidos totales es óptima para la digestión.

CUADRO 4.3

RELACION CARBONO:NITROGENO DE DIVERSOS DESECHOS
DISPONIBLES EN EL MEDIO RURAL.

MATERIAL	% N (base seca)	% C (base seca)	C:N
DESECHOS ANIMALES			
BOVINOS	1.7	30.6	18:1
EQUINOS	2.3	57.6	25:1
OVINOS	3.8	83.6	22:1
PORCINOS	3.8	76.0	20:1
AVES	6.3	50.0	7.9:1
EXCRETAS HUMANAS	0.85	2.5	3:1
DESECHOS VEGETALES			
PAJA DE TRIGO	0.53	46.0	87:1
PAJA DE ARROZ	0.63	42.0	67:1
HASTROJO DE MAIZ	0.75	40.0	53:1
HOJAS SECAS	1.00	41.0	41:1
HASTROJO DE SOYA	1:30	41.0	32:1

FUENTE: P. J. Maynell, Methane, planning a digester, Prism Press
Great Britain, 1976.

Para evaluar el volumen de agua que debe ser mezclada con la materia prima para dar la proporción deseada, es indispensable conocer el porcentaje de sólidos de ésta. En el caso del estiércol de bobino fresco, que tiene de 17 a 20% de sólidos totales, se deberá agragar de 1 a 15 litros de agua por cada kilogramo de estiércol para así obtener una mezcla de alrededor de 8% de sólidos totales.

En el cuadro 4.4 se presentan datos promedio sobre el contenido de sólidos totales de diversos desechos, y la cantidad de agua que hay que agregar por cada kilogramo fresco para obtener el 8% de sólidos totales deseado.

La generación de biogas depende totalmente de que las bacterias cumplan óptimamente su ciclo biológico y ahí la importancia de darles las mejores condiciones

CUADRO 4.4

DATOS PROMEDIO SOBRE EL CONTENIDO DE SOLIDOS TOTALES
DE DIVERSOS DESECHOS.

<u>MATERIAL</u>	<u>% SOLIDOS TOTALES</u>	<u>LITROS DE AGUA POR Kg DE DESECHO PARA OBTENER 8% DE SO- LIDOS TOTALES (l/Kg)</u>
HECES HUMANAS	17.0	1.1
ESTIERCOL DE VACA	20.0	1.5
CABALLOS, BUEYES Y MULAS	25.0	2.1
CERDOS	18.0	1.3
OVEJAS	32.0	3.0
GALLINAS	44.0	4.5
CASCARA DE CACAHUATE	96.6	11.1
HOJAS SECAS	50.0	5.3
PAJA DE ARROZ	92.6	10.6
RASTROJOS Y HOJAS DE MATZ	77.0	8.6
PAPEL PERIODICO	93.0	10.6

FUENTE: V. P. Santander, Obtención de biogas a partir de desechos -
orgánicos, aplicado dentro del proyecto "Sistemas integra-
dos en comunidades rurales", 1978.

nes para que esto ocurra. Los microorganismos y la materia prima o sustrato -
deben estar en íntimo contacto, por lo que es necesario agitar la masa interna
del digestor. Con plantas de gas operando a nivel mesofílico^{1/}, la agitación
requerida es muy leve, siendo suficiente la que provoca la carga diaria al en-
tar al digestor. En el caso de digestores que trabajan a nivel termofílico^{2/},

1/ Bacterias mesofílicas cuyo ciclo biológico se lleva a cabo en forma óptima
entre 30°C y 35°C.

2/ Bacterias termofílicas cuyo ciclo biológico se lleva a cabo en forma óptima
entre 55°C y 60°C.

ESTA TAREA DEBE
SALIR DE LA CATEGORIA

la agitación requerida es continua para establecer un mayor contacto entre bacterias y sustrato, proporcionando además una temperatura interna más uniforme.

En la superficie de la mezcla se tiende a formar una nata debido al material fibroso no digerible, la cual se debe romper por medios mecánicos para que el biogas producido salga libremente del seno de la mezcla.

B. ALCOHOL ETILICO.

CARACTERISTICAS.

El alcohol etílico es muy difícil encontrarlo libre en los productos de la serie vegetal. Su presencia entre éstos no es primaria sino secundaria y se atribuye su formación a una fermentación de las materias azucaradas que poseen. En las plantas superiores se forma a veces alcohol etílico por respiración intermolecular cuando es insuficiente el acceso de oxígeno. Así, en los montones de malta que germinan con falta de aire, se ha comprobado la formación de etanol.

El alcohol absoluto es un líquido transparente, de olor agradable y penetrante, su densidad a 20°C es de 0.79 g/ml y a 0°C 0.81.

El alcohol absoluto no solidifica por la acción de una mezcla frigorificante de ácido carbónico sólido y éter. Quita fácilmente el agua de los tejidos orgánicos, y por esta razón introducirlo en el organismo produce rápidamente la muerte.

Es miscible en el agua en todas proporciones, pero el volumen de una mezcla de alcohol y agua no es igual a la suma de los volúmenes iniciales, pues tiene lugar una contracción que es máxima cuando las sustancias en la proporción de 52.3 volúmenes de alcohol y 47.7 de agua son mezcladas. Esta mezcla ocupa a 15°C no 100 volúmenes, sino sólo 96.23, habiendo por lo tanto una contracción de 3.77 volúmenes por cien. A causa de esta contracción, las mezclas de alcohol y agua no tienen la densidad media a las proporciones de los componentes mezclados.

Al mezclar alcohol con agua se desprende calor, pero si se mezcla el alcohol -

con hielo o nieve tiene lugar un importante descenso en la temperatura, ya que estas sustancias quitan el calor latente al alcohol que necesitan para fundirse. En una mezcla de una parte de nieve y dos de alcohol absoluto a 0°C, la temperatura desciende hasta -21°C.

El alcohol absoluto hierve a 78.2°C a la presión normal. Cuando la presión disminuye el alcohol tiene los siguientes puntos de ebullición:

<u>PRESION (mm Hg)</u>	<u>T (°C)</u>
20.50	12.80
38.86	17.40
41.32	21.00
54.86	24.40
61.96	26.20
760.00	78.20

