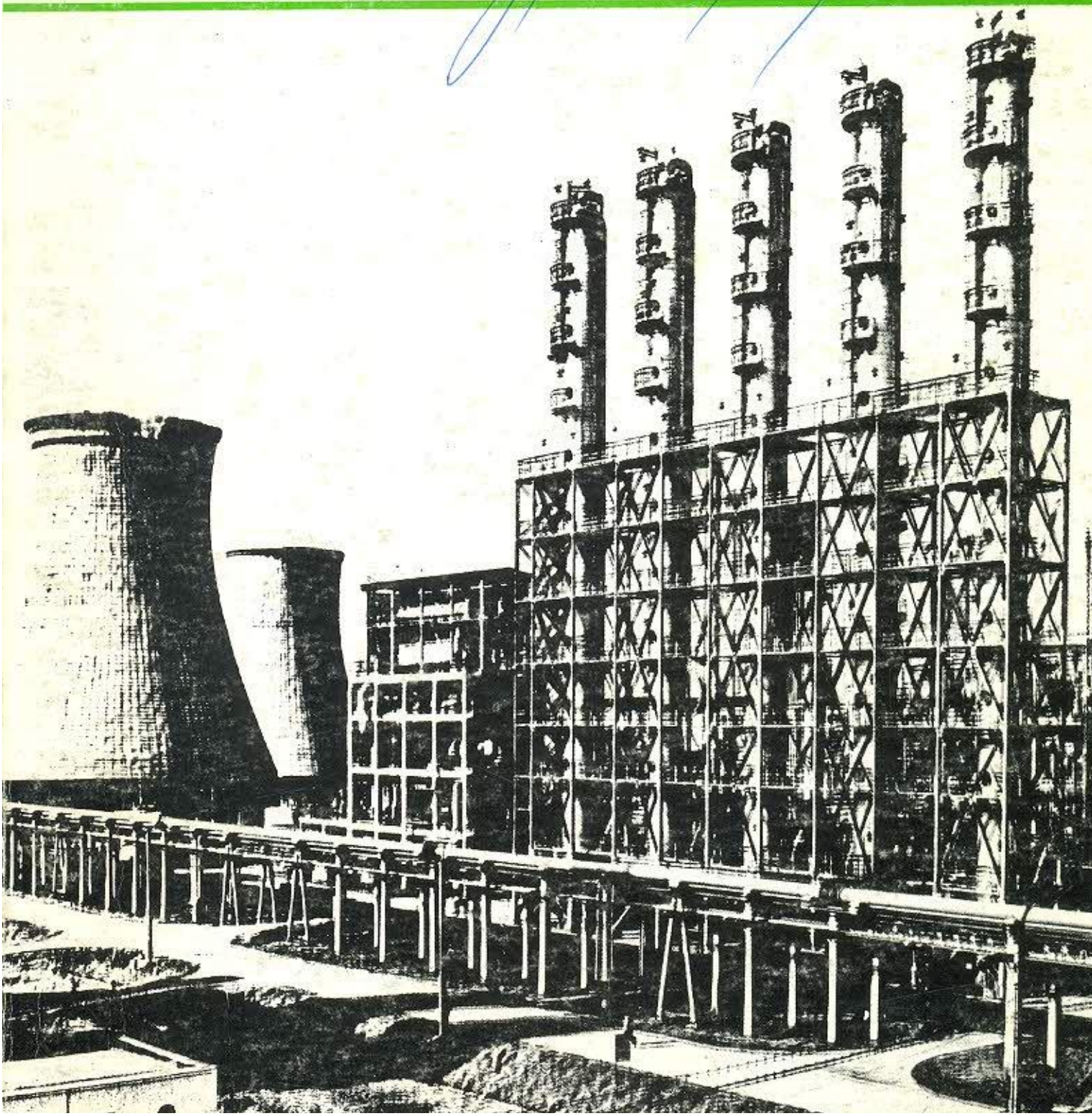
olade

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

SECRETARIA PERMANENTE

BOLETIN ENERGETICO No. 8 JULIO / SEPTIEMBRE 1978



Organización Latinoamericana de Energía

BOLETIN
ENERGETICO No. 8
JULIO/SEPTIEMBRE 1978
ORGANO DE DIVULGACION
TECNICA

SECRETARIA PERMANENTE

Carlos Miranda Pacheco

Secretario Ejecutivo

DEPARTAMENTO DE INFORMACION
Y ESTADISTICA

Manuel Mejía Calderón

Técnico de Información

Maruja Bañados Contador

Asistente de Información

CONTENIDO

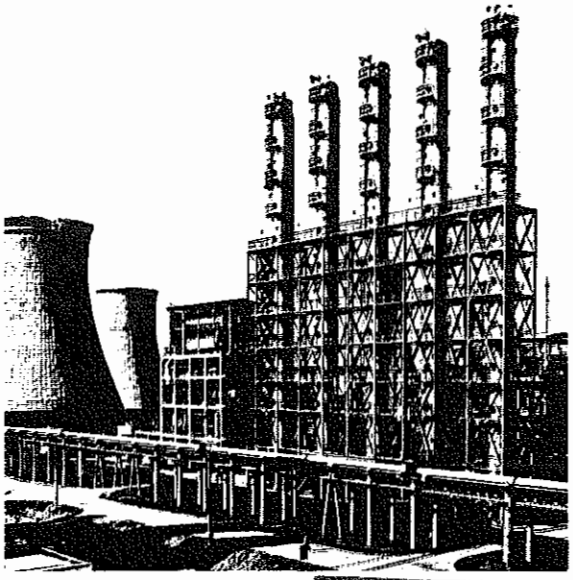


Foto - portadas: Gentileza de la Embajada de Rumania en el Ecuador.

OLADE
CENTRO DE DOCUMENTACION

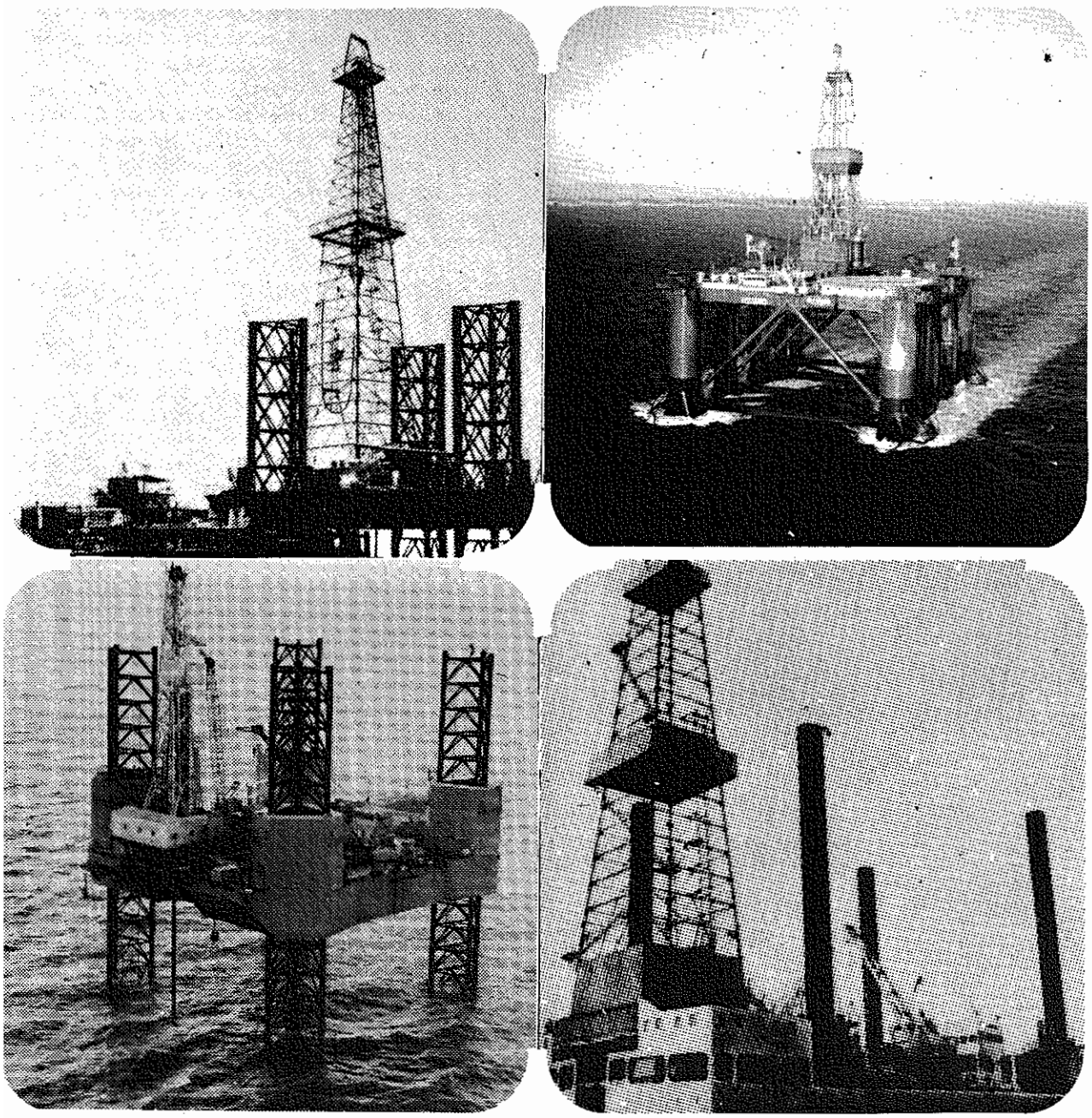
La Industria Mundial de la Refinación en 1977 3
ilus, tbls
ECUADOR: Política Petrolera 17
ilus, tbls, maps, diagrs
El Petróleo y los Problemas Energéticos de América Latina 41
ilus.
ECUADOR: La Industria de la Refinación del Petróleo 47
ilus, diagrs, tbls
AMERICA LATINA: Diagnóstico de la Preservación del Medio Ambiente y sus Implicaciones por el Uso de la Energía 55
ilus, maps
DOCUMENTOS 61
Venezuela Ministerio de Minería y Hidrocarburos

Los artículos firmados son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no expresan, necesariamente, la posición oficial de la Secretaría Permanente.

N. de la R.— Las colaboraciones debe dirigirse al Departamento de Información y Estadística de la OLADE:

CASILLA 119 — A
QUITO — ECUADOR

La Industria Mundial de la Refinación en 1977



División General de Petróleo

SECRETARIA DEL PATRIMONIO
Y FOMENTO INDUSTRIAL

S E P A F I N

THE WORLD REFINING INDUSTRY IN 1977

This article, elaborated by the Petroleum General Direction of the Patrimony and Industrial Fomentation Secretariat of Mexico, gives a complete panorama of the world situation in connection to the refining industry.

The principal refining countries of the world are shown graphically, as well as the present average consumption of finished lubricants of the Organization of Arabian Oil Exporting Countries (OAOEC), the present and estimated production capacities of the basic petroleums within the Arabian States, the consumption of refined products in some countries of the Organization for the Economic Cooperation and Development (OECD), clue selling prices within Europe and benefit margins per barrel of refined light crude from Saudi Arabia in American dollars and destination of the refined products of the Netherland Antilles.

Within this new policy, the Minister states the project of a law, recently approved, by means of which it is stipulated the formation of the Energy Superior Council as a coordinating organism that will formulate a planned national energy policy; and the creation of the Energy National Institute that will elaborate, as a technical organism and of scientific research, the master energy plan, among other functions.

I.

LA INDUSTRIA MUNDIAL DE LA REFINACION EN 1977

Durante 1977 y, en especial en el curso del último semestre, la situación mundial de la industria de refinación manifestó serias divergencias. En efecto, mientras en la mayoría de los países en vías de desarrollo -entre ellos, los miembros de la OPEP, México y Brasil- se registró una actividad creciente, orientada a la construcción de nuevas instalaciones o a la ampliación de las ya existentes; en las naciones industrializadas —particularmente en Europa— se observó el fenómemo contrario. De hecho, el problema de los países desarrollados se cifró no sólo en impedir el crecimiento de la capacidad refinadora en sus propios territorios, sino también, en limitar las aspiraciones que en esta materia tienen los países petroleros de Africa y Medio Oriente.

Esta marcada diferencia entre una y otra actitud está, al parecer, en relación directa con las respectivas capacidades de refinación, con el mercado actual de los productos refinados y con la situación económica por la que atraviesa cada país o región. Así, las naciones productoras de petróleo han quedado enfrentadas a la siguiente alternativa: o siguen vendiendo su crudo omitiendo cualquier proceso extra que le añada valor y se mantienen como simples exportadores de materias primas en bruto, o bien, proceden a transformar su crudo por medio de la refinación y de la petroquímica, con lo cual su papel en el mercado internacional evolucionaría para situarlos como países medianamente industrializados, exportadores de productos manufacturados y obviamente de mayor valor, sin perjuicio de obtener, además, los beneficios resultantes del desarrollo en términos de ocupación, preparación técnica, expansión del mercado interno, etcétera.

Por su parte, las naciones industrializadas del área no socialista resienten un exceso de capacidad instalada de refinación, circunstancia que las amenaza con fuertes pérdidas económicas y las plantea frente a la necesidad de bajar los precios de estos productos, para así paliar los efectos de una oferta excedentaria. En realidad, el problema que desde el año pasado comenzaran a enfrentar estos países ya no es el de abastecerse de petróleo crudo, puesto que, como se analizará en el Cuaderno Monográfico No. 31 de esta Dirección 1/ el mercado mundial registró amplios excedentes en 1977; por el contrario, en el curso del último año se fue gestando un nuevo fenómeno, que se traduce actualmente en la pregunta: ¿ qué hacer con tanto petróleo refinado? El problema se manifiesta, pues, en el área del mercado, no de la producción.

1/ Dirección General de Petróleo de SEPAFIN, Cuaderno Monográfico No. 31: "Panorama mundial de los hidrocarburos en 1977", México, enero de 1978.
2/ Ibidem.

Organización Latinoamericana de Energía

Hay que señalar, por lo demás, que aun cuando el año pasado los precios del crudo se mantuvieron estables e incluso bajaron 2/, ello no fue suficiente para resolver los agudos problemas económicos que se suscitaron en las refinerías de Europa y el Caribe, imposibilitadas para utilizar plena o, por lo menos, satisfactoriamente sus capacidades instaladas.

Es probable que este exceso de capacidad obedezca a la falta de planeación del mercado y a una desmesurada tecnificación, que busca la relación más eficaz costos-volumen (cosa que se logró mediante el gran tamaño de las refinerías, con lo cual han podido abatirse los costos). No obstante, hay que considerar además otras causas, ajenas a las compañías refinadoras, como el débil crecimiento de la economía mundial y el consecuente decaimiento de la demanda de refinados en el mundo. Por último, también es necesario reconocer la intensa competencia que se desatará entre estas empresas, que las indujo a crecer más allá de lo que el mercado y sus propias posibilidades les permitían.

CUADRO No. 1
PRINCIPALES PAISES REFINADORES DEL MUNDO
(barriles diarios)

		Capacidad de refinación al 1o. de enero, 1977	Capacidad de refinación al 1o. de enero, 1978	Cambio porcentual
1.	Estados Unidos	15,930,000	16,760,000	5.2
2.	URSS	9,100,000	9,979,000	9.6
3.	Japón	5,552,480	5,461,655	- 1.7
4.	Italia-Sicilia	4,259,050	4,226,150	- 0.8
5.	Francia	3,517,100	3.455,643	-1.8
6.	Alemania occidental	3,075,498	3,081,410	0.2
7.	Reino Unido	3,014,250	2,911,008	- 3.5
8.	Canadá	2,100,000	2,165,000	3.1
9.	Países Bajos	2,030,700	1,868,695	- 8.0
10.	Venezuela	1,446,300	1,445,500	- 0.1
11.	China	1,398,000	1,461,000	4.5
12.	México	935,000	1,383,500	47.9
13.	Brasil	1,117,600	1,161,000	3.8
14.	Bélgica	1,095,300	1,067,264	- 2.6
15.	Singapur	917,650	917,715	
16.	Irán	780,500	910,500	16.6
17.	Antillas Holandesas	810,000	842,000	3.9
18.	Islas Vírgenes	728,000	782,000	7.4
19.	Kuwait	684,800	712,000	3.9
20.	Australia	706,100	708,505	0.3

Fuente: Oil and Gas Journal, 27 de diciembre de 1976 y Oil and Gas Journal, 26 de diciembre de 1977.
Dirección General de Petróleo, SEPAFIN.

Dentro de este contexto, la zona industrializada que ha experimentado mayores trastornos ha sido, hasta ahora, Europa occidental. En consecuencia, sin dejar de lado el resto de la industria refinadora mundial, se destacará prioritariamente la situación europea y sus repercusiones en el ámbito internacional.

ESTADOS UNIDOS

En el marco de la industria refinadora norteamericana se detecta una insuficiencia en cuanto a capacidad, cuestión que ha inducido a los expertos del gobierno a formular una serie de previsiones destinadas a disminuir sus consecuencias.

De acuerdo con las proyecciones que se han venido realizando, es probable que en 1979 la demanda de gasolina supere a la oferta, aun cuando aumentaran las importaciones. Al año siguiente, en 1980, se piensa que la capacidad de proceso de gas natural y crudo podría llegar a su punto de tope en el país, de tal manera que no quedaría potencial de reserva con el cual cubrir un posterior aumento de la demanda de refinados. Esta tendencia podría traducirse en un fortalecimiento de los precios de la gasolina y el gas oil, en los mercados del Caribe y de Europa.