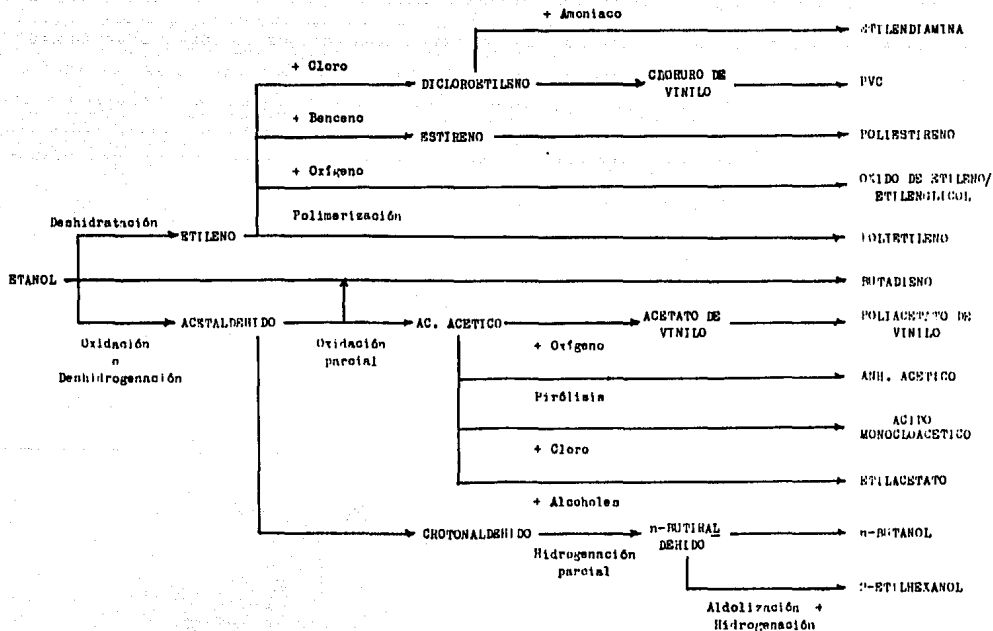
Las mezclas de alcohol y agua tienen una temperatura de ebullición más alta -- que se aproxima tanto más al del agua cuanto más diluido es el alcohol. Las disoluciones alcohólicas acuosas se fraccionan por destilación.

El alcohol etílico es un alcohol primario, y sufre las reacciones típicas de estos alcoholes. El átomo de hidrógeno del grupo -OH puede ser sustituido por metales y formar etilatos (etóxidos). El grupo hidroxilo puede ser sustituido por halógenos de haluros de hidrógeno y haluros de fósforo. Los ésteres se forman por reacción con ácidos orgánicos e inorgánicos.

El alcohol etílico puede ser deshidratado a etileno o a éter etílico, con varios reactivos, incluyendo el ácido sulfúrico y el óxido de aluminio. La oxidación y la deshidrogenación del alcohol etílico producen acetaldehído, el cual con una oxidación posterior se obtiene ácido acético. La producción de acetaldehído es el mayor uso del etanol.

El grupo -OH del etanol juega un papel muy importante en un gran número de reacciones, incluyendo la deshidratación a etileno y la oxidación por halógenos.

La oxidación con óxido de cromo (Cr_2O_3) del alcohol etílico, la descomposición catalítica de agua oxigenada y la sensibilidad de las partículas coloidales a la coagulación son ejemplos de reacciones, las cuales están marcadamente in---



NOTA: Winter, Olin and Eng M.T., "Make ethylene from ethanol", E.P., Nov. 1976.

fluenciadas por el contenido de alcohol de la mezcla reaccionante.

La figura 4.2 muestra las diferentes rutas que puede seguir el alcohol etílico para la síntesis de distintos productos.

USOS PRINCIPALES.

Son numerosísimas las aplicaciones que en la actualidad tiene el alcohol etílico absoluto. En una gran cantidad de industrias se han perfeccionado varios métodos para sustituir el alcohol ordinario, a fin de eliminar el agua, considerada como impureza.

En algunos países, debido a la falta de petróleo, y en otros, a la sobreproducción de productos agrícolas que contienen almidón o sacarosa, se ha venido experimentando con el etanol para obtener un carburante que sustituya a la gasolina principalmente; los resultados obtenidos muestran que el alcohol etílico absoluto es soluble en todas proporciones con la gasolina, propiedad que le da ventaja sobre el alcohol etílico ordinario.

CUADRO 4.6

PROPIEDADES DEL ALCOHOL ETILICO ABSOLUTO Y DE LA GASOLINA

<u>PROPIEDAD</u>	<u>ALCOHOL ABSOLUTO</u>	<u>GASOLINA</u>
GRAVEDAD ESPECIFICA A 15°C	0.728	0.719
CALOR LATENTE DE EVAPORACION (cal)	204.3	73.0
PODER CALORIFICO (sin tomar en cuenta el poder de evaporación) (cal)		
• POR Kg	6 520	10 420
• POR l	5 120	7 500
RELACION DE PESO DE COMBUSTIBLE Y AIRE	8.950	14.900
CONSUMO ESPECIFICO MINIMO POR C.V./M		
• RELACION DE COMPRESION=5	301 g	199 g
• RELACION DE COMPRESION MAXIMA PERMISIBLE	242 g	360 g
TEMPERATURA DE AUTOIGNICION POR COMPRESION ADIABATICA (°C)	514	360

El cuadro anterior compara las propiedades tanto del alcohol etílico como las de la gasolina, y evidencia que el poder calorífico del alcohol absoluto es sustancialmente inferior al de la gasolina, sin embargo, al mezclarse, los resultados prácticos que se obtienen son muy satisfactorios.

El siguiente cuadro muestra las características del alcohol deshidratado que se adiciona a carburantes de aviación.

CUADRO 4.7

ESPECIFICACIONES DEL ALCOHOL ETILICO UTILIZADO COMO
COMBUSTIBLE DE AVIACION.

GRADO GAY-LUSSAC	No superior a 99.7°.
ACIDEZ ORGANICA	No superior a 3 mg/100 cm ³ de alcohol expresados como ácido acético.
ESTERES	No superior a 20 mg/100 cm ³ de alcohol expresados como acetato de etilo.
GRADO DE PUREZA	Deberá no menos de 20 mi nutos en el ensayo de colo ración con KMnO ₄ mezclado a volúmenes iguales con -- ac. sulfúrico concentrado, y llevada la mezcla duran te 10 minutos a 120°, no debe oscurecerse sensible mente.

Debido a las propiedades del alcohol etílico como combustible, mezclado en distintas proporciones con la gasolina automotriz, algunos países, principalmente europeos, han modificado en una manera sencilla el diseño de los motores de combustión interna a fin de emplear este nuevo combustible. El cuadro 4.8 muestra la composición de dichas mezclas usadas como combustible.

El alcohol etílico puede ser usado con la gasolina en forma de mezcla, y muestra las siguientes ventajas:

CUADRO 4.8

COMPOSICION DEL COMBUSTIBLE AUTOMOTRIZ EN VARIOS PAISES

<u>PAIS</u>	<u>NOMBRE/MEZCLA</u>	<u>GASOLINA (%)</u>	<u>ALCOHOL ABS. (%)</u>	<u>OTROS (%)</u>
ALEMANIA	MONOPOLIN	75-80	25-20	
AUSTRIA	DYNAMON	80	20	
AUSTRALIA	SHELL-KOL	85	15	
BELGICA	--	85	15	
BRASIL	--	90	10	
BULGARIA	--	70-75	20-30	
CUBA	MOPUCO	67	33	4% BENSOL
CHILE	--	94	6	
DINAMARCA	--	75	25	
ECUADOR	--	80	20	
EUJA	--	83-88	17-12	
ESTONIA	--	75	25	
FRANCIA	--	90-75	10-25	
FILIPINAS	GASANOL	70	30	
INGLATERRA	CLAVELAND-DISCOL	82.5-87.5	17.5-12.5	
HUNGRIA	MBTALKOL	80	20	
ITALIA	SHELL-DYNAMIN	88.8	12.2	
JAPON	--	90	10	
LETONIA	LATOI	80-75	20-25	
PANAMA	--	80	20	
POLONIA	--	70-75	30-15	
SUECIA	LET BENTYL	75	25	
YUGOSLAVIA	--	80	20	

- El alcohol absoluto soporta compresiones mucho mayores que la gasolina, sin dar lugar a la mezcla detonante, por lo cual aumenta el octanaje de la gasolina al mezclarse con ella.
- El volumen de aire necesario para la combustión de etanol es mucho menor que el de los hidrocarburos, gastando por lo tanto menos calorías al ca lentar el aire de combustión.
- El valor elevado del calor de evaporación reduce pérdidas por conducción de los gases de escape, ya que una parte del calor de las paredes es ab sorbido por la evaporación y la combustión tiende a ser isotérmica.
- Existe una menor tendencia al depósito de carbón en los motores debido a la mayor temperatura de combustión.

La principal desventaja atribuida a las mezclas de etanol y gasolina, es la naturaleza solvente del primero, que diluye el aceite de los motores alterando sus propiedades, demostrando que esta disolución depende principalmente de la proporción de destilados pesados presentes en la gasolina, disminuyendo éstos por la presencia de la gasolina.

En varios países existe una legislación que permite la adición de alcohol etílico a la gasolina, siendo la variación desde 10% hasta 60%.

MÉTODOS DE OBTENCIÓN DE ALCOHOL ETILICO.

El etanol puede producirse a través de la fermentación anaeróbica de residuos orgánicos con alto contenido de azúcares y polisacáridos. La producción de etanol a partir de la biomasa es la alternativa de uso energético que más interés y tratamiento ha tenido.

El etanol se puede producir a partir de tres tipos de biomasa: 1) materiales con contenido de azúcar (como la caña de azúcar, las melazas y el sorgo dulce), que contienen carbohidratos en forma de azúcar; 2) almidones (como la yuca, el maíz, el babasu -una planta silvestre- y las papas), que contienen carbohidratos en forma de almidón, y 3) celulosas (tales como la madera y los residuos agrícolas) en las que los carbohidratos tienen forma más complicada.

Los principales atractivos de las materias primas portadoras de azúcar para la

producción de alcohol residen en el hecho de que su contenido de carbohidratos se encuentra ya en forma de azúcar fermentable, más simple, y que también producen su propia fuente de combustible en forma de bagazo. El rendimiento medio de etanol por tonelada de las principales materias primas de biomasa potenciales en los países en desarrollo se indica en el cuadro 4.9, junto con el rendimiento estimado de etanol por hectárea.

CUADRO 4.9

RENDIMIENTO PROMEDIO DE ETANOL DE LAS PRINCIPALES
MATERIAS PRIMAS.

Materia prima de biomasa.	Rendimiento en etanol por ton de biomasa (en litros por ton).	Rendimiento de biomasa por Ha de tierra (en ton por Ha).	Rendimiento anual de etanol (en litros por Ha).
Caña de azúcar	70	50	3 500
Madera	160	20	3 200
Sorgo dulce	86	35	3 010
Mais	370	6	2 220
Yuca	180	12	2 160
Papas	125	15	1 875
Babasu	80	3	200
Melazas	270	N.S.	N.S.

N.S. = No significativo.

FUENTE: S. Kohli, Harinder, "Producción de alcohol a partir de Biomasa" Energéticos, N° 10, 1981.

Hasta hace poco, la producción de etanol a partir de la biomasa se basaba en tecnología anticuada, ya que la demanda de etanol como bebida o agente químico no dependía mucho de los costos de producción. Por eso el proceso y el diseño de equipos no se han beneficiado de los progresos recientes en el diseño e ingeniería de otras plantas químicas. Pero con el creciente interés en el etanol como combustible, gran número de importantes sociedades de ingeniería, fabricantes de equipos y otros organismos están ya dando pasos importantes para mejorar la tecnología y el diseño de las plantas de etanol. La mayoría de estos esfuerzos se han hecho en cuatro campos principales: 1) desarrollo de una tecnología

de fermentación continua que produzca mayor concentración de alcohol (hasta el 12% de contenido de alcohol en vez del 8-10%) para reducir así en forma sustancial el consumo de energía necesaria para producir etanol; 2) mejoramiento del rendimiento energético de etanol mediante sistemas más eficientes de destilación y de recuperación de calor; 3) utilización de desechos agrícolas como masa de alimentación del proceso o como combustible, y 4) desarrollo de otros cultivos energéticos como el sorgo dulce, madera y babasu, para aminorar la dependencia respecto a las materias primas con base en el azúcar.

CUADRO 4.10

RENDIMIENTO DE ETANOL A PARTIR DE LA CAÑA DE AZÚCAR
UTILIZANDO DIFERENTES TECNOLOGÍAS

BASE: 1 000 Kg de caña de azúcar.

127 Kg de residuos
sólidos.

130 Kg de azúcares
fermentables.

TECNOLOGIA	TRADICIONAL	PROCESO	PROCESO
		TIBBY	EX-FERM
EFICIENCIA DE EXTRACCION (%)	17.00	93.00	98.00
RENDIMIENTO (Kg etanol/Kg azúcar)	0.46	0.46	0.46
PRODUCTO (Kg de etanol)	52.03	55.61	58.60
EFICIENCIA DE RECUPERACION (%)	99.00	99.00	98.00
PRODUCTO (1 etanol)	65.20	69.69	72.69

FUENTE: Mahin, D. B., Biomass fuels for vehicles, Bioenergy Systems Report, Agency for International Development, 1982.

Prácticamente todas las plantas existentes de fabricación de etanol están basadas en la caña de azúcar y las melazas y son relativamente pequeñas. Salvo en el caso de Brasil, también falta experiencia efectiva en la construcción de un gran número de plantas de diferentes tamaños y en localidades distintas. No hay prácticamente experiencia a gran escala con plantas que utilicen otras materias primas como la yuca y madera. Además del considerable desarrollo industrial y

de fermentación continua que produzca mayor concentración de alcohol (hasta el 12% de contenido de alcohol en vez del 8-10%) para reducir así en forma sustancial el consumo de energía necesaria para producir etanol; 2) mejoramiento del rendimiento energético de etanol mediante sistemas más eficientes de destilación y de recuperación de calor; 3) utilización de desechos agrícolas como masa de alimentación del proceso o como combustible, y 4) desarrollo de otros cultivos energéticos como el sorgo dulce, madera y babasu, para aminorar la dependencia respecto a las materias primas con base en el azúcar.