Si Washington no hace más flexible su plan de eliminar el plomo en la gasolina y, simultáneamente. prohíbe el uso de aditivo MMT, sustituto de ese elemento, la compañía Exxon advierte que podría haber una insuficiencia de 300,000 a 500,000 barriles diarios del combustible el próximo año. Esta advertencia debe ser tomada, empero, con ciertas reservas, ya que la misma compañía previene que, incluso si Washington reorientara sus políticas, no quedaría un excedente superior al 3o/o en la capacidad de refinación en 1979 (en la actualidad, éste es de 5o/o). Sin embargo también un organismo oficial, la FEA (Federal Energy Administration), ha previsto para el próximo año un faltante de 300,000 barriles/día si se mantienen los planes gubernamentales, considerando incluso los 300,000 barriles diarios obtenidos mediante importaciones.

Por su parte, la capacidad de refinación de gas oil se estima que será suficiente para 1980, aunque no puede asegurarse que posteriormente siga siéndolo. La demanda final en los diferentes sectores consumidores revela que crecerá hasta aproximarse a los 500,000 barriles/día entre 1980 y 1985. De acuerdo con los cálculos de la Exxon, la demanda alcanzó a 3.24 millones de barriles diarios en 1977, ascenderá a 3.85 millones en 1980 y llegará a 4.32 millones en 1985.

En este sentido, resulta paradojal el que las limitaciones impuestas por el gobierno norteamericano hayan contribuido a que la industria refinadora cancelara o difiriera 7 millones de barriles diarios, de los 10 que originalmente se habían planeado. Entre otras razones, Washington estableció estos impedimentos atendiendo a las consecuencias de orden ecológico, que tanto preocupan a las diversas organizaciones ambientalistas del país.

A pesar de los hechos anteriores, el problema inmediato no es la capacidad de refinación, sino más bien la adaptación de dicha capacidad a las nuevas condiciones del mercado y, dentro de éste, los precios de los productos refinados. La situación se comprende mejor si se toma en cuenta que de los US$30,000 millones que probablemente se invertirán en refinación hasta 1985, el 75o/o se destinará a modificar las plantas existentes, para que puedan utilizar los crudos con mayor contenido de azufre que actualmente priman en la oferta mundial.3/ Por lo demás, las compañías estiman que las reglamentaciones vigentes en cuanto a los precios de los refinados determinan que las modificaciones resulten antieconómicas, toda vez que mantienen el margen de precios de 1973. En estas circunstancias a las empresas no les interesa inver-

3/ Véase Cuaderno Monográfico No. 31 de esta Dirección, op. cit.

Organización Latinoamericana de Energía

tir, de modo que exigen que los futuros ahorros que se originen en el uso de petróleo barato (por su alto contenido de azufre), sean ahora financiados por los consumidores, sobre quienes deberá gravitar el peso de las inversiones requeridas. Al mismo tiempo, propugnan por que el costo de inversión necesario para poder utilizar dichos tipos de crudo, sea añadido al precio de los productos con base en un periodo largo de amortización. Considerando que el costo de la construcción se ha elevado a más del doble desde 1973, el margen de beneficio, que era entonces del 6o/o, significa en la actualidad no más del 3o/o.

Por último, debe señalarse que la capacidad de refinación ha crecido de 13.9 millones de barriles diarios en 1973 a 16.7 millones en 1977. Sin embargo, la capacidad de las sofisticadas unidades para producir gasolina sólo se ha incrementado en 360,000 barriles/día y asciende actualmente a 7.3 millones de barriles diarios. El 1o. de enero de 1977 había en construcción instalaciones que no superaban en capacidad los 590,000 barriles por día para procesar crudo y 88,000 barriles/día para gasolina.

OPEP

La noticia de que Abu Dhabi suscribió en octubre pasado un contrato por US$500 millones, con la empresa itialiana ENI, para implementar una refinería de 6 millones de toneladas/año, en Ruweis, causó sorpresa entre los miembros de la OPEP del área del Golfo Pérsico, que están convencidos de las malas perspectivas del mercado de exportación de refinados, debido al lento desarrollo de la economía en la mayoría de las naciones industrializadas. En realidad, desde el momento en que los países consumidores comenzaron a reportar que su capacidad operacional de refinación funcionaba con 33o/o menos que su capacidad total, el panorama del mercado de estos productos se volvió poco auspicioso, sobre todo porque la situación tendió a empeorar.

Es por esta razón que, dentro de la CEE, la Comisión de Bruselas se opone actualmente a la importación de derivados del petróleo provenientes de la OPEP. Sin embargo, en la última sesión del Diálogo Arabe-Europeo, celebrado en Bruselas los días 25, 26 y 27 de octubre de 1977, los árabes insistieron en una mayor participación en el mercado de refinados de la CEE, cuyos nueve miembros se negaron a cualquier trato en esta materia. En síntesis, las negociaciones árabe-europeas están atoradas en un callejón sin salida, similar al que obstruye la situación de la propia industria refinadora de Europa occidental.

No obstante lo anterior, también Katar anunció a fines del año pasado sus intenciones de instalar una gran refinería destinada a la exportación, cuyo costo calcula en US$380 millones. La capacidad de esta planta sería de 150,000 barriles diarios y estaría terminada en 1979. Los consultores del proyecto son Pullman Kellog de EU.

Tampoco Irán se ha atemorizado ante las malas perspectivas; por el contrario, está planeando ampliar sus actuales refinerías, sin perjuicio de estudiar nuevos proyectos. Al efecto, los industriales alemanes del ramo han manifestado bastante interés, pero deberán obtener la aprobación de la CEE para poder importar los productos refinados que eventualmente se obtengan.

Por su parte, Libia suspendió sus proyectos de incrementar su capacidad de refinación hasta 1 millón de barriles/día en 1978, atendiendo a las condiciones actuales del mercado internacional, las que parecen no haber amedrentado a Egipto y Marruecos. Ambos países árabes –que no son miembros de la OPEP– se aprontan para construir nuevas instalaciones: el primero planea una refinería de 250,000 barriles diarios en la terminal del oleoducto Suez-Mediterráneo, en tanto que el segundo pretende situar en Jorf Lasfar una planta para 80,000 barriles/día.

En su conjunto la capacidad árabe de refinación no significa sino un 3o/o del total mundial, mientras que la europea constituye el 35o/o de este total. A fines de 1976, los países árabes completaban una capacidad de 2.3 millones de barriles/día, volumen que, frente a los 62 millones de barriles diarios del total del mundo, representaba el 3.7o/o. A su vez, para los países árabes de la OPAEP, su capacidad de refinación constituía el 12. 6o/o de su producción de crudo, que en ese año era de 18.3 millones de barriles por día.

ACTUALES PROMEDIOS DE CONSUMO DE LUBRICANTES TERMINADOS EN EL MUNDO ARABE EN 1975
(miles de toneladas/año)

País	1970	1975 - 1976
Arabia Saudita	10.6 o/o	8.6 o/o
Kuwait	17.7	31.4
Irak	5.3	7.5
Libia	0.3	5.0
Katar	0.2	1.3
Argelia	4.5	11.2
Emiratos Arabes Unidos	0	0.9
Irán	21.0	14.7
Nigeria	2.5	2.6
Venezuela	35.7	30.6

Fuente: Petroleum and Economic Digest, 1o. de noviembre de 1977.

De esta tabla se deduce claramente que países como Arabia Saudita e Irán, los dos mayores productores de la OPEP, han experimentado una disminución de su porcentaje refinación-producción de crudo, después de la crisis del petróleo en 1973-1974, a raíz de haber orientado dicha producción hacia una conjunción con la elevada demanda mundial. En efecto, como el proceso de construcción de refinerías es bastante más lento que el desarrollo de la industria extractiva, la desproporción se agudizó.

Organización Latinoamericana de Energía

Algo similar le ocurrió a Venezuela, a pesar de que su producción de crudo ha evolucionado más lentamente a partir de 1970. En la actualidad, el país está esforzándose en renovar y ampliar su anticuada industria refinadora, para lo cual ya emprendió un primer proyecto –encomendado a la UOP Inc.– del programa destinado a revivir la refinación venezolana. Llanovén, S.A., una de las subsidiarias de la compañía estatal PETROVEN, ha suscrito un contrato con la sección de procesos de la UOP, en virtud del cual ésta proveerá la tecnología y el diseño para una serie de unidades que elevarán la graduación en la refinería El Palito, cuya capacidad es de 105,000 barriles diarios. Antes de ser nacionalizada, esta refinería era propiedad de la Mobil y, hasta la fecha, su capacidad de desintegración y de reformación catalíticas sigue siendo muy modesta. El nuevo proyecto incluye una unidad de vacío de 66,500 barriles/día, otra desintegración catalítica de unos 42,000 barriles diarios y una tercera de alquilizado HF de 21,500 barriles/día. En forma adicional, comprende 2 unidades Merox para el tratamiento de gasolina FCC y de gas LP, así como una planta de recuperación de azufre para producir 48 toneladas de "brimstone" al día. Aunque no se ha informado oficialmente del costo ni de la fecha de terminación, la UOP ha declarado que el diseño del proceso ingenieril está en marcha y que espera recibir más de US$12 millones por concepto de ingresos brutos de este proyecto.

El boletín de la OLADE, de diciembre de 1977, describe los cambios que se espera poder concretar en Venezuela, en cuanto a su industria de refinación. Puede, en este punto, hablarse de la finalidad general, centrada en la transformación de los patrones de refinación, para lo cual se modificarán y remodelarán las refinerías a fin de producir más gasolinas (e insumos petroquímicos), así como para poder utilizar una dieta de crudos más pesados que los usados tradicionalmente, en vista de que tales hidrocarburos constituyen el mayor porcentaje de las reservas. Estos proyectos tomarán aproximadamente 5 años en estar terminados y requerirán de una inversión superior a los US$1,112 millones, Los objetivos del cambio de patrones son los siguientes: aumentar el rendimiento de gasolinas a expensas de combustibles residuales de alto contenido de azufre; no aumentar el nivel de procesamiento actual del crudo, a excepción del crudo pesado y remplazar parcialmente el procesamiento de crudos livianos y medianos por pesados.

Dentro de los proyectos firmes encauzados a la consecución de tales objetivos se destacan:

- *la remodelación y expansión de la unidad de desintegración catalítica de la refinería de Cardón, que permitirá obtener cerca de 14,000 barriles/día adicionales de gasolina. El proyecto estará terminado a fines de 1978 y su costo será de US$39 millones.*

- *el cambio de patrón en la refinería El Palito, que antes se describiera.*

- *el cambio de patrón de la refinería de Amuay, que dispone actualmente de plantas de desintegración catalítica y alquilación, y que incorporará adicionalmente una unidad de desintegración térmica ("flexicoker"), por medio de la cual se podrá incrementar la producción de gasolinas en unos 60,000 barriles diarios. El proyecto entrará en operación a mediados de 1982 y su costo ascenderá a US$793 millones.*

- *la construcción de una planta experimental de desmetalización de crudos y residuos pesados en la refinería de Cardón, que estará terminada en 1980 y cuyo costo será de US$31 millones.*

Retomando el problema planteado entre Europa y los países de Medio Oriente en el ámbito de la industria de refinación, resulta interesante transcribir algunas ideas expresadas en el editorial del boletín de OPAEP, de octubre de 1977: "La parte europea alega que la terminación de nuevas refinerías en la región árabe, provocará un exceso en la capacidad mundial de refinación. Pero, de hecho, las proyecciones de la demanda para productos refinados están marcadas por las diferencias, que es poco sostenible afirmar que un extra de 5 millones de barriles/día de estos productos llegue a constituir un excedente".

"Con base en el ritmo variable del crecimiento económico, se prevé que los países de la OECD importarán entre 32 y 39 millones de barriles diarios de crudo en 1985."

"El procesamiento de materias primas en los países subdesarrollados, incluyendo a las naciones productoras de petróleo, resulta de gran importancia como un primer paso para incrementar la participación de estas naciones en la fabricación de productos industriales. Atendiendo a su importancia, este hecho no debe ser menospreciado."

"Por lo demás, el establecimiento de industrias petroquímicas y de refinación en los países productores de petróleo será económicamente ventajoso en el largo plazo, porque, considerando las condiciones específicas, la producción puede ser sostenida durante un período más largo que en otras regiones del mundo."

Otra preocupación que exteriorizan los países árabes productores de crudo –al margen de la concerniente al mercado exterior de sus productos refinados– es la de satisfacer el mercado interno de lubricantes. En 1976, la producción total de estos últimos alcanzó a 210,000 toneladas en la región, en tanto que su consumo superó las 600,000 toneladas anuales y tiende a crecer aceleradamente en los próximos años.

Los hechos anteriores indujeron a celebrar entre el 14 y el 18 de noviembre del año pasado en Alejandría, Egipto, un seminario árabe sobre la industria de lubricantes de petróleo, con el objeto de formular re-

Organización Latinoamericana de Energía

comendaciones y trazar ciertos lineamientos básicos para comenzar a elaborar una política económicamente factible, que rija la acción regional conjunta en esta materia.

A pesar de la variaciones que existen en los tipos y costos, se calcula que una unidad productora de aceite lubricante con características óptimas (que sea económica, eficiente y que, a la vez que satisfaga la demanda local garantice un lugar competitivo para sus lubricantes en el mercado internacional), requeriría probablemente una capacidad inicial de alrededor de 180,000 toneladas/año, para alcanzar en 1985 las 300,000.

La cooperación entre los países árabes irá, obviamente, más allá de la simple producción de los aceites lubricantes básicos usados para fabricar los preparados de diferentes tipos que consumen las maquinarias; incluirá cooperar también en la producción de aditivos químicos, de aquellos que se usan para mezclar con los aceites lubricantes básicos y que en la actualidad deben importarse a altos costos. Por lo demás, la colaboración recaerá en la instalación de laboratorios de prueba de ejecución, que son sumamente complejos, así como en los sistemas y medios de transporte de los lubricantes. En este punto, se sabe que actualmente no hay ningún tanquero árabe que pueda transportar estos productos.

La fabricación de aceites lubricantes tiene una relevancia estratégica equivalente a la importancia de satisfacer funcionalmente el consumo interno. Así se vio en 1973, cuando la suspensión de embarques de aceites lubricantes a los países árabes, que dependían casi absolutamente de las importaciones, provocó la paralización del armamento y de la maquinaria en la región.

Durante el seminario en cuestión, el director del departamento de Industrias de Hidrocarburos aportó ciertos datos fundamentales, que ayudan a comprender mejor la situación y que en su mayor parte están contenidos en los cuadros Nos. 2 y 3. Otros datos destacados fueron los siguientes: En la actualidad, sólo 3 países árabes –Irak, Egipto y Argelia– producen lubricantes básicos o finales, mediante plantas procesadoras establecidas en Al-Daura, Alejandría y Suez y Arzew, respectivamente. Las plantas mezcladoras para hacer lubricantes finales existen por separado (como en Egipto) o agregadas a las refinerías (como en Irak y Argelia).

En estos momentos se están llevando a cabo algunos de los proyectos concebidos para incrementar la capacidad de las plantas hasta alcanzar aproximadamente 520,000 toneladas/año en los tres países antes mencionados. La nueva capacidad deberá ser suficiente para cubrir las necesidades de consumo local en los diez próximos años. En otros países árabes aún no se han autorizado los planes propuestos, destinados a la producción de petróleos básicos, salvo en Arabia Saudita, que está construyendo una planta de petróleos básicos para la industria de lubricantes, cuya capacidad será de 130,000 toneladas/año (cerca de 1 millón de barriles anuales) y cuyas pruebas de operación deben haberse emprendido a fines del año pasado.

Con respecto a las unidades de asociación para fabricar productos terminados, se sabe de la instalación de dos: una en Jeda y la otra en Kuwait. En su etapa final, la primera tendrá una capacidad anual de 65,000 toneladas/año, en tanto que la segunda alcanzará a 30,000.

CUADRO No. 2
ACTUALES PROMEDIOS DE CONSUMO DE LUBRICANTES TERMINADOS EN EL MUNDO ARABE EN 1975
(miles de toneladas/año)

País	*Consumo anual*
Argelia	*60*
Libia	*35*
Egipto	*135*
Siria	*28*
Irak	*80*
Kuwait	*20*
Arabia Saudita	*70*
Total para los países miembros de OPAEP	*428*
Marruecos	*40*
Túnez	*25*
Sudán	*25*
Jordania	*10*
Líbano	*30*
Somalia	*20*
Mauritania	*15*
Total para los países árabes	*593*

Fuentes: *Foreign - Trade Statistics.*
Reportes de los países miembros de OPAEP, febrero de 1978.
Dirección General de Petróleo, SEPAFIN.

CUADRO No. 3
CAPACIDADES DE PRODUCCION ACTUAL Y ESTIMADA DE LOS PETROLEOS BASICOS EN LOS ESTADOS ARABES
(miles de toneladas/año)

País	Capacidades existentes en 1975	Número de plantas en producción existentes	Nuevas capacidades proyectadas (actual)	Capacidades estimadas para 1982 (actual)
Irak	60	1	160	220
Egipto	100/160*	2	100	200/260
Argelia	50	1	50	100
Kuwait	--		--	
Arabia Saudita	--	1	130	130
Total	210/270	5	440	650/710

*La producción actual fue de aproximadamente 100,000 toneladas/año, porque se usaron los petróleos crudos no destinados para las plantas de procesamiento.