CUADRO 4.10

RENDIMIENTO DE ETANOL A PARTIR DE LA CAÑA DE AZÚCAR
UTILIZANDO DIFERENTES TECNOLOGIAS

TECNOLOGIA	BASE: 1 000 Kg de caña de azúcar.		
	127 Kg de residuos sólidos.	130 Kg de azúcares fermentables.	
	TRADICIONAL	PROCESO TIBBY	PROCESO EX-FREM
EFICIENCIA DE EXTRACCION (%)	17.00	93.00	98.00
RENDIMIENTO (Kg etanol/Kg azúcar)	0.46	0.46	0.46
PRODUCTO (Kg de etanol)	52.03	55.61	58.60
EFICIENCIA DE RECUPERACION (%)	99.00	99.00	98.00
PRODUCTO (l etanol)	65.20	69.69	72.69

FUENTE: Mahin, D. B., Biomass fuels for vehicles, Bioenergy Systems Report, Agency for International Development, 1982.

Prácticamente todas las plantas existentes de fabricación de etanol están basadas en la caña de azúcar y las melazas y son relativamente pequeñas. Salvo en el caso de Brasil, también falta experiencia efectiva en la construcción de un gran número de plantas de diferentes tamaños y en localidades distintas. No hay prácticamente experiencia a gran escala con plantas que utilicen otras materias primas como la yuca y madera. Además del considerable desarrollo industrial y

CUADRO 4.11

PRODUCCION DE ETANOL A PARTIR DE DIFERENTES MATERIALES DE BIOMASA

Rendimientos	Unidad	Melazas	Caña de azúcar	Yuca	Maíz
Rendimiento de etanol/ tonelada de biomasa	litros/tonelada	270.0	70	180	370
Rendimiento de biomasa/ hectárea de tierra	toneladas/hectárea	N.S.	50	12	6
Rendimiento de etanol/ hectárea de tierra	litros/hectárea	N.S.	3 500	2 160	2 220
Plantas de tratamiento					
Margen económico de tamaño de planta	litros/día	60-240 000	120-240 000	60-120 000	120-240 000
Número de días de funcionamiento	días/año	180.0	180.0	275.0	275.0
Producción anual en una planta de 120 000 l/d	millones de litros/año	21.6	21.6	33.0	33.0
Costo	millones de galones/año toneladas/año	5.7 17 100.0	5.7 17 100.0	6.9 26 100.0	6.9 26 100.0
Costo instalado de una planta de 120 000 litros/ día en:					
Países de bajo costo	millones de dólares	6.8	7.6	9.1	9.1
Países de costo medio	millones de dólares	7.6	9.5	11.4	11.4
Países de alto costo	millones de dólares	11.4	14.3	17.2	17.2

N.S. = No significativo.

FUENTE: S. Kohli Harinder, "Producción de alcohol a partir de biomasa", Energéticos, N° 10, 1981.

obra de demostración necesarios para mejorar el rendimiento del proceso de producción, se necesita de esfuerzos de importancia en el sector agrícola para mejorar los rendimientos de los cultivos, desarrollar modalidades óptimas de rotación de éstos y convertir algunos cultivos de subsistencia hoy existentes (como los de yuca y tabasu) en cultivos energéticos comerciales.

ECONOMIA DE LA PRODUCCION.

La economía de la producción y uso del etanol de biomasa depende de varios factores complejos, de los cuales hay algunos difíciles de evaluar. En el cuadro 4.11 se hace una comparación aproximada de factores clave en la producción de etanol a partir de diferentes materiales de biomasa. Como es patente por el cuadro, la economía de la producción del etanol depende de diversos factores que varían de un país a otro y de un proyecto a otro. Entre ellos están ciertos elementos, tales como la falta de experiencia en la producción de etanol a escala comercial, la disponibilidad y costos relativos de los factores de producción, tales como la tierra y la mano de obra, y las ventajas relativas de producir etanol sobre la utilización de combustibles tradicionales como la gasolina o el etileno.

C. ALCOHOL METILICO.

CARACTERISTICAS.

El alcohol metílico se caracteriza por ser un líquido incoloro con olor a alcohol, que hierve a 64.6°C y cuya densidad es de 0.792 g/cm³ (20/4°C).

El alcohol metílico llamado también comúnmente "espíritu de madera", forma en estado puro un líquido claro como el agua; puede mezclarse en cualquier proporción con ésta y muchos otros líquidos. Por lo que se refiere a su olor, es casi idéntico al del alcohol etílico puro, de manera que ambos alcoholes en estado puro son muy difíciles de distinguir. Sin embargo, el alcohol metílico tiene propiedades tóxicas y las bebidas preparadas con él producen ceguera y a menudo la muerte. Esta acción tóxica es tanto más energética cuanto menos puro es el alcohol.

Las propiedades físicas del alcohol metílico están caracterizadas por las si---

guientes constantes: temperatura de inflamación 120°C, densidad 0.792 (20/4°C), temperatura de fusión -97.6°C, temperatura de ebullición 64.6°C, densidad del vapor 1.11 (aire:1), límite de explosibilidad 6-36% (vol. aire), índice de refracción 1.329 (20°C), presión de vapor 92 mm Hg (20°C).

El alcohol metílico es un alcohol primario y como tal sufre las reacciones típicas de estos compuestos. Las reacciones de los alcoholes pueden clasificarse en dos tipos: 1) las reacciones que se llevan a cabo mediante la ruptura del enlace O-H y 2) las reacciones en las cuales se rompe el enlace C-O.

Los compuestos derivados del alcohol metílico más importantes son sin duda alguna, los metóxidos (de sodio y de potasio), que se utilizan ampliamente como bases de síntesis orgánica, formaldehído, ac. acético, dimetil tereftalato, metacrilato de metilo y metilaminas entre otros.

USOS PRINCIPALES.

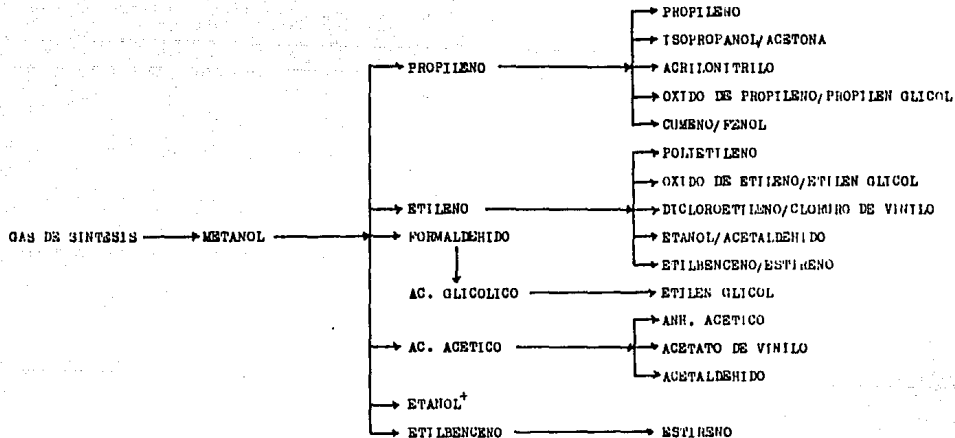
En años recientes, el metanol obtenido a partir del petróleo o del carbón mineral se ha convertido en una fuente potencial de materia prima para la síntesis de productos petroquímicos principalmente, ya que ha empezado a mostrar que puede llegar a ser un sustituto de la nafta, prácticamente en todas las aplicaciones de ésta. Para que el metanol pueda llegar a sustituir a la nafta es necesario que cumpla los siguientes requerimientos técnico-económicos:

- Debe ser fértil en la infraestructura física y de mercado ya desarrollada o fácilmente desarrollable.
- Debe ser un bien de consumo generalizado, capaz de ser obtenible en especializaciones y competitividad a partir de varias fuentes.
- Su tonelaje de producción debe ser adecuado a las demandas.
- Debe ser la base o alimentación para la producción de una variedad razonable de químicos finales.