Fuente: Reportes de los países miembros de OPAEP, febrero de 1978.

Dirección General de Petróleo, SEPAFIN.

Organización Latinoamericana de Energía

Hasta ahora la fabricación de petróleos básicos ha estado en manos de unos pocos productores, principalmente porque requiere una operación de gran escala, especializada en la selección de condiciones de proceso y operación, control de plantas de operación, selección de aceites crudos apropiados y formación de reservas. En general, la indusdria de los lubricantes puede incluir cerca de 500 fórmulas o grados diferentes; más de 11 petróleos básicos principales; más de 25 petróleos básicos diferentes en total y más de 300 diversos aditivos. Esta variedad permite entender la complejidad que antes se señalaba, como una de las características particulares de la industria de lubricantes.

EUROPA

En el curso de 1977 fueron agudizándose los problemas de la industria de refinación en los países de Europa occidental, en razón inversa a la solución que fue lográndose respecto del abastecimiento y de los precios del crudo. Los suministros de petróleo no parecen plantear ningún problema, por el momento, porque la producción del Mar del Norte, que asciende aproximadamente a 1.2 millones de barriles diarios, complementa los suministros habituales provenientes de la OPEP y los aportes eventuales de algunos proveedores como México. Por su lado, los precios se mantuvieron congelados a lo largo del año, hecho que sumado a la devaluación del dólar estadounidense frente a las monedas europeas, determinó que el crudo resultara más barato para las refinerías del Viejo Mundo.

Para entender, pues, las causas del problema que afecta actualmente a la industria europea de refinación, habrá que analizar los diversos elementos que se conjugaron para provocar una situación cuyas salidas no se vislumbran a mediano plazo. Estas circunstancias resultan, sin duda, relevantes para México, si se considera que PEMEX ha formulado planes para enviar crudos nacionales a Europa, con objeto de refinarlos allí en sociedad con algunas empresas europeas y vender posteriormente estos productos, sobre todo gasolinas, con el nombre de "Toltec".
el nombre de "Tolec".

Entre los hechos que han precipitado la situación bosquejada, hay algunos que, en opinión de la Shell, son fundamentales. Esta compañía estima que, a partir de la primera mitad de 1977, los márgenes de ganancia[4/] obtenidos en Europa se han desplomado a menos de la mitad del promedio de US$8.00 por tonelada calculado en 1976; esto ha desalentado a los inversionistas, quienes, considerando los riesgos y la cuantía de sus inversiones, temen que los márgenes de beneficio no vayan a compensar los desembolsos.

Como puede observarse, la circunstancia anterior es de gran relevancia para comprender las causas de la crisis europea en esta materia. La gravedad de la situación ha puesto en peligro las cuantiosas inversiones que se estaban realizando para instalar las costosas unidades de conversión, destinadas a elevar la graduación del fuel oil y obtener de allí productos ligeros. Hasta el momento, se tenía planeado aumentar esta capacidad de conversión en 30 refinerías europeas, para adaptarlas al ritmo en que los productos ligeros van participando, en proporción creciente en el promedio de barril procesado en Europa. Pero, sin los beneficios provenientes de esta elevación, el simple procesamiento de petróleo crudo empeorará la crisis de la industria de refinación que atraviesa la CEE, a pesar de los precios congelados de la OPEP.

La caída de los márgenes de beneficio y la consecuente falta de interés de los inversionistas obedece, en primer término, al exceso en la capacidad de refinación, lo que ha provocado, a su vez, un excedente en la oferta de productos refinados que ha influido directamente para mantener bajos los precios. Por lo demás, a este último efecto ha contribuido una fuerte competencia entre los pequeños refinadores y las cinco grandes empresas europeas dedicadas a la industria, las que también compiten entre sí. Ellas son las francesas Cie. Française des Petroles y Elf Aquitaine, la alemana Veba, la belga Petrofina y la italiana Ente Nazionali Idrocarburi.

El problema de la sobrecapacidad y de los precios tiene su origen en la estructura dentro de la cual se desarrolló la industria de refinación europea, que estaba destinada a satisfacer los requerimientos de las economías de los consumidores, antes de que la OPEP tomara el control de los precios del petróleo crudo e impusiera niveles que desembocaron, muy pronto, en una brusca detención del crecimiento del consumo. Durante la crisis del petróleo –1973/1974– gran parte de la capacidad de refinación, que se había construido originalmente para satisfacer el "boom" económico de la posguerra, pasó de golpe a ser superflua al extremo de que, en la actualidad, Europa mantiene un exceso de capacidad que se aproxima a los 140 millones de toneladas/año. Con las refinerías produciendo a no más del 65 o 70 o/o de su capacidad, se ha agudizado la tentación de obtener el barril marginal (de beneficio) en un medio altamente competitivo, cuestión que ha influido para mantener bajos los precios.

Por otro lado, el consumo ha permanecido relativamente estático, no sólo a raíz del alza del crudo de OPEP después de la crisis petrolera, sino también porque desde principios de la presente década, las economías occidentales han venido creciendo con debilidad. Esta última característica, que hizo crisis en 1974–1975, se sumó al alza de los precios del crudo para conformar el contexto negativo en que ha debido evolucionar la industria europea de la refinación, la que ha carecido, además, de una planeación adecua-

4/ La Shell estima los márgenes de ganancia con base en el crudo ligero de Arabia Saudita, en precios de carga de referencia puesto en Rotterdam, y en crudos elevados de grado por una planta de desintegración catalítica.

Organización Latinoamericana de Energía

CUADRO No. 4
CONSUMO DE PRODUCTOS REFINADOS EN ALGUNOS PAISES DE LA OECD
(miles de toneladas por trimestre)

	Austria	Bélgica	Dinamarca	Francia	Finlandia	R F A	Grecia	Italia	Países Bajos	Noruega	España	Suecia	Suiza	Reino Unido	E U	Japón
Gasolina a)																
1975: III	496	737	489	4,668	385	4,655	394	3,098	878	314	1,392	1,034	697	4,259	77.551	5,340
IV	519	300	470	3,937	345	5,388	227	2,832	944	116	1,071	847	581	4,064	74,532	5,750
1976: I	492	719	413	3,676	281	4,788	233	2,634	897	300	1,061	800	558	3,818	70,274	5,328
II	537	765	468	4,308	340	5,498	302	2,661	951	347	1,201	986	598	4,314	77,440	5,566
III	615	769	502	4,799	379	5,656	352	3,104	959	380	1,379	1,037	650	4,504	78,130	5,433
IV	526	786	463	3,991	337	5,470	293	2,461	964	323	1,151	892	639	4,292	76,950	5,959
1977: I	510	767	410	3,706	276	5,146	303	2,326	903	311	1,101	807	561	3,935	71,772	5,601
II	585	780	477	4,390	346	5,773	337	2,661	999	360	1,278	1,008	669	4,309	71,409	5,522
III	657	817	503	4,778	451	6,026	394	3,004	990	376	1,454	1,081	702	4,662	81,877	6,188
Kerosinas b)																
1975: III	50	60	46	553	61	54	75	541	46	23	243	107	28	1,572	10,582	2,415
IV	15	46	50	203	27	23	73	960	152	135	294	70	15	1,751	9,859	6,105
1976: I	14	47	58	71	27	23	78	829	199	195	239	74	17	1,837	10,602	7,636
II	18	76	35	84	22	31	7	183	59	81	227	76	17	1,510	9,153	3,661
III	19	83	29	96	19	39	8	597	42	93	254	77	26	1,520	9,955	2,701
IV	43	87	51	117	11	20	39	497	155	220	206	87	14	1,763	10,625	7,045
1977: I	24	71	60	188	21	23	33	500	135	216	222	85	12	1,296	11,310	8,721
II	27	84	32	193	17	21	26	257	60	146	288	83	20	970	9,691	3,467
III	17	87	21	212	18	22	34	367	40	84	346	81	31	836	9,675	3,058
Gas/Diesel c)																
1975: III	606	1,496	931	6,217	912	13,692	491	4,262	1,348	590	1,738	1,574	1,899	3,679	26,222	6,852
IV	672	2,367	1,628	11,399	1,258	13,687	602	5,783	1,690	586	2,110	2,229	1,376	5,321	39,016	7,967
1976: I	625	2,889	2,177	13,590	1,529	16,828	723	6,757	2,121	916	2,087	3,133	1,799	5,639	45,000	8,313
II	434	1,758	1,331	7,229	982	12,872	419	3,716	1,552	719	1,873	1,825	1,718	4,173	31,477	7,142
III	686	1,520	1,099	6,520	794	15,395	456	5,209	1,500	653	1,726	1,541	2,019	3,409	29,430	6,976
IV	739	2,875	1,829	11.301	1,462	15,275	738	6,807	2,027	925	2,313	2,808	1,829	5,357	47,036	8,505
1977: I	529	2,752	2,144	12,491	1,364	14,833	726	6,418	1,953	1,068	2,198	2,911	1,483	5,882	52,099	9,062
II	571	2,087	1,363	8,772	929	14,146	501	4,160	1,539	638	2,133	1,916	1,837	4,479	34,578	7,351
III	667	1,269	1,239	5,735	968	14,970	528	4,966	1,350	489	2,179	1,500	2,098	3,732	33,425	7,717
Combustóleo residual d)																
1975: III	1,129	1,057	1,276	5,112	779	4,916	805	7,579	544	31	4,355	1,809	415	5,355	28,082	20,672
IV	1,279	1,784	1,647	9,038	1,401	6,781	948	11,168	834	390	4,988	2,506	417	8,302	31,006	21,361
1976: I	1,340	1,881	1,893	9,481	1,214	6.080	1,001	11,302	864	468	5,927	3,820	342	8,551	37,413	22,631
II	905	1,659	1,210	8,109	909	5,444	909	9,225	640	432	4,809	2,350	371	6,385	29,407	19,850
III	1,274	1,577	1,083	7,470	945	6,040	938	10,318	637	452	5,094	2,022	396	5,115	31,394	21,571
IV	1,606	2,333	1,859	10,163	1,634	6,912	1,035	10,635	947	443	5,421	3,421	490	7,760	39,845	22,629
1977: I	1,217	2,197	1,937	8758	1,361	5,980	922	11,887	696	548	4,425	4,276	371	8,204	44,511	23,883
II	943	1,688	1,265	6,317	931	5,318	893	9,098	471	346	4,330	2,059	389	6,412	32,459	20,591
III	971	1,004	1,305	5,145	898	4,917	1,013	7,965	460	275	4,188	1,089	441	5,124	39,728	22,285
Totales																
1975: III	2.790	3,863	3,030	19,150	2,381	28,245	2,038	18,924	4,485	1,201	9,306	4,779	3,296	17,650	164,285	46,537
IV	2,794	5,338	3,987	27,561	3,181	30,290	1,979	23,568	5,442	1,826	9,841	6,184	2.552	22,333	176,264	56,943
1976: I	2,604	6,128	4,718	29,854	3,157	31,951	2,178	25,102	6,323	1,972	11,283	8,077	2,822	22,838	183,180	60,154
II	2,151	5,044	3,275	22,971	2,448	29,224	1,830	19,261	5,438	1,772	9,718	5,719	2,879	19,289	170,716	51,775
III	2,935	4,565	2,954	22,058	2,225	31,917	2,003	22,606	5,486	1,779	10,249	5,303	3,324	17,468	174,905	53,219
IV	3,391	6,498	4,427	29,001	3,591	32,046	2,282	24,074	6,343	2,030	11,161	7,033	3,139	21,845	197,468	60,989
1977: I	2,497	6,676	4,721	28,508	3,229	30,180	2,092	24,320	5,963	2,269	9,934	8,299	2,552	22,338	201,165	63,835
II	2,446	5,282	3,384	22,942	2,603	29,998	1,878	19,032	5,086	1,660	9,830	5,431	3,086	19,009	174,245	53,535
III	2,642	3,765	3,308	19,143	2,653	30,834	2,113	19,387	4,945	1,462	9,882	4,168	3,495	17,182	189,265	54,880

* Los envíos destinados al consumo dentro de Europa, son definidos como: producción bruta de las refinerías más las importaciones menos las exportaciones: depósitos internacionales de combustible para uso marino y aéreo: combustible para los refinerías y cambios en inventarios.
a) Gasolinas para aviones y para motores, b) Kerosinas para aviación y otras; c) Destilados medios y aceites pesados con una viscosidad menor a 115 segundos Redwood I a 100°F. d) Todos los aceites pesados con una viscosidad igual o mayor a 115 segundos Redwood I a 100°F.
Fuente: Petroleum Economist, febrero de 1978, p. 84.
Dirección General de Petróleo, SEPAFIN.

da como para enfrentar los desequilibrios del mercado de refinados en la región.

Frente a los hechos consumados, los miembros de la CEE no han tenido hasta el momento sino actitudes autocríticas, pero no han definido soluciones concretas. Por lo pronto, a pesar de que existe entre ellos absoluto consenso respecto del no crecimiento o del crecimiento negativo (cierre de plantas), los ánimos se han exacerbado a raíz de la expresa intención británica de incrementar la exportación de productos refinados, aprovechando las ventajas que ofrece el crudo del Mar del Norte. En este punto, el Reino Unido se ha negado enfáticamente a exportar sus hidrocarburos sin procesarlos.

En opinión de la Shell, la capacidad excedentaria de refinación se sostendrá hasta bastante avanzada la próxima década y "las bases comerciales para una exportación regular de refinados a Europa parecen ahora muy difíciles". Por lo demás, según la misma empresa, mientras subsista el excedente, los precios de los productos exportados hacia dentro de la CEE, sólo podrán fijarse en torno de un precio "no mayor que el de los costos marginales" de refinación local.

Como esta situación se ha tornado abiertamente insostenible, los gobiernos europeos se han movilizado para lograr a la brevedad posible algún acuerdo, con base en el cual delinear una acción conjunta. En este predicamento, los ministros de Energía de la CEE

se reunirán próximamente en Bruselas, a fin de superar las contradicciones surgidas durante la última reunión, celebrada en octubre del año pasado, en la cual Italia exigió paralizar completamente la construcción de nuevas refinerías, mientras el Reino Unido reivindicaba el derecho de reservarse de consultar a sus socios de la Comunidad Económica Europea antes de autorizar nuevos proyectos de refinación.

Aun cuando los prospectos para un acuerdo disten mucho de ser los deseados, el Comisionado de Energía de la CEE ha advertido que sólo responderá a la exigencia de actuar (que formulan las cinco grandes compañías refinadoras antes aludidas), después de escuchar a los ministros de Energía de la Comunidad. Ya desde el verano de 1976, estas empresas habían señalado el problema a la comisión y, desde entonces a la fecha, el mercado ha empeorado "al extremo de poner en peligro los suministros futuros y la actividad de las compañías" según afirman éstas. En sus cartas de petición, estas empresas sostienen que los factores que más trastornan son: el exceso de capacidad de refinación; la adaptación de las instalaciones actuales a las necesidades del mercado; la importación incontrolable de productos refinados; la distorsionada situación de la competencia y la imposibilidad de prever un mercado que es complejo y engorroso.

De todo lo anterior puede deducirse que son esencialmente las empresas las que se empeñan en buscar soluciones rápidas y efectivas a la sobrecapacidad y a la readaptación de las actuales instalaciones de refinación. Las doce compañías que refinan en la CEE han estado sosteniendo una serie de encuentros, cuyos resultados se incorporarán al reporte que prepara la Comisión de Energía; éste incluirá, asimismo, un pronóstico sobre la demanda y sobre la capacidad productiva instalada y servirá a las compañías para determinar las plantas que deberán cerrar.

Por lo pronto, hay una importante acción directa que pueden emprender las autoridades de la CEE: el control de importaciones de productos refinados, que suman actualmente 30 millones de toneladas/año, por lo menos. Algunas empresas estiman que este volumen sobrepasó ya el punto de peligro y que lo único que procede es cerrar las fronteras de Europa a estos productos.

Las importaciones europeas provienen fundamentalmente de tres fuentes que, en orden de volumen, son las siguientes: 1) un flujo regular del bloque del Este, especialmente de la URSS, en virtud de un acuerdo bilateral; 2) un aporte sustancial proveniente de un intercambio técnico entre las refinerías de las compañías internacionales que operan dentro y fuera de la comunidad, y 3) cantidades procedentes de los países en vías de desarrollo, por medio del "Sistema Generalizado de Preferencias Arancelarias" (GATT) o en virtud de convenios comerciales o de asociación, celebrados entre la CEE y algunos países del mediterráneo.

En este mismo punto hay que recordar que varios países de la OPEP –y en especial, de la OPAEP– han estado planeando crear una gran capacidad refinadora tanto para satisfacer sus necesidades internas como para exportar al mercado europeo y a otros países consumidores. Con este objeto se ha abierto un foro, el "Diálogo Arabe-Europeo", al cual se hacía referencia precedentemente, en el subtítulo dedicado a la OPEP. Este foro reviste aquí interés en lo tocante a la negativa europea no sólo a comprar productos árabes, sino también a participar en cualquier operación conjunta, ya sea técnica o financiera. Esta decisión se inspira directamente en las medidas proteccionistas que pretende establecer la CEE.