El alcohol metílico cumple con los dos primeros requerimientos, el tercero sólo lo cumple parcialmente ya que su producción anual no se compara con la de la nafta y la del etileno. En el último requerimiento, el metanol ha empezado a demostrar a través de los desarrollos tecnológicos recientes, que puede ser uti-

FIG. 4.3

PRODUCTOS QUIMICOS A PARTIR DEL METANOL



+ VER FIG. 4.2

FUENTE: King, D.L., "Make oxygenated chemicals from methanol", H.P., Nov. 1982; Baker, E.G. and Brown, M.D., "Methanol and ammonia from biomass", Chem. Eng. Prog., Dec. 1984.

lizado como uno de los bienes de mayor servicio de la industria química; confirman lo anterior la química de C-1 y el nuevo desarrollo de Mobil Oil, estrechamente ligado con la gasolina M.

Se espera que para 1990 el uso del alcohol metílico se cuadruplica en los Estados Unidos de Norteamérica y se incremente en más del doble en el mundo. Si las nuevas tecnologías en desarrollo son fructíferas, el metanol tomará el papel que la nafta ha jugado en la industria química y energética mundial; esto es, el metanol será una alimentación para el etileno, la materia prima más importante de esta industria.

CUADRO 4.12

UTILIZACION COMERCIAL DE TECNOLOGIAS

<u>DERIVADOS DEL ALCOHOL METILICO</u>	<u>PAISES INDUSTRIALIZADOS</u>
Acido acético	desde 1982
Acetato de vinilo	~1987
Etilenglicol	~1987
Estireno	~1992
Etanol	~1995
Gasolinas	~1985
Aromáticos	~1995

FUENTE: Comisión Petroquímica Mexicana, 1984.

Gran parte del volumen del metanol producido es para la síntesis de formaldehído (más del 40%), el resto es repartido entre el dimetil tereftalato, metacrilato de metilo, ac. acético, metilaminas y una parte considerada es destinada al uso como solvente.

Por otro lado, el metanol es un combustible potencial para máquinas de combustión interna, debido a que produce menos residuos en la combustión y menos contaminantes que las gasolinas, ya que al arder sólo produce $CO_2 + H_2O$, su potencia calorífica es de 11 100 Kcal/Kg.

En la actualidad en Alemania se fabrican camiones y autobuses que funcionan a base de metanol. El motor consume alcohol en estado gaseoso. La energía nece-

sería para la transformación de metanol líquido a metanol gaseoso, se obtiene a través del propio calor del motor, energía térmica que en los motores de gasolina se desaprovecha y es transportada al exterior por medio del radiador y del tubo de escape. El rendimiento del metanol en estado gaseoso es mucho mayor -- que en estado líquido, a parte de que se aprovecha la mayor parte de la energía de este combustible.

El metanol al ser utilizado como combustible presenta las siguientes ventajas - sobre la gasolina:

- Es más eficiente.
- Menor riesgo a incendiarse.
- Alto octanaje (mayor a 120).
- Abate la contaminación ambiental.
- Incrementa significativamente la vida útil del motor.
- Da una mayor potencia al motor.
- Puede ser usado en máquinas pequeñas de baja expansión.

El alcohol metílico también puede ser utilizado en mezcla junto con la gasolina, y las ventajas que le confiere son las siguientes:

- Puede incrementar hasta un 5% el kilometraje recorrido por litro de combustible.
- Incrementa el número de octano de la gasolina arriba de 136.
- Reduce la temperatura de combustión y por lo tanto de la máquina.

A pesar de todas estas ventajas que presenta el metanol en relación con la gasolina como combustible, ya sea como sustituto o en mezcla, muestra dos desventajas considerables:

- El calor de combustión del metanol es solamente la mitad que el de la gasolina. por lo tanto en un motor diseñado para quemar gasolina como combustible, el metanol sólo entregará la mitad del calor que la gasolina entrega.

- Al utilizar metanol puro en automóviles de gasolina, se deben modificar las partes que estén en contacto con éste (como los plásticos de las juntas, mangueras, etc.), ya que tiene la desventaja de corroerlas y deformarlas.

MÉTODOS DE OBTENCIÓN DEL ALCOHOL METILICO.

Como ya se ha mencionado, el metanol se sintetiza a partir del gas de síntesis, y éste puede tener distintos orígenes, ya sea de una fuente convencional como son los hidrocarburos o de una fuente no convencional como el carbón o la biomasa; por lo tanto el costo de producción del metanol dependerá directamente del costo de producción del gas de síntesis según la fuente primaria de que se trate.

En nuestro país, el gas de síntesis se obtiene por la reformación del gas natural, y se requieren 1 170 m³ de monóxido de carbono y 2 350 m³ de hidrógeno para producir 1 tonelada de metanol, o bien 861 m³ de gas natural por tonelada de metanol.

CUADRO 4.13

COMPOSICIÓN TÍPICA DEL GAS NATURAL

	<u>% EN VOLUMEN</u>
Metano (CH ₄)	75.9
Bióxido de carbono (CO ₂)	7.3
Ac. sulfhídrico (H ₂ S)	8.9
Nitrógeno (N ₂)	Mínimo
Argón (Ar)	Mínimo
<u>HIROCARBUROS:</u>	
Etano (C ₂ H ₆)	3.3
Propano (C ₃ H ₈)	1.2
Butano (C ₄ H ₁₀)	0.8
Pentano (C ₅ H ₁₂)	0.5
Hexano (C ₆ H ₁₄)	2.1
	<u>100.0</u>

FUENTE: PEMEX, Perfil de productos: Azonisco,

1985.

El costo de producción del metanol se distribuye aproximadamente de la siguiente manera: gas natural 80%, energía eléctrica 10%, agua de enfriamiento 6%, agua tratada 1.5% y catalizadores 2.5%.

CUADRO 4.14

PRODUCCION DE METANOL

	<u>1970</u>	<u>1980</u>	<u>1983</u>	<u>1985</u>
(Toneladas)	19 458	173 561	205 585	192 210
(Miles de pesos)	53 660	626 729	2 590 583	5 675 922

FUENTE: Comisión Petroquímica Mexicana, 1986.

En años recientes se han otorgado patentes a diferentes empresas que permiten prever, a corto plazo, la comercialización de nuevos procesos para la producción, a partir de gas de síntesis, tanto de metanol como de otros productos petroquímicos de gran importancia industrial.