Por otra parte, la crisis de la industria refinadora de Europa ha influido en la decisión adoptada por la OPEP respecto de mantener inalterable su actual escala de precios, considerando que los grandes volúmenes de productos refinados comercializados en el mercado europeo durante 1977 se han caracterizado por los bajos niveles de precios.

Para la CEE o para los gobiernos de sus países miembros resulta políticamente muy difícil ayudar a las empresas refinadoras, toda vez que la opinión pública europea desconoce o duda que haya problemas reales en la industria de refinación y, por consiguiente, se niega a pagar precios mayores a cambio de suministros seguros. El asunto es especialmente delicado en países como Francia, que espera definiciones políticas, o en Italia, que enfrenta una gran desestabilización de gobierno desde hace algunos meses. De ahí que la ayuda proveniente de los gobiernos europeos tenga que ser muy discreta y, por lo mismo, menos efectiva.

La corriente de pérdidas de los refinadores y distribuidores ha sido enorme y no se ha limitado únicamente a los mercados de Rotterdam e Italia, que transan volúmenes pequeños. Las pérdidas se han extendido a los mercados domésticos "base-load" (base carga) del total de los 9 países que integran la CEE. Los refinadores europeos no consiguieron mantenerse sobre márgenes de ganancia, a pesar de los bajos costos del crudo originados en el doble precio que sostuvo la OPEP durante el primer semestre de 1977. En el curso del tercer trimestre del año pasado, cabe destacar que los refinadores europeos se mantuvieron bastante por debajo del aumento de US$1.19 decretado por la OPEP, aun cuando elevaron también sus precios. Tales precios permitían rebasar apenas el margen de costos, y ello, porque los empresarios usaban el medio más barato de transportación (buquestanque) y disponían de los bajos costos marginales de refinación.

La situación fue extraordinariamente crítica en Italia, cuyo mercado es de los peores del continente para productos refinados. Para muchos refinadores las pérdidas ascendieron a US$1.25 por barril consumido; los precios de venta de gasolina, gasóleo y combustóleo, fuera de las refinerías, han estado cayendo

Organización Latinoamericana de Energía

en forma continua desde abril de 1977. A esto se agregaron las circunstancias negativas de la circulación monetaria, que dificultaron aún más el problema del costo del crudo y determinaron que las refinerías dedicadas a la exportación fueran severamente afectadas por la declinación de los precios en el norte de Europa y en EU.

Existe empero la esperanza de que la nueva fórmula de precios tope que imponga la CEE ayude este año a los refinadores italianos, porque responde más adecuadamente a los cambios experimentados en los costos del petróleo crudo y de los productos refinados. El nuevo plan es similar a las fórmulas automáticas de reajuste de precios usadas en los Países Bajos y en Bélgica, aunque en Italia se usará como base el precio spot carga del Mediteráneo en lugar del de Roterdam.

En el caso de los refinadores de la República Federal de Alemania, no obstante que éstos se vieron sumamente favorecidos por el intercambio monetario, sobre todo en el tercer trimestre del año pasado, siguieron enfrentando pérdidas superiores a US$0.37 por barril. Sin duda, fue en el mes de julio de 1977 que la industria germana estuvo en sus mejores condiciones, cuando pudo romper la barrera de los beneficios (es decir, del costo marginal) incluso con un barril procesado de crudo saudita ligero, obtenido a costo de productor que equivale estimativamente a US$12.50 por barril. A partir de entonces, los precios de los productos refinados en general se fueron deteriorando y, en particular, los del gasóleo y la gasolina, que se hundieron bruscamente en el mes de agosto.

Las pérdidas de los refinadores en el mercado del Reino Unido oscilaron entre US$0.35 y US$1.00 por barril durante el tercer trimestre del año pasado, dentro de grandes variaciones que dependieron de las ventas del combustóleo. Los precios del gasóleo y de la gasolina se mantuvieron, desde la primavera de 1977, estancados en niveles muy débiles. Posteriormente, en agosto y septiembre, un ligero mejoramiento en las tasas de intercambio monetario contribuyó a mejorar los márgenes de beneficio en dólares.

Respecto de Francia, sus refinerías fueron incapaces durante 1977 de mantenerse por encima de las alzas de los precios del crudo; sus pérdidas fluctuaron entre US$0.90 y US$1.25 por barril. El punto más bajo se topó en junio y julio, cuando el ingreso neto en la realización de un barril refinado de crudo ligero árabe cayó aproximadamente hasta US$11.28. En el tercer semestre el panorama tendió a mejorar, aunque en septiembre los ingresos netos por realización decayeron nuevamente hasta cerca de US$11.63/barril, nivel que se tenía en la última primavera. Aun así, este precio se encuentra por debajo del costo de producción de US$12.50 para el ligero de Arabia Saudita (sin considerar el precio artificial de venta, que es de US$12.70/barril).

El cuadro que se presenta a continuación analiza el curso de los precios y de los márgenes de beneficio en tres de los mayores mercados europeos. Las cifras no son representavivas de toda la industria refinadora de Europa, pero, aun cuando existan diferencias entre las compañías, todas afirman que hay grandes pérdidas en el mercado interno europeo de los refinados.

Es necesario señalar que, a semejanza de lo que ocurre en EU[5/], la industria refinadora de la CEE se ha visto fuertemente condicionada por el incremento registrado en el procesamiento de crudos ligeros y de bajo contenido de azufre. Al respecto, la Shell ha manifestado que se ampliarán y abrirán los mercados

5/ Véase Cuaderno Monográfico No. 31 de esta Dirección.

CUADRO No. 5
PRECIOS CLAVE DE VENTA EN EL INTERIOR DE EUROPA Y MARGENES DE BENEFICIO POR UN BARRIL REFINADO DE CRUDO LIGERO DE ARABIA SAUDITA EN US DOLARES*

	Costo del crudo ligero A.S.	Reino Unido Precio	Reino Unido Margen	Alemania Federal Precio	Alemania Federal Margen	Italia Precio	Italia Margen	Compuesto (los tres países) Precio	Compuesto (los tres países) Margen
Mensualmente 1977									
septiembre	12.50	12.13	- 0.37	12.13	- 0.37	11.26	- 1.24	11.89	- 0.61
agosto	12.50	11.99	- 0.51	12.07	- 0.43	11.37	- 1.13	11.85	- 0.65
julio	12.50	11.78	- 0.72	12.50	0.00	11.57	- 0.93	12.01	- 0.49
junio	11.89	11.74	- 0.15	11.91	+ 0.02	11.63	- 0.26	11.78	- 0.11
mayo	11.89	11.83	- 0.06	11.74	- 0.15	11.28	- 0.61	11.64	- 0.25
abril	11.89	11.77	- 0.12	11.98	+ 0.09	12.00	+ 0.11	11.92	+ 0.03
marzo	11.89	11.75	- 0.14	11.66	- 0.23	11.59	- 0.30	11.67	- 0.22
febrero	11.89	12.08	+ 0.19	11.93	+ 0.04	12.10	+ 0.21	12.02	+ 0.13
enero	11.89	12.43	+ 0.54	12.07	+ 0.18	11.24	- 0.65	11.95	+ 0.06
Trimestralmente									
3er. trimestre 1977	12.50	11.97	- 0.53	12.23	- 0.27	11.40	- 1.10	11.92	- 0.58
2o. 1977	11.89	11.78	- 0.11	11.88	- 0.01	11.64	- 0.25	11.78	- 0.11
1er. 1977	11.89	12.09	+ 0.20	11.89	0.00	11.64	- 0.25	11.88	- 0.01
4o. 1976	11.31	10.94	- 0.37	11.45	+ 0.14	11.28	- 0.03	11.24	- 0.07
3er. 1976	11.31	10.85	- 0.46	11.18	- 0.13	10.03	- 1.28	10.75	- 0.56
2o. 1976	11.31	10.78	- 0.53	10.63	- 0.68	10.27	- 1.04	10.58	- 0.78
1er. 1976	11.31	11.87	+ 0.56	11.01	- 0.30	9.45	- 1.86	10.85	- 0.46

* El análisis de precios de los 3 países y los márgenes, están calculados sobre la base de los precios de refinería extranuevo en localizaciones clave. Estos, a su vez, están adecuados al valor de mercado del crudo ligero árabe en el Golfo Pérsico.

Fuente: Petroleum Intelligence Weekly, 12 de diciembre de 1977, p. 9.
Dirección General de Petróleo, SEPAFIN.

Organización Latinoamericana de Energía

para el crudo de bajo azufre del Mar del Norte, aun cuando se mantengan las actuales circunstancias para la industria refinadora hasta principios de la próxima década. Sin embargo, para mediados de los ochenta , se ha previsto que las refinerías de Europa estarán usando 35 o/o de crudos ligeros y de bajo contenido de azufre, y que, posiblemente, estarán importando más crudos de este tipo que el gran mercado estadounidense. Se estima que, hacia la mitad de la década de 1980, las necesidades de crudo de bajo azufre pueden llegar en la CEE a 200 o 300 millones de toneladas, sobrepasando así los requerimientos norteamericanos de ese entonces, que significarían entre 200 y 250 millones.

Ciertamente es posible que para esa época Africa estuviera en condiciones de exportar entre 250 y 350 millones de toneladas/año de crudo ligero de bajo contenido de azufre, en tanto que Noruega aportaría probablemente 50 millones más. Para Inglaterra, esto significaría encontrar, en 1985, mercados preparados para recibir más de 110 millones de toneladas de su producción esperada del Mar del Norte –de 150 millones de toneladas–, siempre y cuando el gobierno británico quiera ampliar las exportaciones hasta ese nivel. No obstante, a principios de febrero último, el secretario de Energía del Reino Unido expresó que su país se opondrá a aplicar las medidas propuestas por la CEE, tendientes a limitar la capacidad refinadora de petróleo en Inglaterra, y que invitará al comisionado de Energía de la CEE a discutir el asunto, aclarando que se trata de "un interés absolutamente esencial para el Reino Unido".

El comisionado de Energía de la CEE ha expedido un informe acerca de los problemas de sobrecapacidad de refinación en la Comunidad, en donde recomienda clausurar las plantas obsoletas. En los últimos meses del año pasado y los primeros del actual, han tenido que cerrar las refinerías con 80 millones de toneladas/año de capacidad global; del mismo modo, los proyectos concebidos durante 1977 que proponían ampliar la capacidad en 40 millones de toneladas anuales debieron ser abandonados. Ahora, la Comisión de Energía habla de la necesidad de cerrar plantas con capacidad de 60 millones de toneladas/año a fin de mejorar la situación europea. En general, se cree que en 1978, las refinerías de la CEE no podrán procesar sino un 2 o/o más de petróleo que en la actualidad, por lo que la Comisión recomienda congelar las importaciones en el nivel mantenido durante 1977, esto es, un 6 o/o del total del consumo de los nueve miembros de la CEE.

De acuerdo con el mismo informe, en el mediano y largo plazo el crecimiento anual de la demanda de productos refinados deberá ser satisfecho mediante importaciones provenientes de países ajenos a la CEE, principalmente de la OPEP y Europa oriental. Sostiene, asimismo, que la construcción de nuevas refinerías deberá ser desalentada dentro de la comunidad, aplicando para estos efectos las restricciones financieras que deberán decretar los gobiernos europeos.

Es, pues, evidente que ni en el corto ni en el mediano plazo mejorará la situación de la industria refinadora en Europa. El cierre de plantas que resultan actualmente incosteables provocará el desmantelamiento de esta industria, que podría quedar imposibilitada para abastecer a la CEE en el futuro, cuando la superación de la crisis económica que hoy viven estos países industrializados dé lugar a un incremento de la demanda de productos petroleros. Si así fuera, Europa se verá obligada a recurrir a las importaciones de la OPEP o del área socialista, en donde, por razones obvias, el costo de producción es mucho menor que en el interior de la CEE. En esta coyuntura, pensando siempre en el mediano o largo plazo y suponiendo una recuperación económica capaz de incrementar la demanda europea de estos productos, es que a países como México pudiera convenirles construir una capacidad refinadora destinada a mercados externos, como el de la CEE (en donde las medidas proteccionistas que se adopten ahora, en el corto plazo, serían seguramente levantadas bajo presión de la mayor demanda insatisfecha). Por el momento, el presente año, la industria refinadora de Europa sólo procesará un 2 o/o más de crudo, de donde se deduce que no se espera un mejoramiento de la situación del mercado en el corto plazo; este hecho tendrá importantes repercusiones en el precio del petróleo crudo, en especial el de alto contenido de azufre, cuya explotación se verá consecuentemente afectada en las naciones productoras.

LEJANO ORIENTE

Las refinerías de Singapur han sido seriamente afectadas por el descenso de la demanda japonesa de petróleos pesados. En el primer semestre de 1976 se estima que trabajaron a un 60 o/o de su capacidad, mejorando notoriamente en el segundo semestre de ese año.

Las perspectivas, en la actualidad, se les presentan un tanto inciertas, porque el gobierno de Japón autorizó la construcción de 5 refinerías, que entrarán en funciones en 1979. La capacidad adicional que éstas aportarán totaliza 520,000 barriles diarios, lo que significa un 10 o/o más que el total actual. La construcción de otras 15 refinerías ha quedado en suspenso hasta que se justifique rigurosamente su necesidad.

Con base en los proyectos oficiales los pronósticos señalan que Japón es, potencialmente, un exportador neto de mayores volúmenes de productos refinados (a excepción quizás de gasolina). Esta condición la logrará en 1980 y, para 1985, se estima que tenderá al equilibrio. No obstante, si se siguen retrasando los programas japoneses de energía nuclear, se piensa que las refinerías de Singapur podrían tener una participación de 8 o/o en el mercado nipón de estos productos, como sucedía en 1975.

Organización Latinoamericana de Energía

Esta posibilidad ha alentado, a pesar del contexto actual que resulta bastante ambiguo, a construir una nueva refinería de 300 mil barriles diarios en la isla de Padang, cerca de Singapur, que debería haber entrado en operaciones a fines del año pasado o a principios del actual.

EL CARIBE

Las refinerías de las Antillas Holandesas se instalaron inicialmente allí para procesar petróleo venezolano que, en forma de combustóleo, se enviaba al mercado estadounidense, superando de esta forma las trabas que oponía EU a las importaciones de crudo.

Sus dificultades comenzaron cuando el gobierno norteamericano elevó el impuesto al combustóleo pesado, que era el que tradicionalmente suministraban las Antillas, eximiendo de este mayor gravamen al ligero, que centralizaba la industria de refinación dentro de EU. Así, las refinerías estadounidenses, que a principios de 1976 operaban con un 85 o/o de su capacidad, elevaron este porcentaje, a fines de ese mismo año, a 90 o/o, en tanto que las plantas situadas en las Antillas (en donde la Shell y la Exxon tienen sus instalaciones) experimentaban en 1975 una reducción de 33.3 o/o de sus exportaciones de refinados respecto de 1970, cayendo sus ingresos en esos cinco años de US$131 millones a US$99 millones.

En el primer semestre de 1976, las plantas antillanas operaban con un 50 o/o de su capacidad y registraban márgenes negativos teóricos de hasta US$1.81 por barril. A partir del segundo semestre comenzaron a experimentar una ligera recuperación gracias a las preferencias norteamericanas por el combustóleo pesado, tendencia ésta que surgió como consecuencia de la escasez de gas y que hizo crisis en el invierno de 1977.

No obstante, en el curso del año pasado decayeron nuevamente las perspectivas de industria refinadora del Caribe, a raíz de la política energética prevaleciente en EU. Supuestamente, la posibilidad de que el gobierno norteamericano imponga un nuevo impuesto 6/ que iguale los precios del petróleo crudo con los niveles mundiales podría resultar muy conveniente para los refinadores de las Antillas Holandesas, porque las dejaría en igualdad de condiciones con los refinadores de EU. Sin embargo, el consejero de Petróleo del gobierno antillano ha expresado que la perspectiva para las Antillas y las Bahamas es ahora "más sombría que nunca".

Las Antillas Holandesas tienen una capacidad de refinación de 842,000 barriles diarios, dispuesta en dos grandes refinerías: la Lago Oil and Transport, subsidiaria de la Exxon, situada en Aruba, cuya capacidad es de 480,000 barriles/día, y la Shell Curazao, de 362,000 bariiles diarios, localizada en Curazao. Ambas Plantas resultan relevantes para la economía de las Antillas y han orientado su producción en forma mayoritaria hacia EU, en particular hacia Nueva Inglaterra. En la actualidad, ambas atraviesan una verdadera crisis, ya que sus exportaciones a Norteamérica han caído violentamente hundiendo así la producción, como puede observarse en el cuadro No. 6, porque el consumo local es insignificante.

La tasa de utilización de la capacidad instalada combinada de las compañías ha caído de un 92 o/o en 1973 a cerca de 70 o/o en 1977, a pesar de que la capacidad actual está fijada a un nivel inferior al existente en 1973. Entre las causas de este decrecimiento destaca una en especial: el programa de concesiones al crudo norteamericano, en virtud del cual se otorgó una gran ventaja en la venta de productos refinados, principalmente los residuales, a las refinadoras domésticas y a la empresa Amerada Hess, de las Islas Vírgenes. Este programa, adoptado el 26 de marzo de 1976, indujo a las refinadoras del Caribe y de otras partes del mundo, a volverse más competitivas.