En particular, se ha enfocado un gran esfuerzo, tanto en investigación como en desarrollo en los últimos años, al aprovechamiento del carbón como materia prima alterna para la producción de petroquímicos a partir de metanol o directamente del gas de síntesis. Tal inquietud se muestra en la cantidad de procesos desarrollados por grandes firmas de prestigio internacional.

Entre los procesos más importantes para la producción de metanol como de otros productos químicos se enlistan en el cuadro 3.5.

Es también importante hacer notar la gran importancia que representa la biomasa para la síntesis de metanol, sin embargo esta fuente de energía primaria ha caído en el olvido, desarrollándose sólo marginalmente en algunos países.

CONCLUSIONES

- o La época de la posguerra marcó definitivamente la consolidación del petróleo como el energético de uso más difundido, sustituyendo al carbón con enormes ventajas, debido a su oferta abundante, barata y accesible, y principalmente por sus características como combustible relativamente limpio y por su gran versatilidad. Esta situación condujo a que tanto los países desarrollados - como los no desarrollados plantearan sus estrategias de desarrollo basadas - en el petróleo.
- o El dominio de los hidrocarburos como fuente de energía primaria promotora - del desarrollo industrial y económico del mundo, se vió fuertemente mermado por las alzas exorbitantes de los precios del crudo, obligando, principalmente, a aquellos países carentes de hidrocarburos a ahorrar y racionalizar su uso, así como a desarrollar nuevas fuentes de energía primaria alternas a -- los hidrocarburos.
- o En el proceso de sustitución de los hidrocarburos por fuentes no convencionales de energía se originaron dos matices, uno por parte de la demanda que se caracterizó por la implantación de programas de ahorro y sustitución de energéticos, así como el desarrollo de nuevas tecnologías poco intensivas en el uso de energía. El segundo matiz se originó por parte de la oferta, que diversificó su estructura oferente de energía hacia otras fuentes de energía - primaria como son: carbón, geotermia, hidroenergía y energía nuclear.
- o Básicamente los programas de ahorro, uso eficiente y sustitución de hidrocarburos, se implantaron exitosamente en los países industrializados, y se caracterizaron por una disminución del consumo de éstos en su dieta energética.
- o Las fuentes primarias no convencionales han sustituido a los hidrocarburos - principalmente en la producción de electricidad.
- o Las reservas mundiales probadas de petróleo y gas natural, suponiendo tanto los niveles de producción como los de consumo actuales constantes, tendrían

una duración aproximada de 34 y 58 años respectivamente, lo que hace imperante hacer un uso racionalizado de los hidrocarburos y desarrollar comercialmente otras fuentes de energía primaria.

o Es importante notar que las reservas probadas de carbón a nivel mundial representan, en poder calorífico, seis veces las del petróleo y la producción diaria es del 80% de la petrolera. Esta situación resulta bastante halagüeña para incrementar su participación en la dieta energética mundial, no sólo para sustituir a los hidrocarburos en el sector eléctrico, sino también en el sector transporte, por medio de sus derivados.

o A partir de los abruptos incrementos de los precios del crudo en la década anterior, la estructura del consumo mundial de energía primaria se modificó sustancialmente con respecto a 1973, año en el cual el consumo de crudo fue máximo; los cambios más relevantes de dicha estructura son: el petróleo disminuyó su participación de 48.0% a 38.8% en 1985, mientras que el carbón incrementó su participación de 28.0% a 30.3%, y por parte de los países miembros de la OCDE, la energía nuclear se incrementó de 1.1% a 7.5%.

o La perspectiva energética nacional a largo plazo (más de 40 años) presenta una gran oportunidad para el desarrollo de los recursos energéticos potenciales con que cuenta el país. A mediano plazo (de 20 a 40 años) sin embargo, la problemática energética es delicada debido a los siguientes factores:

- Las necesidades actuales en materia energética, son cubiertas en más de un 90% por los hidrocarburos.

- Las reservas probadas de hidrocarburos se agotarán en un lapso promedio de 40 años. De no desarrollarse tecnologías a nivel comercial capaces de explotar otras fuentes de energía primaria, se corre el riesgo de caer en una dependencia energética externa.

- Existen requerimientos energéticos no cubiertos, principalmente en los sectores rural y agrónomo, los cuales se reflejan en el estatismo y disminución del nivel de vida de la población.

- o El consumo creciente de energía secundaria hace imperante diversificar la oferta de energía, a fin de mantener una estructura energética más sólida.
- o La flexibilidad del Balance Energético Nacional es nula, ya que está sustentado básicamente en los hidrocarburos.
- o La participación de la biomasa en el Balance Energético Nacional (que se presenta en forma de bagazo de caña y de leña) es casi insignificante, y sólo es consumida directamente en forma de energía primaria, es decir, se quema directamente sin transformarla a energía secundaria. En el caso de la leña, que es consumida principalmente en zonas rurales, el calor que se desprende al quemarla tiene factores de aprovechamiento bastante bajos, debido a que su combustión se lleva a cabo a la interperie.
- o El sector transporte consume alrededor del 35% del consumo total final de energía, lo cual quiere decir que gran parte de la energía transformada es consumida principalmente por motores de combustión interna. Esta energía se deriva directamente de la refinación del petróleo.
- o La biomasa como fuente alterna de energía primaria, a diferencia de las fuentes convencionales de energía primaria, es renovable.
- o La energía almacenada en la biomasa y en el carbón, puede ser liberada por procesos de conversión, produciéndose varias formas de energía secundaria que es factible utilizar para sustituir y/o reducir el consumo de energéticos convencionales y no renovables.
- o Entre la biomasa disponible, que el hombre le ha dado poca importancia, se encuentra el eucalipto y el pasto, cuyo cultivo es posible en tierras de baja calidad para producir grandes cantidades de biomasa por hectárea, a saber, el rendimiento del eucalipto es de 54 ton/Ha, cuya energía acumulada es de 207 millones de Kcal, y el rendimiento del pasto es de 36 ton/Ha con una energía acumulada de 138 millones de Kcal. Desde el punto de vista energético surge entonces una alternativa de sumo interés, que permitiría crear zonas de reproducción y reservas energéticas.

- o La caña de azúcar presenta otra gran alternativa energética, ya que su rendimiento por hectárea es de 30 a 112 ton con una energía acumulada de 115 a 430 millones de Kcal, sin embargo este enfoque podría entrar en conflicto con la disponibilidad de tierra para la producción de alimentos, ya que se requiere de buena calidad de tierra en ambos casos.
- o La utilización última y más importante, tanto de la biomasa como del carbón, es su transformación hacia productos energéticos que puedan competir técnica y comercialmente con los hidrocarburos, principalmente en el sector transporte. Entre los productos energéticos de mayor importancia se encuentran el metanol y el etanol, cuyas características físicas y químicas permitirían sustituir parcial o totalmente a las gasolinas.
- o En forma general, las tecnologías para el tratamiento del carbón y la consecuente obtención del gas de síntesis ($CO + H_2$) están bastante desarrolladas y además disponibles.
- o El biogas en el mediano plazo, presentará un papel importante en el suministro de energía secundaria no convencional, principalmente en el sector rural, pues a medida que los combustibles convencionales tiendan a agotarse (aunada a la falta de infraestructura adecuada para su distribución) su oferta tenderá a disminuir y su precio a incrementarse.
- o Es imperante que dentro de las políticas futuras de planeación energética se incluyan los desarrollos tecnológicos referentes a la obtención de combustibles no convencionales a partir de la biomasa y del carbón.