6/ COET = Crude oil equalization tax.

CUADRO No. 6
DESTINO DE LOS PRODUCTOS REFINADOS DE LAS ANTILLAS HOLANDESAS

(miles de barriles diarios)

	1973	1974	1975	1976	1977*
SHELL CURACAO N.V.					
A Estados Unidos	246 (55o/o)	160 (47o/o)	83 (32o/o)	56 (22o/o)	45 (17o/o)
A otros países	202 (45o/o)	177 (53o/o)	180 (68o/o)	196 (78o/o)	222 (83o/o)
Subtotal	448	337	263	252	267
LARGO OIL & TRANSPORT CO.					
A Estados Unidos	362 (85o/o)	355 (87o/o)	240 (76o/o)	236 (74o/o)	189 (72o/o)
A otros países	62 (15o/o)	53 (13o/o)	76 (24o/o)	84 (26o/o)	73 (28o/o)
Subtotal	424	408	316	320	262
TOTAL	872	745	579	572	529

* Primeros nueve meses.

Fuente: Shell Curacao y Lago.
Oil and Gas Journal, 13 de febrero de 1978, p. 34.

Dirección General de Petróleo, SEPAFIN.

Organización Latinoamericana de Energía

Según el consejero de Petróleo de las Antillas Holandesas, aun cuando el programa redujo el beneficio de las concesiones recibidas por los productores domésticos de EU (incluyendo a la Amera Hess, de las Islas Vírgenes) en cuanto a los combustibles residuales en el mercado estadounidense de la costa este, sus consecuencias son negativas para las Antillas, porque los refinadores de la costa este y de las Islas Vírgenes conservan una ventaja significativa, de alrededor de US$0.45 por barril, de acuerdo con un cálculo de costos más realista.

No obstante que las compañías refinadoras de las Antillas están realizando grandes esfuerzos para reorientar sus ventas, el problema que enfrentan no tiene una solución rápida ni fácil, porque "la costa este de EU continúa siendo el único mercado geopolítico natural para el combustóleo de las refinerías caribeñas".

AMERICA LATINA

En el curso del año pasado se desarrolló una gran actividad en la industria de refinación en América Latina, sobre todo en lo que concierne a la iniciación de proyectos. Destacaron Bolivia, Brasil, Venezuela y Cuba, que se proponen consolidar sus respectivas industrias a fin de satisfacer el consumo interno y destinar parte de su producción al mercado externo, dentro de la región. Por su parte, México se encuentra desarrollando su industria al tenor del programa sexenal, cuyos logros serán examinados en el capítulo III de esta monografía.

Bolivia obtuvo un crédito de Bank of America y de otros 33 bancos internacionales, por US$75 millones. El crédito, canalizado a través de la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB, se destinará a diversos rubros, dentro de la industria petrolera, pero gran parte del mismo se aplicará a la construcción de refinerías.

En Brasil la producción de lubricantes y combustibles derivados del petróleo totalizó, hasta noviembre del año pasado, 56,833,000 metros cúbicos. Este volumen, según la empresa estatal PETROBRAS, significó un incremento de 2.6 o/o respecto de 1976. No obstante, la producción de gasolina observó un descenso, ya que se obtuvieron 13,204,000 metros cúbicos en 1977, frente a 14,311,000 del año anterior. El presente año se pretende continuar con los programas de construcción y ampliación de plantas, como el complejo de Camacari, situado en Bahía Blanca, cuyas 37 unidades deberán estar terminadas en 1979, y la refinería de San José dos Santos, que también se encuentra en proceso de construcción. Cabe recordar aquí que Brasil ha estado incentivando la construcción de destilerías de azúcar de caña para producir alcohol etílico, que, mezclado con gasolina, se usa como combustible en vehículos automotrices.

Por su parte, Colombia sigue aumentando su potencial gasífero, para cuyo aprovechamiento a corto plazo el gobierno ha emprendido una serie de planes. Paralelamente, en 1977 la empresa del Estado, ECOPETROL, acordó el financiamiento necesario para ampliar a 140,000 barriles diarios la actual capacidad –110,000 barriles/día– de la refinería de Barrancabermeja. Estas obras están destinadas a aumentar la flexibilidad de la planta para tratar crudos pesados; las obras, que se iniciarán este año, tendrán un costo de US$100 millones.

Cuba proyecta vender productos refinados a EU, derivados del crudo soviético que importa. La isla procesa entre 80,000 y 90.000 barriles diarios en las refinerías que otrora pertenecían a la Exxon y a la Shell. Las ventas de nafta cubana en el mercado internacional han empezado a dejar, desde 1976, un valor aproximado a los US$3 millones mensuales. Estas cantidades representan más de US$30 millones, considerándolas como ingreso bruto desde noviembre de 1976 a noviembre de 1977.

Por último, en lo relativo a la industria venezolana, nos remitimos a lo señalado en el capítulo I de la presente monografía, en la parte relativa a la OPEP.

Fuentes:

Introducción: *Petroleum and Economic Digest, 1 de noviembre de 1977, pp. 16 y 17.*

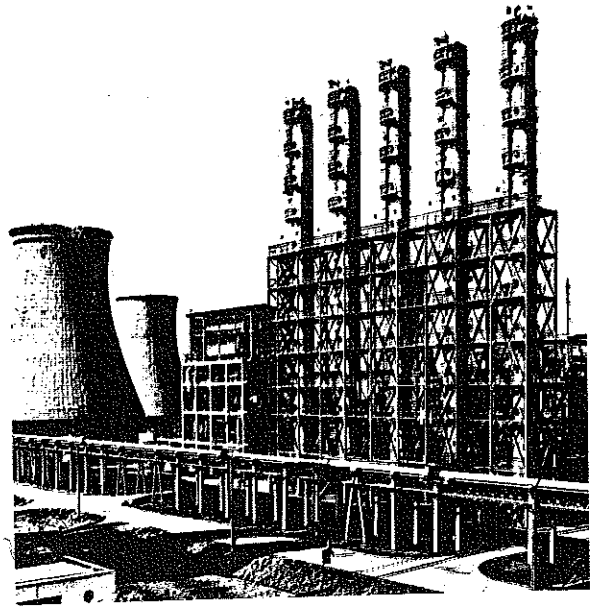
EU: *Petroleum Intelligence Weekly, 26 de Septiembre de 1977, p. 5.*

Europa: *Petroleum Intelligence Weekly, 3 de octubre de 1977, p. 5.*
Petroleum Economist, Febrero de 1978, pp. 42 a 45
Petroleum Intelligence Weekly, 12 de diciembre de 1977, pp. 3, 4 y 9.
Petroleum and Economic Digest, 16 de febrero de 1978, p. 11.
Petroleum and Economic Digest, 1 de febrero de 1978, p. 12.

OPEP: *Petroleum and Economic Digest. 1 de noviembre de 1977, pp. 16 y 17.*
Oil and Gas Journal, 5 de diciembre de 1977, p. 79.
Boletín OLADE, diciembre de 1977.
Boletín OPAEP, octubre de 1977, editorial.
noviembre de 1977, editorial, p.3.
diciembre de 1977, p. 3.
enero de 1978,

Organización Latinoamericana de Energía

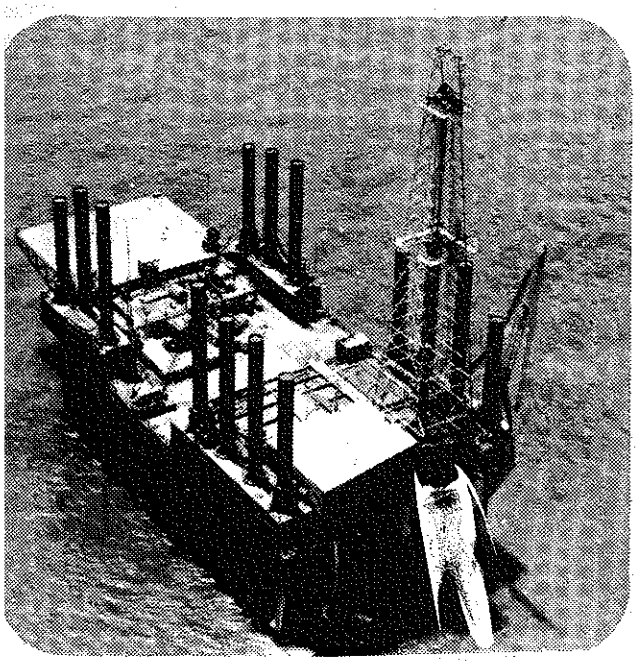
		editorial, pp. 10 a 16. *febrero de 1978, editorial, pp. 10 a 16.*
Lejano Oriente:	*The Economist, 12 a 18 de marzo de 1977, p. 76.*	
Caribe:	*The Economist, 12 a 18 de marzo de 1977, p. 76.*	
		Oil and Gas Journal, 13 de febrero de 1978, pp. 34 y 35. *Petróleo Internacional, octubre de 1977, o. 5.*
América Latina:	*Petróleo Internacional, diciembre de 1977, p. 23. Petróleo Internacional, enero de 1978. p. 11.* *Boletín OLADE, noviembre y diciembre de 1977, p. 4.*	

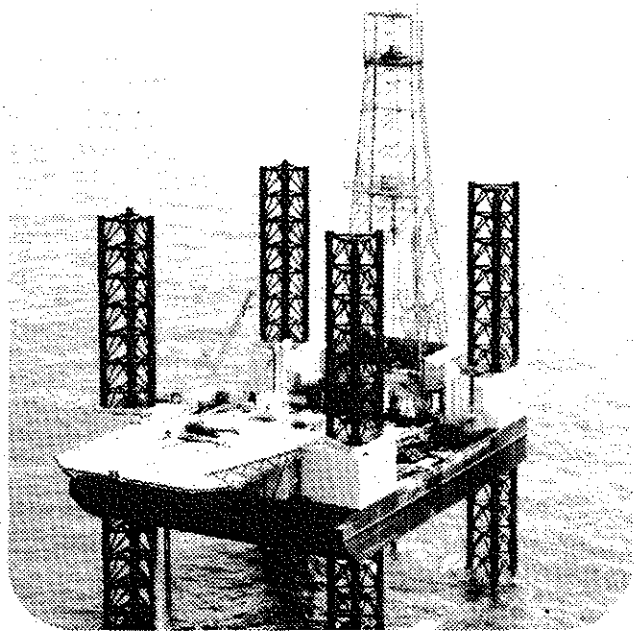


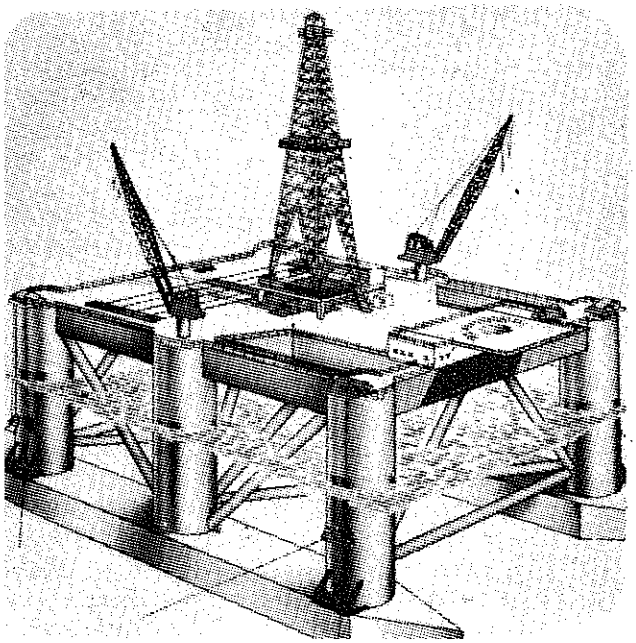
Organización Latinoamericana de Energía

ECUADOR

Política Petrolera







GENERAL DE DIVISION

Jaime Eduardo Semblantes Polanco

MINISTRO DE RECURSOS NATURALES
Y ENERGETICOS

ECUADOR: PETROLEUM POLICY

During this exposition, the Minister of Energy and Natural Resources from Ecuador, General Eduardo Semblantes Polanco, makes reference to the fundamental aspects of the petroleum industry within the international sphere and especially those of his country.

In relation to the Ecuadorian hidrocarbon policy and its re-organization, he talks separately about each one of the stages of the petroleum industry, stating the problems of each one of them and the adopted measurements to solve such. Among these he informs of the up-dating of the Hycrocarbons Law and the establishment of the operating hydrocarbons contracts in which the risk of the petroleum operation is taken only by the contractor who is allowed to recuperate his investment and to obtain a reasonable profit in case commercially exploitable hycrocarbons are found. On the other hand, the total gross production that the operator could find in the area -established by the contract- belongs to CEPE.

He creido indispensable abordar varios tópicos de lo que constituye propiamente el diagnóstico de la industria petrolera, en cada una de sus fases, a fin de que se juzgue si las medidas y la estrategia adoptadas particularmente durante mi gestión ministerial, responden o no a una política petrolera definida, dirigida a la consecución de objetivos concretos y acordes con el imperativo nacional de seguridad y desarrollo. Sólo así se podrá sostener si el Gobierno de las Fuerzas Armadas, a través del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, hizo bien o hizo mal en no quedarse impasible, al reordenar la política petrolera ecuatoriana, ante la serie de contingencias endógenas y exógenas a las que se halla sujeta.

Mucho se podrá decir sobre las medidas que hemos arbitrado a plenitud de conciencia para fomentar nuevas inversiones en el campo petrolero, especialmente en la actividad exploratoria, amenazada seriamente por el abandono de las empresas inversionistas; pero, con gran seguridad, por mucho que se diga, habrá un criterio unánime en sostener que la nueva política petrolera permitirá al Ecuador fomentar su industria hidrocarburífera y ejecutar sus planes y programas con sentido de futuro.

Por estas razones, hemos actualizado la ley de hidrocarburos e instituido los contratos de operaciones hidrocarburíferas, según los cuales el riesgo petrolero corre exclusivamente a cargo del contratista, que tiene derecho a la recuperación de sus inversiones y a una utilidad razonable si encuentra hidrocarburos comercialmente explotables; por otra parte, la totalidad de la producción bruta que el operador encontrare en el área - objeto del contrato - es de propiedad de CEPE.

Las dos características esenciales que acabo de anotar son más que suficientes para demostrar lo improcedente e ilógico que sería el hecho de que el Estado cobre en esta clase de contrato - eminentemente de servicios -, los tradicionales derechos que pagan y seguirán pagando las compañías que operan actualmente, ya que esto no haría sino, por un lado, encarecer más las prestaciones del servicio que CEPE debe pagar en caso de que el contratista halle petróleo y, por otro, desalentar y agravar la actividad exploratoria, que requiere urgentemente ser promovida e intensificada, si queremos mantener una economía sana, vigorosa y estable.

De igual manera, las demás reformas introducidas a la ley de hidrocarburos tiene incuestionablemente su razón de ser; así, las relativas a la devolución de áreas al Estado que prescriben que los contratistas de operaciones hidrocarburíferas no están sujetos a tal devolución, lógi-

Conferencia ofrecida con motivo del seminario internacional sobre Asuntos Petroleros, para periodistas, efectuado bajo el patrocinio de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE, en julio pasado, en Quito.

Organización Latinoamericana de Energía

camente porque son "operadores de CEPE"; las referentes a la exoneración de los gravámenes en el período de exploración, que son más que procedentes, si consideramos que los contratistas de operaciones hidrocarburíferas prestan un servicio, que es el Estado el que paga este servicio si se encuentra hidrocarburos, que es el propio Estado el dueño del hidrocarburo que se halle y que es en favor del mismo Estado ecuatoriano el derecho que se ha establecido de cobrar, desde el inicio del período de explotaciones, una asignación destinada a promover la investigación y el desarrollo científico y tecnológico, especialmente en el campo energético. Sobre el sistema de precios para el cálculo de la participación fiscal, debo señalar que se ha adicionado el régimen de precios efectivos de venta, porque es lógico también pensar en el beneficio coyuntural del mismo.

Ha sido también preocupación nuestra que la política energética nacional sea planificada y ejecutada con la debida coordinación y orientándola a la utilización eficiente de los recursos energéticos y al consumo racional de la energía. Con este propósito, el Gobierno Nacional acaba de aprobar el Proyecto de Ley, que contempla la conformación del Consejo Superior de Energía, que formulará la mencionada política, y la creación del Instituto Nacional de Energía, que elaborará, como organismo técnico y de investigación científica, el plan maestro de energía, en cumplimiento de una de sus funciones.

El avance de la tecnología, la complejidad de las funciones de CEPE, el aumento en el volumen de las operaciones, han planteado la necesidad de reestructurar a la Corporación, como un organismo ágil y especializado, con capacidad empresarial y autonomía necesaria en la toma de decisiones, que permita simplificar procedimientos y dinamizar la gestión administrativa; en esta virtud, se ha contratado a una firma consultora canadiense para llevar a cabo el proyecto de fortalecimiento del sistema administrativo y financiero de CEPE.