BIBLIOGRAFIA

ARTICULOS

- 1.- Grove, H.D., "Lowest cost acetic via methanol", H.P., Nov. 1972.
- 2.- Wicksen, Edward J. & Dengler, Herbert P., "Higher alcohols grow in '70s"
H.P., Nov. 1972.
- 3.- Frohning, G.D. & Cornils, B., "Chemical feedstocks from coal", H.P., Nov.
1974.
- 4.- Salas, O. Guillermo P., "Carbón, energía nuclear y geotermia", IMI, Nov.
1974.
- 5.- Stork, Karl, et al, "More petrochemicals from crude", H.P., Nov. 1974.
- 6.- Comisión de Energéticos, El carbón mineral, 1975.
- 7.- Büssemeier, B., et al, "Lower olefins via Fischer-Tropsch", H.P., Nov. --
1976.
- 8.- Feldmann, H. F., et al, "Syngas process converts waste to SNG", H.P., --
Nov. 1976.
- 9.- Franzen, J. E. & Goelke, E. F., "Gasify coal for petrochemicals", H.P., --
Nov. 1976.
- 10.- Hess, Martin, "Ammonia: coal "s. gas", H.P., Nov. 1976.
- 11.- Meynell, P. J., Methane, planing a digester, G. B., 1976.
- 12.- O'Hara, J. B., "State-of-the-art: coal liquefaction", H.P., Nov. 1976.
- 13.- Reber, S.A., et al, "Liquefy coal to petrochemical feed", H.P., Nov. 1976.
- 14.- Saunby, J. B. & Kiff, B. W., "Liquid-phase oxidation... hydrocarbons to -
petrochemical", H.P., Nov. 1976.
- 15.- Sharpe, R.A., "Gasify coal for syn gas", H.P., Nov. 1976.
- 16.- Sherwin, M. B. & Frank M. E., "Make methanol by three phase reaction", H.P.
Nov. 1976.
- 17.- Winter, O. & Eng, Meng-Teck, "Make ethylene from ethanol", H.P., Nov. 1976.
- 18.- Brown, F., "Make ammonia from coal", H.P., Nov. 1977.
- 19.- Givens, E. N., et al, "Hydroprocess solvent refined coal", H.P., Nov. 1978.
- 20.- O'Hara, J. B., et al, "Feedstocks from coal: how? what?", H.P., Nov. 1978.
- 21.- Robinson, L., "Coal minerals affect sulfur in processing", H.P., Nov. 1978.

- 22.- Santander, V. F., Obtención de biogas a partir de desechos orgánicos, incluido dentro del proyecto: "Sistemas Energéticos Integrados en Comunidades rurales", Tesis Profesional, ESIQIE, IPN, México 1978.
- 23.- Viniegra Ya Felis, Boletín IIE, 1978.
- 24.- Gomez, J. J. & Viniegra G.G., "The use of anaerobically digested cattle slurry as a fertilizer for vegetables", Tropical Animal Production, N° 4 1979.
- 25.- IIE, Estudios, adaptación y pruebas de equipo para la utilización de biogas, México, 1979.
- 26.- Cornils, B. & Mullen, A., "2-EH: What you should know", H.P., Nov. 1980.
- 27.- Dalla Betta, R. A. & Ushiba, K. K., "Incentive for sulfur-tolerant methanol catalyst", H.P., Nov. 1980.
- 28.- Harris, G. A., et al, "Make petrochemical feedstocks with coal liquefaction", H.P., May 1980.
- 29.- Rao, V. U. S. & Gormley, R. J., "Make olefins from syn gas", H.P., Nov. 1980.
- 30.- s/a, "El potencial de la biomasa", Energéticos, N° 3, Mar. 1980.
- 31.- Shapiro, J. L., "Análisis económico de tecnologías energéticas avanzadas" Energéticos, N° 7, Jul. 1980.
- 32.- Salas, G. Guillermo P., "El Programa Nacional del Carbón de México" IMIQ, Oct. 1980.
- 33.- Wojciechowski, B. W., "Possibilities for coal liquefaction", H.P., May. 1980.
- 34.- Calzada, J. F., et al, "Biogas from coffee pulp", Biotechnology Letters, Vol. 3, 1981.
- 35.- CFS, "Primera termoeléctrica en México", Energéticos, Dic. 1981.
- 36.- Energy Dóctate, La bancarrota energética Latinoamericana ¿habrá una salida?, Ens. 1981.
- 37.- Energy Dóctate, El financiamiento energético en la encrucijada, May. 1981.
- 38.- ICIDCA, El potencial energético de la caña de azúcar, La Habana, Mar. 1981.
- 39.- Kohli, Harinder S. "Producción de alcohol a partir de biomasa", Energéticos, N° 10, Oct. 1981.

- 40.- Nane, R. G., "Which route to coal liquefaction", F.P., Nov. 1981.
- 41.- Simbeck, D. R., et al, "Coal liquefaction: direct vs. indirect", Oil and Gas Journal, May 4, 1981.
- 42.- Energy Détente, Geopolítica de los crudos v bitúmenes, Mar. 1982.
- 43.- Gallagher, J. M., "Coal: global energy option for the 1980s", H.P., Mar. 1982.
- 44.- Inui, T., et al, "Olefins from methanol by modified zeolites", H.P., Nov. 1982.
- 45.- King, D. L., et al, "Make oxygenated chemicals from methanol", H.P., Nov. 1982.
- 46.-Konkoi, W., et al, "Autothermal coal gasification", H.P., Mar. 1982.
- 47.- Mahin, J. B., "Biomass fuels for vehicles", Bioenergy Systems, AID, Sep. 1982.
- 48.- Nye, Joseph S., "Energía y seguridad en los 80", World Politics, Oct. - 1982.
- 49.- Staegle, H., "Entrained-bed gasification", H.P., Mar. 1982.
- 50.- Tottrup, P. B., et al, "Higher hydrocarbon reforming", H.P., Mar. 1982.
- 51.- Energy Détente, Riquezas mundiales de crudos pesados v betún, Jun. 1983.
- 52.- Energy Détente, Actualización 1983: Financiamiento energético para Latinoamérica, Jul. 1983.
- 53.- Energy Détente, Carbón: la promesa demorada, Ago. 1983.
- 54.- Energy Détente, Economistas de energía se unen, Ago. 1983.
- 54.- Energy Détente, Estudio de América Central, Sep. 1983.
- 55.- Energy Détente, Los crudos pesados entran de golpe, Oct. 1983.
- 56.- Energy Détente, Geopolítica del gas natural, Nov. 1983.
- 57.- Energy Détente, La competitividad del crudo mexicano, Dic. 1983.
- 58.- Kieschnick, William F., "The chemistry of energy in the 80s", CBF, Feb. - 1983.
- 59.- Hatch, F., et al, "From hydrocarbons to petrochemicals: petroleum gases", Gulf Publishing Co., 1983.
- 60.- Luzzi, "Methanol (Lurgi low pressure process)", H.P., Nov. 1983.
- 61.- Netschert, Bruce, "Methanol-young No. 1 competitor in 1990?", Butane-propene News, Jul. 1983.