Bajo estas circunstancias, la política petrolera nacional se basa en los principios fundamentales de la ley, que dispone que los yacimientos de hidrocarburos y las sustancias que los acompañan, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado, y se sustenta en todo caso en lineamientos concretos y pragmáticos, que tienden a atraer y fomentar la inversión de capitales destinados a promover primordialmente la actividad exploratoria, a fin de descubrir nuevas estructuras y aumentar las reservas hidrocarburíferas; procurar la explotación racional de los yacimientos y asegurar el aprovechamiento óptimo de los mismos y propender a su total industrialización; alcanzar para el país una mayor participación en los ingresos petroleros, en favor del desarrollo económico y social; ampliar y mantener el mercado externo para el crudo y sus derivados y alcanzar los mejores precios; impulsar el crecimiento equilibrado de las fuentes energéticas; capacitar técnicamente al personal; y, fortalecer la participación del Ecuador en los organismos internacionales relacionados con la energía.

Con estos antecedentes, permitidme exponer varias consideraciones de la Industria Petrolera Mundial, Continental y Regional, en atención a la inevitable incidencia que ejercen sobre la economía de nuestros pueblos y en orden a enfocar y poder ver con mayor claridad la situación hidrocarburífera nacional, dada la innegable interrelación que existe entre ellos.

II. POLITICA HIDROCARBURIFERA A NIVEL MUNDIAL.

En el contexto de la industria carburífera es importante analizar la política general en el marco mundial por ser una actividad novedosa y compleja, altamente dinámica, dependiente su evolución de circunstancias que rodean al mercado, la tecnología, el consumo y su conservación.

En este ámbito se merecen resaltar tres aspectos fundamentales: la producción tanto de los países de la OPEP como de los no alineados a esta Organización, la acción de los consumidores particularmente las grandes potencias y la coyuntura internacional de la comercialización.

SITUACION DE LOS PAISES DE LA OPEP EN RELACION CON LA SECRETARIA GENERAL

PAISES FUNDADORES	EN ORDEN ALFABETICO		ORDEN DE OCUPACION DE LA SECRETARIA GENERAL		
IRAN	ARGELIA	(9-VII-69)	IRAN	21-I-61	30-IV-64
IRAK	ECUADOR	(20-XI-73)	IRAK	1-V-64	30-IV-65
KUWAIT	GABON	(11-VI-75)	KUWAIT	1-V-65	31-XII-66
ARABIA SAUDITA	INDONESIA	(7-VI-62)	ARABIA SAUDITA	1-I-67	31-XII-67
VENEZUELA	LIBIA	(7-VI-62)	VENEZUELA	1-I-68	31-XII-68
	NIGERIA	(13-VII-71)	INDONESIA	1-I-69	31-XII-69
	QATAR	(21-I-61)	LIBIA	1-I-70	31-XII-70
	E. A. U.	(29-XI-68)	E. A. U.	1-I-71	31-XII-72
			ARGELIA	1-I-73	31-XII-74
			NIGERIA	1-I-75	31-XII-75
			QATAR	1-I-77	31-XII-78
			ECUADOR	—	—
			GABON	—	—

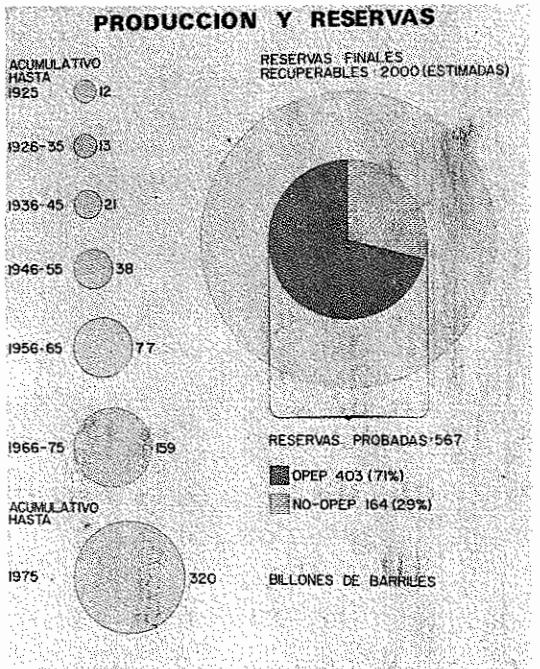
Organización Latinoamericana de Energía

PRODUCCION DIARIA DE PETROLEO DE LOS PAISES NO ALINEADOS A LA OPEP

(EN MILES DE BARRILES)

PAISES \ AÑOS	1973	1974	1975	1976	1977	MESES 1978	ENERO	FEBRERO	MARZO
U.S.S.R	8.723	9.371	10.000	10.617	11.148		11.564	11.261	11.736
U.S.A + ALASKA	11.098	10.607	10.133	9.885	10.039		10.704	10.621	10.973
CANADA	1.990	1.875	1.599	1.460	1.458		1.600	1.548	1.600
MEXICO	532	662	817	954	1.068		1.139	1.081	1.173
ARGENTINA	427	420	403	404	435		437	421	437
AUSTRALIA	395	391	416	424	437		465	450	463
OMAN	297	295	345	372	347		334	327	337
REINO UNIDO	8	8	32	250	785		916	950	906
NORUEGA	33	35	192	284	284		404	382	---
CHINA	860				1.900		1.900	1.900	1.900

Para este estudio es interesante observar como se comporta la demanda de energía conociendo la producción mundial y sus reservas, determinando el potencial de suministro de energía de que puede disponer el mundo en lo que va a la presente década y en lo que nos deparan las décadas siguientes.



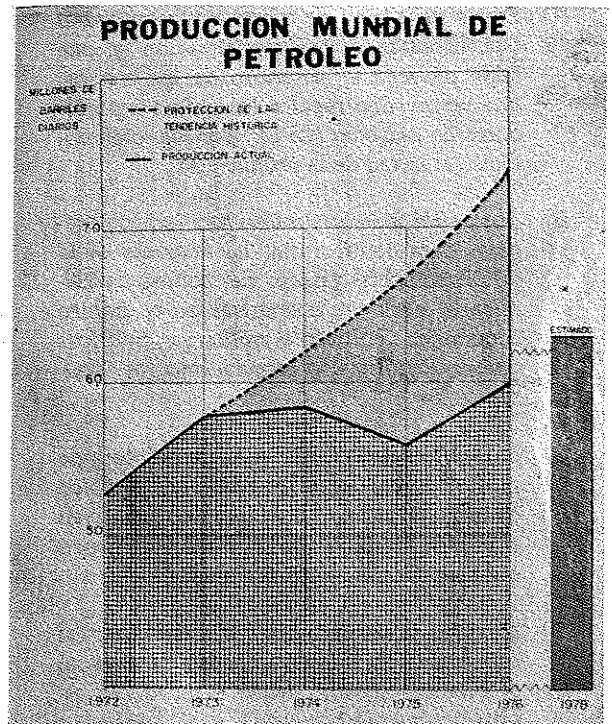
LA PRODUCCION DEL PETROLEO CRUDO VIRTUALMENTE SE HA DUPLICADO CADA DIEZ AÑOS DESDE 1935, A CIFRAS ACTUALES, LAS RESERVAS CONOCIDAS DURARIAN SOLAMENTE OTROS 25 AÑOS. LOS EVENTOS DE 1973 HICIERON NOTAR LA DEPENDENCIA DEL MUNDO POR EL PETROLEO, LA NECESIDAD DE NUEVAS FUENTES DE ENERGIA Y UN EFICIENTE USO DE LA MISMA.

En esta demanda tanto de hidrocarburos como de fuentes alternas, siempre el petróleo ha jugado el papel más importante y puede decirse que se ha desperdiciado con mayor intensidad y si hacemos un análisis retrospectivo, podemos apreciar que la demanda de energía en el mundo en el año de 1925 era de tres millones de barriles diarios de equivalente de petróleo; en 1950, 11 millones; en 1975, 56 millones y en el 78, 60 millones. Como se puede apreciar el consumo de energía proveniente del petróleo ha sufrido cambios radicales en los últimos 50 años, y la expectativa es que, este patrón de comportamiento no cambie sustancialmente en los próximos 20 años.

El consumo indiscriminado de este recurso agotable, por los bajos precios que se mantenían, hizo que los países de la OPEP lo eleven radicalmente en la llamada crisis petrolera de 1973-1974, que sirvió para demostrar al mundo la importancia que tiene este material estratégico y que el desarrollo sostenido de las grandes potencias, se debía a que se pagaban insignificantes precios a los productores de materias primas.

Otro aspecto de singular importancia fue la demostración virtual de la dependencia del petróleo en las regiones de alto desarrollo industrial, como los Estados Unidos, Europa Occidental, Japón, lo que llevó a estas potencias a adoptar políticas coercitivas y otras medidas complementarias para impedir la elevación de precios del mercado crudo, como son el sobreacumula-

Organización Latinoamericana de Energía

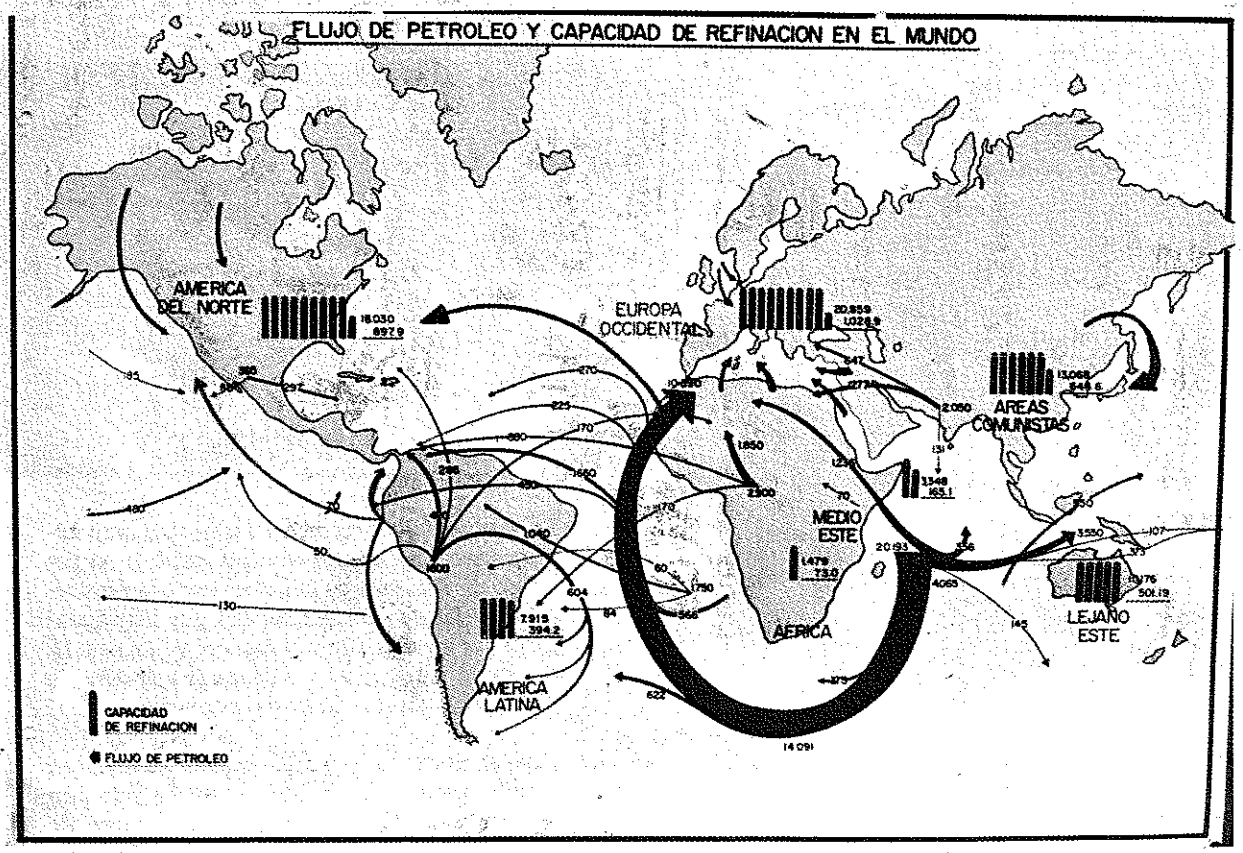


LA PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEO EN EL AÑO 1976 FUE BASTANTE ELEVADA A PESAR DE LAS PROYECCIONES QUE SE HICIERON ANTES DE LAS ACCIONES TOMADAS POR LA OPEP EN EN 1973-1974.

LA DEMANDA DE PETROLEO EN 1976, EN MUCHOS PAISES FUE MENOS QUE EN 1973.

miento, las reservas estratégicas, incrementando la capacidad de almacenamiento de 30 a 180 días, elevación de costos de los productos manufacturados y la incursión favorable, por cierto, para desarrollar fuentes alternas de energía. Además tanto la comisión nacional de energía del Mercado Común Europeo, como Japón y otros países altamente desarrollados, dictaron políticas internas para frenar el crecimiento de la demanda, que de acuerdo a la tendencia histórica se pensaba que en 1976 al 77 se debían consumir sobre los 70 millones de barriles diarios.

Con referencia a la comercialización de crudo a nivel mundial, es interesante ilustrar con este gráfico, el movimiento de hidrocarburos en la comercialización mundial, lo que nos da una clara idea de las áreas estratégicas y su vigencia en el futuro a nivel de alta política internacional.



Además es menester conocer que desde el segundo semestre de 1976 y hasta probablemente fines de esta década, existe un gran exceso de oferta de petróleo en el mundo, estimado entre 1.5 y 2 millones de barriles diarios, este exceso de oferta ha venido a deteriorar los precios en el mercado internacional lo que se puede atribuir a los siguientes factores:

- *Inicio de la producción en el Mar del Norte, Alaska y México.*
- *El incremento de la producción en China.*
- *El sobreacumulamiento de petróleo por parte de los países consumidores y las medidas conservacionistas de los grandes países.*
- *Y, el incremento de capacidad de almacenamiento para refinación.*

A estos factores tenemos que añadir que, la capacidad de producción de la OPEP contribuye a que la oferta sea superior a la demanda.

PRODUCCION ESPERADA DE LA "OPEP" PARA 1.978

PAISES MIEMBROS	PRODUCCION (B/D)
ARGELIA	1'200.000
ECUADOR	220.000
GABON	220.000
INDONESIA	1'650.000
*IRAN	6100.000
*IRAK	2675.000
*KUWAIT	2250.000
LIBIA	2'200.000
NIGERIA	2'200.000
QATAR	480.000
*ARABIA SAUDITA	8'500.000
EMIRATOS ARABES UNIDOS	1'800.000
*VENEZUELA	2'200.000
TOTAL:	31695.000

*5 PAISES FUNDADORES

CONCLUSIONES A NIVEL MUNDIAL

La situación del mercado de petróleo se la puede resumir de la siguiente manera:

A) Existe un exceso de oferta a nivel mundial que dificulta la comercialización y por ende provoca el deterioro de los precios, que no pueden regular los países exportadores de petróleo (OPEP) porque sólo controlan la mitad de la producción.

B) Los países industrializados han tomado medidas para contrarrestar las acciones de la OPEP como las citadas del sobreacumulamiento, acciones coercitivas en el ámbito económico, político y militar; y, políticas conservacionistas y reguladoras de consumo.

C) La política de la OPEP como promotora de precios justos en el mercado de petróleo continuará jugando un papel importante en el mundo, tratando de propugnar un nuevo orden económico internacional.

D) Mientras no se desarrolle una explotación económica de fuentes alternas de energía, el petróleo seguirá siendo el producto estratégico más importante.

SITUACION HIDROCARBURIFERA A NIVEL CONTINENTAL

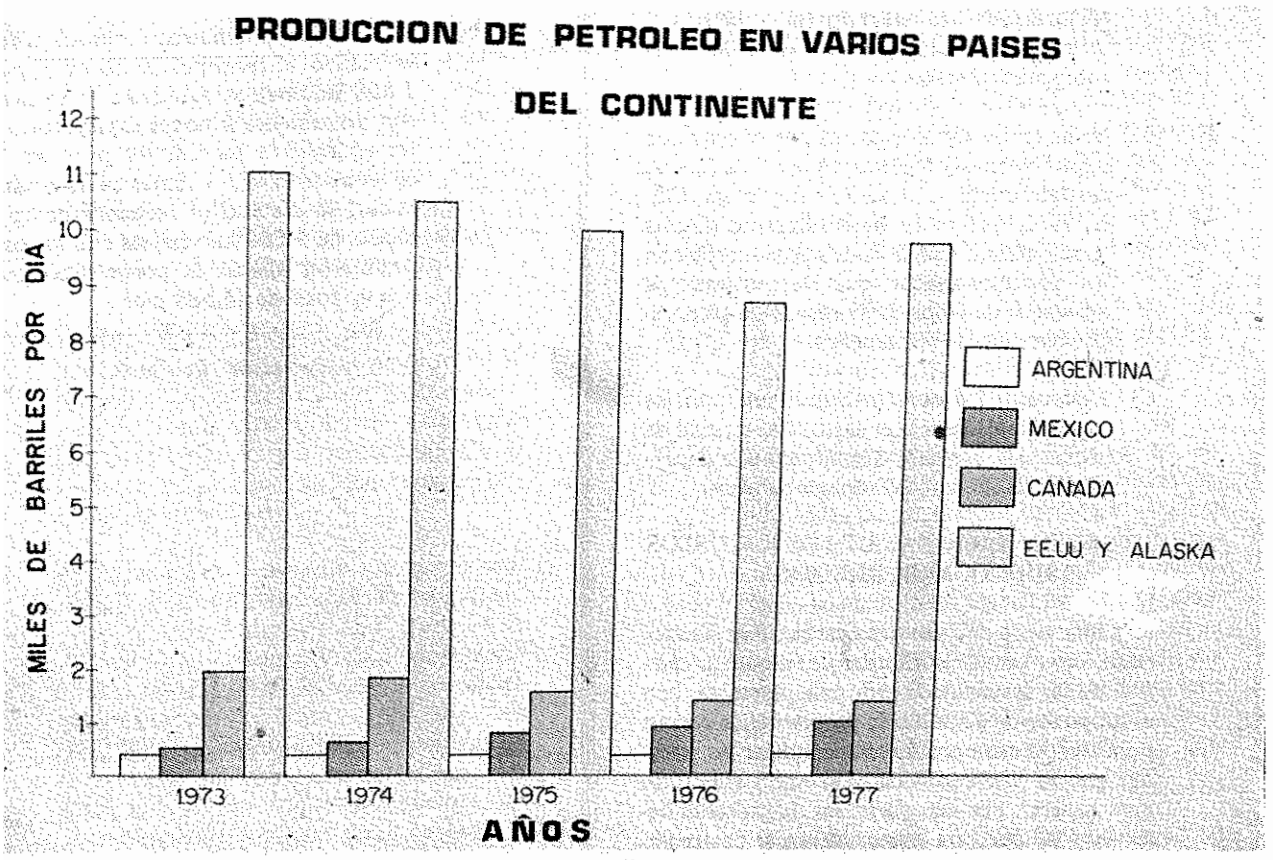
Analicemos el desarrollo del petróleo y la energía a nivel continental y en particular en el ámbito latinoamericano mediante una ilustración del comportamiento de la oferta y la demanda en los últimos dos años, 77 - 78.

EVOLUCION DE LA PRODUCION DE PETROLEO EN SUDAMERICA.
(EN MILES DE BARRILES)

PAIS / AÑO	1918	PUESTO	1960	PUESTO	1973	PUESTO	1976	PUESTO
VENEZUELA	333	4	1'041.675	1	1'228.594	1	839.737	1
ARGENTINA	1.353	3	64.232	2	153.539	2	144.56[illegible]	2
TRINIDADAD	2.082	2	42.357	4	60.666	6	81.984	3
ECUADOR	60	5	2.730	9	76.221	3	68.463	4
BRASIL	—		29.613	5	62.122	5	61.026	5
COLOMBIA	—		55.770	3	66.844	4	53.376	6
PERU	2.527	1	19.255	6	25.767	7	27.936	7
BOLIVIA	—		3.574	8	17.226	8	14.856	8
CHILE	—		7.231	7	11.429	9	8.372	9

En este período se suceden dos hechos muy importantes: uno, el esfuerzo por explotar el petróleo de Alaska, que culminó con una producción inicial de 400 mil barriles que inmediatamente se elevó a 700 mil barriles y que para fines de este año, 1978, alcanzaría a la cifra de 1'200.000 barriles diarios de producción.

Dos, el descubrimiento de grandes reservas en México pese a que su monto no ha sido aún determinado con exactitud y sus costos de extracción, se estima serán muy altos. De todas



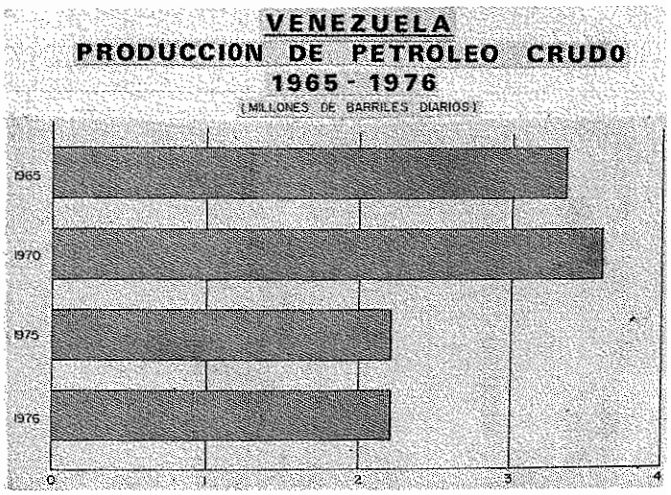
maneras, en lo que va de este año, México ha logrado duplicar su capacidad de exportación de 200 a 400 mil barriles diarios, que conjuntamente con Alaska han dificultado la comercialización del crudo ecuatoriano.

A estos hechos debo añadir el incremento de la producción peruana, que ha permitido a dicho país alcanzar su autosuficiencia, desplazando al crudo ecuatoriano de dicho mercado.

Colombia, después de los descubrimientos de petróleo en la década de los años 60 en el sur-oriente que permitieron la construcción del oleoducto Orito–Tumaco, ha venido registrando una declinación en la producción de petróleo que ha puesto al oleoducto que tiene, de una capacidad de 150.000 barriles, a trabajar en el transporte de tan sólo 30.000 barriles diarios.

En un principio Colombia era exportador de petróleo, actualmente es importador. Sin embargo, al actualizar las bases legales, existen ahora 25 compañías foráneas trabajando en su territorio y es así, que las compañías Shell y Texaco han descubierto importantes reservas de gas en el área de la Guajira.

Finalmente, a nivel regional, observamos a países como Venezuela que en 1970 produjo 3'708.000 barriles diarios y que en 1976 alcanzó una producción diaria de 2'294.000 barriles, debido a una política de conservación. Y en igual forma que Ecuador, ha soportado en los dos últimos años los efectos de una sobre-oferta en el mercado, al punto que en el primer trimestre de este año alcanzó una producción diaria de sólo 1'800.000 barriles, es decir, 400.000 barriles por debajo de su producción.



CONCLUSIONES GENERALES A NIVEL CONTINENTAL

A) La producción de Alaska y México unida a la autosuficiencia peruana, más la subida de

las tarifas en el canal de Panamá, son los factores que han incidido en la difícil colocación del crudo ecuatoriano en los mercados tradicionales.

B) *El éxito de algunos países para-vecinos en exploraciones y descubrimiento de nuevas reservas como es el caso de Argentina, Chile, Perú, Colombia, es el resultado de una modernización de la legislación acorde con las circunstancias y que ha motivado la afluencia de empresas foráneas de gran capacidad técnica y financiera.*

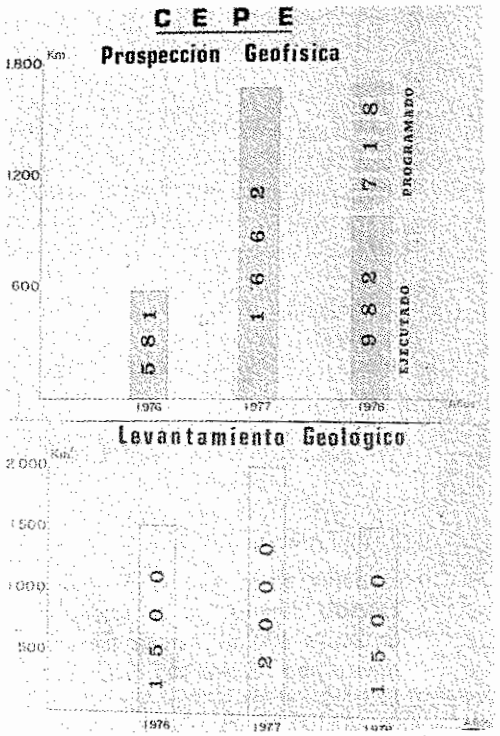
C) *Latinoamérica debe mantener una política unida para lograr con éxito la absorción de tecnología propia y disminuir así la dependencia de los grandes centros de poder.*

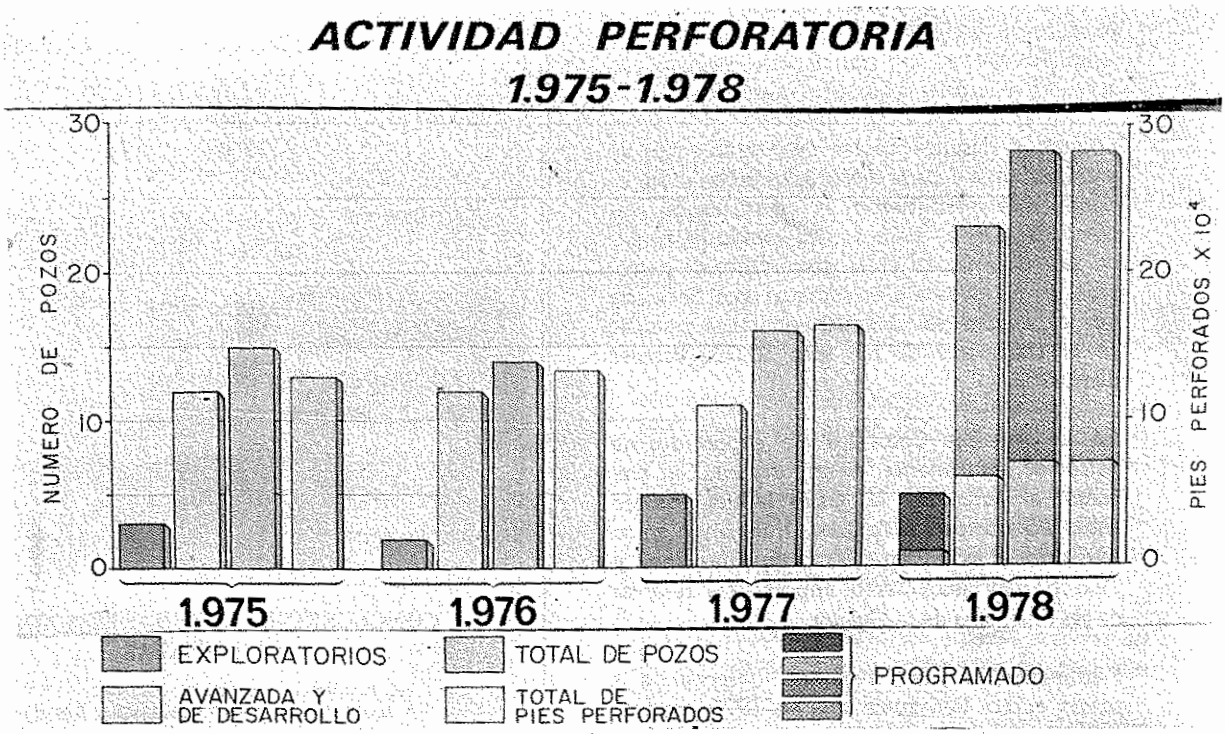
III. SITUACION NACIONAL DE LOS RECURSOS HIDROCARBURIFEROS

Al hablar de la política hidrocarburífera ecuatoriana, creo necesario abordar por separado cada una de las etapas de la industria petrolera, con el propósito de delimitar la problemática correspondiente a cada una de ellas e indicar las medidas que se han adoptado y se están aplicando para superar, por una parte, las dificultades heredadas y, por otra parte, lograr el desarrollo petrolero a corto, mediano y largo plazo.

A. *Política Petrolera Relativa a la Exploración*

Es conocido por todos que los trabajos de la exploración petrolera declinaron sensiblemente, como podeis apreciar. Según los cuadros siguientes, en 1975 se levantaron 4.351 kilómetros de líneas sísmicas, se realizó el reconocimiento geológico de 1.500 kilómetros cuadrados y se perforaron unicamente 2 pozos exploratorios con un equivalente de 18.148 pies; en 1976, se levantaron 581 kilómetros de líneas sísmicas, se efectuó el reconocimiento geológico de 1.500 kilómetros cuadrados y se perforaron apenas 2 pozos exploratorios con un total de 16.689 pies.





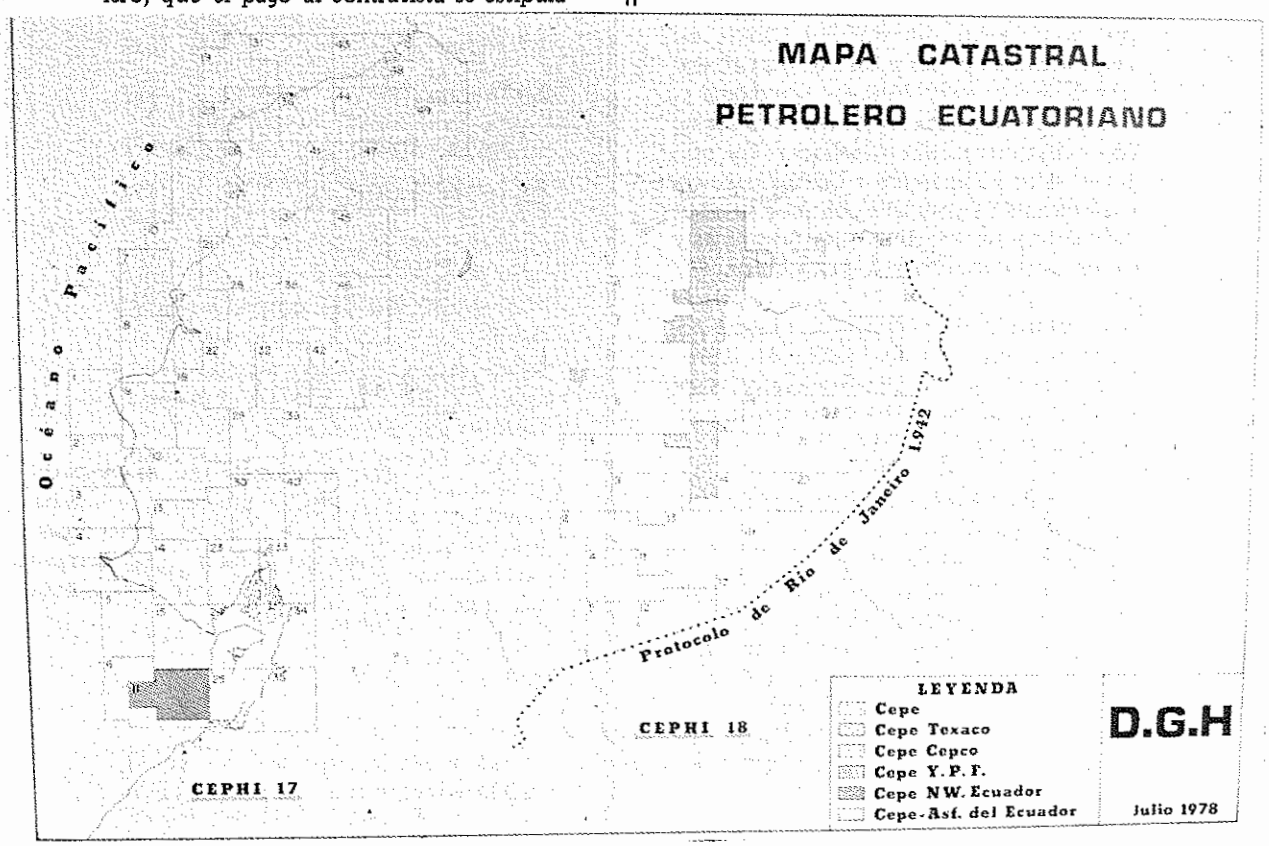
Frente a estas condiciones verdaderamente inquietantes, el portafolio a mi cargo tuvo que encarar seriamente el problema y es así como, al inicio de mi gestión, nos planteamos una alternativa: que CEPE asuma en su totalidad la ejecución de la actividad exploratoria o que, compartiendo o desligando al Estado del riesgo petrolero, promueva la inversión del capital privado de compañías nacionales y extranjeras.

Sobre la primera opción, concluimos inobjetablemente que CEPE no dispone de la capacidad financiera suficiente para realizar la costosa tarea exploratoria del país y que, por tanto, tampoco era conveniente que la Corporación cargue con todo el riesgo petrolero que conlleva.

Circunscritos a la segunda opción, coprendimos —lo que algunos todavía no quieren o no pueden entender— que era y es de necesidad vital auspiciar y fomentar las inversiones del sector privado, lógicamente precautelando los sagrados intereses del país. He ahí —una vez más— el por qué de la creación del "Contrato de Operaciones Hidrocarburíferas", que responde a un reordenamiento legal en ejercicio pleno de nuestra soberanía, que deslinda al Estado de toda responsabilidad en el riesgo petrolero, que el pago al contratista se estipula hacerlo en hidrocarburos —en caso de encontrarse—, que abre nuevas perspectivas a la inversión y que indudablemente alentarán la actividad exploratoria, que no supone ningún renunciamiento de derecho económico alguno —porque la producción bruta total del crudo que se encuentre pertenece a CEPE—, que obliga al contratista a proporcionar los equipos y recursos técnicos y financieros para la exploración y explotación, que no exonera de sus obligaciones a las compañías que operan al momento, que toma en cuenta los elementos dinámicos de los acontecimientos de la era petrolera.

Concomitantemente, el Gobierno de las Fuerzas Armadas tomó otras providencias decisivas para remediar el cuadro negativo del "desmantelamiento petrolero", providencias que han dado sus resultados positivos, como lo demuestran los datos correspondientes a 1977 según los cuales se levantaron 1662 kilómetros de líneas sísmicas, se realizó el reconocimiento geológico de 2.000 kilómetros cuadrados y se perforaron 5 pozos exploratorios, con un total de 57.884 pies.