- 62.- Seimbernd, Mario, "Europe's chemical industry: a status report", H.P. -- Aug. 1983.
- 63.- Shahabi, Sohrab & Abtahi, Ebrahim, "Future energy needs of third world -- countries", OPEC Bulletin, Sep. 1983.
- 64.- Standiford, P.C., et al, "Energy conservation in alcohol production", CEP, Jan. 1983.
- 65.- Van Der Fluïjm, Theodore, "¿Energía vs. alimentos?. El Programa de etanol en Brasil", Comercio Exterior, vol. 33, Nº 5, México, May. 1983.
- 66.- Vervalin, Charles H., "Methanol: what role in energy future", H.P., Nov. 1983.
- 67.- Anthony, R. G. & Thomas, P. E., "Make isobutylene from methanol", H.P., Nov. 1984.
- 68.- Beker, E. G., et al, "Methanol and ammonia from biomass", CEP, Dec. 1984.
- 69.- Casa, G. A. y Herrera, N. R., "Situación y perspectivas petroleras mundiales", Comercio Exterior, vol. 34, Nº 2, México, Feb. 1984.
- 70.- Courty, P., et al, "C₁-C₆ alcohols from syngas", H.P., Nov. 1984.
- 71.- Croll, D., "Supply and demand to year 2000", Petroleum Economist, Nov. 1984.
- 72.- Energy Détente, El combustible de alcohol: chispa de la fricción Norteamericana, Jun. 1984.
- 73.- Guentcheva, D. & Vira, J., "Economics of nuclear vs. coal", Energy policy, Dec. 1984.
- 74.- Pazer, L., "Economic Scene", Coal Age, Dec. 1984.
- 75.- Posner, H., "Problemas referentes a las politicas en materia de energia", Comercio Exterior, vol. 34, Nº 2, México, Feb. 1984.
- 76.- s/a, "Fuels expected to use more alcohols", Chemical Engineering, Feb. - 1984.
- 77.- s/a, "1985 HPI market forecast", H.P., Nov. 1984.
- 78.- Shah, R. B., et al, "Production of chemical feedstocks from biomass", CPE, Jan. 1984.
- 79.- CAPA, "Bagaso de caña, una fuente de energía y alimento", Revista de Alcohol, Mar.-Abr. 1985.
- 80.- Crouse, P. C., "The industry in 1985: oil prices are the concern", World Oil, Feb. 1985.

- 81.- Energy Détente, Prospects for exploitation of non-conventional oil, May, 1985.
- 82.- Energy Détente, Mexico: point-man for heavy crude, Jul. 1985.
- 83.- Othmer, D. F., "About methanol...", Oil and Gas Journal, Mar. 1985.
- 84.- Othmer, D. F., "Methanol: fuel for automobiles". CBE, Oct. 1985.
- 85.- s/a, "Brazil's alcohol fuel programme could slip on falling world oil prices", CFEC Bulletin, Sep. 1986.

LIBROS, REVISTAS, INFORMES Y ESTADÍSTICAS.

- 86.- CFE, Estado actual de la evaluación del potencial hidroeléctrico nacional, México 1978.
- 87.- OLADE, Biogas, Quito, 1978.
- 88.- Barros de Castro, Antonio y Mazalhas G., Federico, La crisis energética: una perspectiva desde el Brasil. Cuadernos Sobre Prospectiva Energética - Nº 10, El Colegio de México, 1980.
- 89.- Grenen, Michal, Perspectivas sobre nuevas fuentes de energía, Cuadernos - Sobre Prospectiva Energética Nº 6, El Colegio de México, 1980.
- 90.- Hafele, W. y Di Primo, J. C., Estrategias energéticas a mediano y largo - plazo, Cuadernos Sobre Prospectiva Energética Nº 11, El Colegio de México, 1980.
- 91.- Guzmán, M. Oscar, Energía y sector agrícola de subsistencia, Cuadernos Sobre Prospectiva Energética Nº 21, El Colegio de México, 1981.
- 92.- PUE, Uso eficiente y conservación de la energía I, Programa Universitario de Energía, UNAM, México, 1982.
- 93.- PUE, Hidrocarburos y socio-economía. (Aspectos críticos y soluciones?), - Programa Universitario de Energía, UNAM, México, 1983.
- 94.- Facultad de Química, Energéticos. Cuadernos de Posgrado Nº 6, F.Q., UNAM, México, 1983.
- 95.- Facultad de Química, Perfiles químico-tecnológicos, Cuadernos de Posgrado, Nº 8, F.Q., UNAM, México, 1983.
- 96.- Styrikovich, M.A. y Sinyak, V. J., Posibilidades y limitaciones en la utilización de las fuentes de energía renovables, Cuadernos Sobre Prospectiva Energética Nº 42, El Colegio de México, 1983.

- 97.- Comercio Exterior, vol. 34, N° 5, México, May. 1984.
- 98.- Comisión Petroquímica Mexicana, Evolución y tendencia del mercado mundial de la industria petroquímica, C.P.M., 1984.
- 99.- Comisión Petroquímica Mexicana, Petroquímica 1984, C.P.M., 1984.
- 100.- Evans, W. M., Aspectos socio-económicos de la carencia de combustibles domésticos, Cuadernos Sobre Prospectiva Energética N° 55, El Colegio de México, 1984.
- 101.- Ghirardi, A., Tendencias en el uso de energía en Brasil, ¿está a la vista la autosuficiencia?, Cuadernos Sobre Prospectiva Energética N° 63. -- 1985.
- 102.- Poder Ejecutivo Nacional, Programa Nacional de Energéticos 1984-1988, -- México, 1982.
- 103.- PEMEX, Amonico, Perfil de Producto. México, 1985.
- 104.- PEMEX, Memoria de Labores 1985, México, 1985.
- 105.- PUE, ¿Energía, motor o cuello de botella del desarrollo?, Programa Universitario de Energía, UNAM, 1985.
- 106.- B.P., Statistical Review of World Energy, Jun. 1979 y 1986.
- 107.- Comisión Petroquímica Mexicana, Petroquímica 86, C.P.M. 1986.
- 108.- OEIA, Boletín, vol. 28, N° 1, 1986.
- 109.- ONU, World Energy Supplies, 1986.
- 110.- SEMIP, Balance Nacional de Energía 1985, México, 1986.