En el presente año, se han levantado ya 981 kilómetros de líneas sísmicas de los 1.700 kilómetros que se han programado;



Organización Latinoamericana de Energía

está en plena ejecución el programa de prospección geológica (1.500 km2), con lo que se concluirán los trabajos geológicos de reconocimiento a nivel regional; y, se espera cumplir la perforación de 5 pozos exploratorios.

Debo destacar también la elaboración del nuevo mapa catastral ecuatoriano, el mismo que fue reordenado en base a la evaluación geológica de las diferentes cuencas sedimentarias y de la experiencia técnica de los profesionales nacionales, con el objeto de promocionar las áreas prospectivas para la exploración y desarrollo de nuevas fuentes hidrocarburíferas.

Según el referido mapa, están disponibles 72 bloques en todo el territorio nacional, ubicándose 46 en la costa y costa afuera y 26 en el Oriente, con una extensión aproximada de 200.000 hectáreas cada uno.

Estos bloques, que serán objeto de licitación y/o contratación directa, poseen características geológicas y de acumulación de hidrocarburos que los hacen atractivos.

En resumen, la nueva política petrolera tiende a propiciar la inversión de compañías nacionales y extranjeras de alto nivel técnico y financiero, en la exploración de áreas en el Oriente de más difícil acceso y, por consiguiente, de mayores costos, así como también en las áreas de costa afuera, donde se requiere de mayor tecnología y, por tanto, de gastos superiores; a la fecha, hay varias compañías interesadas. Por otra parte, se ha robustecido a CEPE financiera y técnicamente para que continúe su labor exploratoria en las áreas más favorables y potencialmente ricas en hidrocarburos.

Analizado el marco general de nuestra política petrolera, paso a referirme ligeramente a las actividades exploratorias de CEPE y de las compañías que trabajan conjuntamente con la Corporación.

1. *Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana.*

   En el mapa catastral petrolero ecuatoriano, se pueden observar las áreas reservadas para la operación directa a cargo de CEPE, tanto en el Oriente (1'370.000 has.), como en la Costa (100.000 has.) y en la Plataforma Continental Submarina (400.000 has.).

   En estas áreas, la corporación ha realizado la mayor actividad exploratoria como lo confirman los trabajos de prospección geofísica de 6.425 km. de líneas sísmicas con una inversión aproximada de S/. 350'000.000 y los de geología regional de campo a nivel de reconocimiento de 6.000 km2, estudios que sirvieron de base para la perforación del pozo exploratorio Shiripuno No. 1, con resultados positivos, y de 5 pozos de avanzada y de desarrollo, que convirtieron "a 1977 en el año de mayor actividad de la Corporación en la búsqueda de hicrocarburos", co-

C E P E

PROSPECCION GEOFISICA

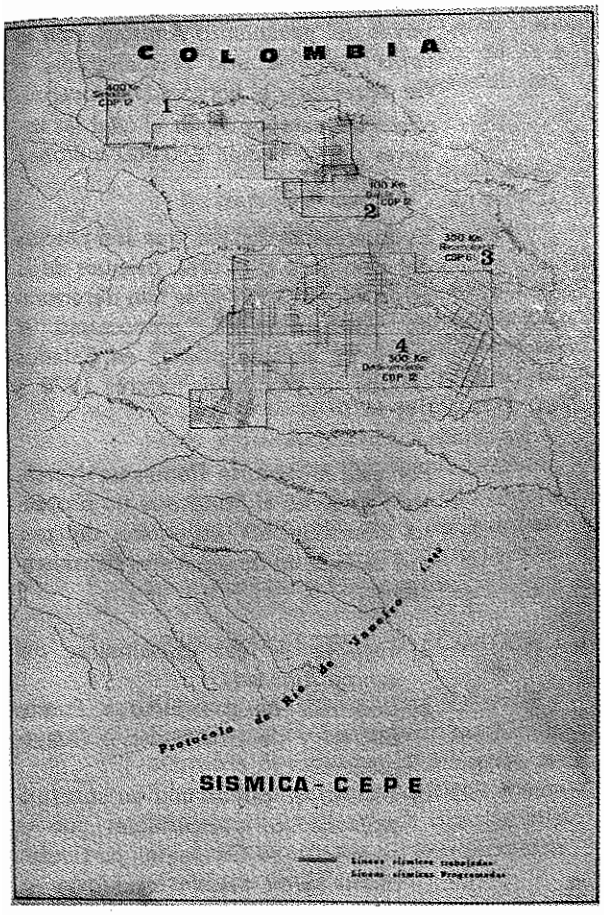
AREAS	Km. LINEAS SISMICAS
1. Costa afuera	3225
2. Oriente	
2.1. Primavera - Tiputini	1677
2.2. 18 - B	61
2.3. Tiguino	528
2.4. Charapa	152
2.5. Cuyabeno - Cofane	562
2.6. Cofane - Farfan	220
	6425

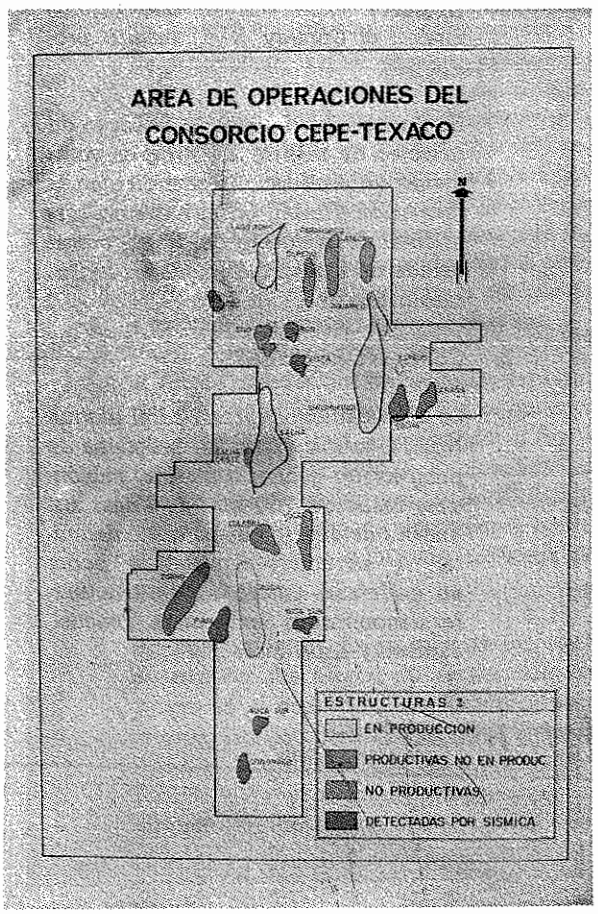
COSTO TOTAL APROXIMADO

345'728.600 SUCRES

***Para el presente año, se encuentra ejecutando** un programa de prospección sísmico de 1.700 km. en las áreas de su operación directa, que comprenden una parte del borde de la cuenca del Napo.*

Organización Latinoamericana de Energía





2. *CEPE–TEXACO*

Como sabemos, la principal actividad del consorcio CEPE–TEXACO está orientada a la explotación de sus campos productores; sin embargo, como resultado del convenio de exploración, desarrollo y producción, suscrito entre el Estado y la Compañía Texaco, se inició en mayo del presente año, el programa de prospección geofísica, que comprende la ejecución de alrededor de 1.000 km. de líneas sísmicas, programa que contempla, entre otros objetivos, la investigación de las posibilidades hidrocarburíferas del precretácico o sea en niveles más profundos y antiguos que los actualmente productivos y que, hasta el momento, no han sido evaluados en la cuenca del Napo.

En perforación exploratoria, se ha iniciado el programa que comprende tres pozos: Eno No. 1, Vista No. 1 y Ron No. 1. El primero fue ya perforado con resultados negativos.

3. ***CEPE–CEPCO (*)***

La Compañía CEPCO ha realizado, dentro de su área, trabajos tanto de prospección geofísica como geológica, los mismos que han conllevado al descubrimiento de algunas estructuras, dos de las cuales, Fanny 18–B y Mariann, entraron en producción, a partir del 1º de junio del año en curso. Además, se han programado trabajos de prospección sísmica, con el objeto de delimitar cinco estructuras potenciales, dentro del área –materia del contrato–. Cabe indicar que continúan los trabajos del levantamiento aerofotogramétrico que realiza el Instituto Geográfico Militar, en beneficio de la Asociación CEPE–CEPCO.

4. *CEPE–YPF (*)*

En base a la información existente del área del bloque No. 115 y los trabajos que realizó YPF se determinaron algunos altos estructurales, que fueron objeto de la perforación de

(*) Ver mapa catastral.

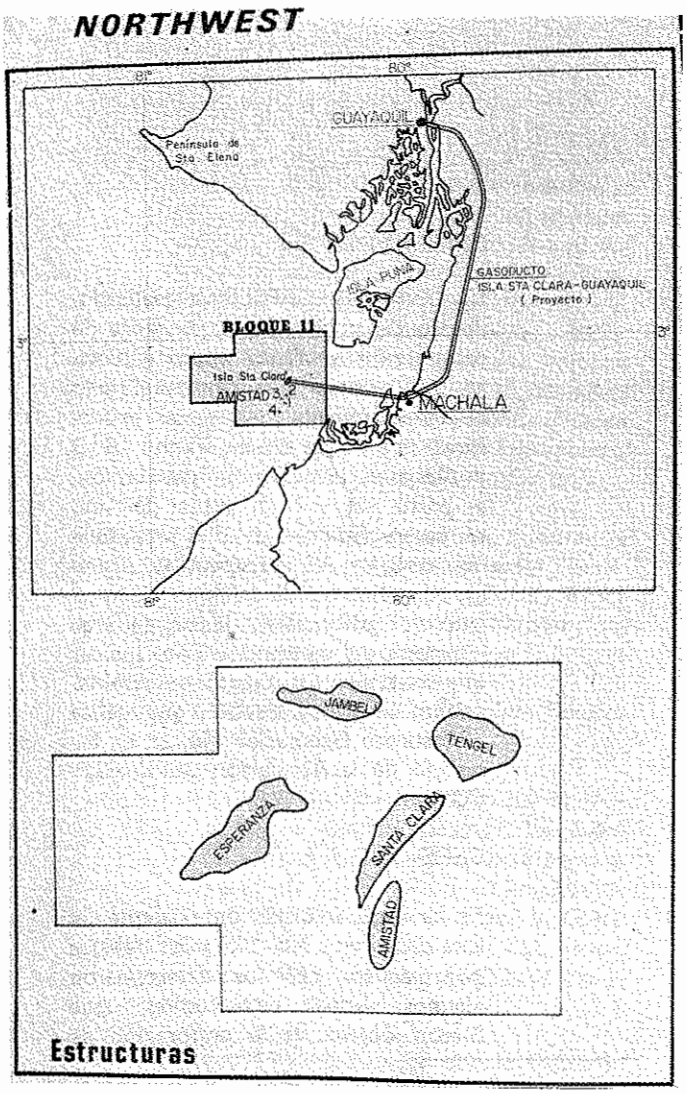
Organización Latinoamericana de Energía

3 pozos exploratorios, uno de los cuales, el Curaray X–1, resultó productivo.

Es importante destacar el hallazgo de petróleo de más de 20º API, en volúmenes de producción comercial, en la formación Hollín, en el extremo suroriental de la cuenca del Napo, considerada de escasas posibilidades hidrocarburíferas.

5. *CEPE–NORTHWEST*

La actividad exploratoria en el bloque No. 11 se inició con un programa de prospección geofísica marina, habiéndose realizado 760 km. de líneas sísmicas a detalle, lo que permitió delimitar la estructura Amistad y poner en evidencias cuatro altos estructurales denominados Santa Clara, Tenguel, Jambelí y Esperanza.



Igualmente, se efectuó el estudio de reservas del yacimiento Amistad, con la firma Degolyer and Macnahghton, a fin de revaluar el potencial hidrocarburífero del campo, según el cual las reservas de gas suman 280.000 millones de pies cúbicos.

Es interesante señalar que los precios del amoníaco y la úrea, después de la crisis de 1973-1974, se han deteriorado paulatinamente, provocando el cierre de algunas plantas en Estados Unidos y en Europa, entre 1976 y 1977.

Por este motivo, la Compañía Northwest presentó al Ministerio un proyecto alternativo de utilización del gas, que se basa en las siguientes consideraciones:

a) Explotar el gas inicialmente del campo Amistad;
b) Construir un gasoducto a Puerto Bolívar y de esta ciudad a Guayaquil;
c) Utilizar el gas natural en substitución de los combustibles que se consuman en Guayaquil, particularmente kerex, diesel y residuos; y
d) Asumir por parte del Estado la utilización económica del gas.

A esto, se agregó el hecho de que Northwest debía perforar en áreas que, de acuerdo con la ley, tenían que ser devueltas al Estado en un 60 o/o, lo que volvía antieconómica la operación, en relación a las reservas descubiertas.

Ante esta posición, el portafolio a mi cargo, considerando que no se puede concebir un desarrollo hidrocarburífero sin la utilización económica del gas, establece su criterio sobre el destino que se le debe dar, para lo cual decide:

a) Utilizar una parte del gas del bloque No. 11 como reductor del hierro; con este objeto, se ha establecido una coordinación con Ecuasider, a fin de venderle de 15 a 16 millones de pies cúbicos diarios para obtener acero de consumo nacional;

b) Utilizar otra parte del gas en una planta de amoníaco-úrea de 1.000 toneladas métricas de producción, que si bien no es rentable bajo las condiciones actuales, tiene la venta-

Organización Latinoamericana de Energía

ja de constituirse en un pilar del fomento agrícola ecuatoriano. Para esta planta se requerirían de 35 a 40 millones de pies cúbicos diarios; y,

c) El remanente de gas se destinaría a las empresas eléctricas y, en general, a plantas industriales.

En resumen, la divergencia surgida entre el Ministerio y Northwest, respecto del programa de utilización del gas, radica en el destino que se le daría, por lo que las alternativas que estamos tratando y que adoptaremos deben ser equitativas y económicamente factibles, así como también acordes con la tesis del desarrollo nacional y de la utilización eficaz de las fuentes de riqueza en las que se basa y se sustenta.

6. CEPE–ASFALTOS DEL ECUADOR (*)

El Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos ha incentivado también la búsqueda de esquistos bituminosos, asfaltos, pirobitumenes asfálticos, arenas impregnadas y otras, con sujeción a la ley de hidrocarburos y a la exploración y explotación de asfaltos.

Dada la importancia que tienen los asfaltos, para el desarrollo de la infraestructura vial del país, se otorgó en enero de 1977, mediante contrato, una área de 12.500 hectáreas a la compañía nacional "Asfaltos del Ecuador S.A.", área en la cual se han realizado trabajos de geología de campo, sísmica de refracción, perforaciones someras, estudios geológicos y análisis de muestras, con el fin de evaluar y determinar el volumen de reservas.

Como podéis concluir, la actividad exploratoria hidrocarburífera ha recibido el mayor impulso que nos ha sido posible dar, mirando sólo la prosperidad ecuatoriana.

B. Política Petrolera Referente a la Explota-

Nuestra preocupación no ha sido solamente la de aumentar y conservar los yacimientos petroleros sino también explotar racionalmente este importante recurso natural no renovable. Por estas razones, dentro de la política conservacionista y de explotación técnica de las reservas, el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos determinó, de manera más realista, las tasas permisibles de producción, a nivel de pozo, yacimiento y campo, como resultado final de los estudios técnicos adicionales, efectuados por la Dirección General de Hidrocarburos y corroborados por la consultora francesa Franlab, que realizó, además, estudios de simulación matemática de yacimientos para los campos en actual explotación, con el objeto de orientar en mejor forma la política de explotación y conservación de reservas.

A fin de ordenar debidamente las actividades del sector hidrocarburífero, el portafolio a mi cargo está actualizando el Reglamento de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Debo resaltar la regulación que se acaba de expedir por primera vez en el país, sobre la explotación unificada de yacimientos.

En concordancia con la política petrolera de mejorar los niveles de producción, se programó el desarrollo e incorporación de nuevos campos petroleros por parte de CEPE y las demás Compañías. Como consecuencia de esto, entraron en producción en junio pasado nuevos campos de CEPE–CEPCO y próximamente, los de Atacapi y Parahuacu de CEPE–TEXACO, estos últimos como resultante del convenio de exploración, desarrollo y producción celebrado entre el Gobierno Nacional y TEXACO, al que me voy a referir.

1. Consorcio CEPE–TEXACO (*)

Como antecedentes del convenio, mencionaré los decretos supremos Nos. 285 y 287 del 14 de abril de 1975, que se relacionaban el uno, con la participación de CEPE en la producción del consorcio sobre el nivel fijado por el Estado, produzca o no produzca, de acuerdo con las tasas respectivas, y el otro, con la imposición unilateral de exigir tareas de desarrollo, so pena de reversión de las áreas correspondientes.

Como era de esperarse, dada la naturaleza coercitiva de los decretos, no sólo fueron incumplidos sino que provocaron una situación difícil a la industria petrolera, llegándose inclusive al retiro de la Gulf, particularmente que coadyuvó en el propósito del Gobierno de las Fuerzas Armadas de adquirir, en virtud del convenio celebrado el 27 de mayo de 1977, la totalidad de los derechos y

(*) Ver mapa catastral

(*) Ver cuadro "Area de Operaciones del Consorcio CEPE–TEXACO."

Organización Latinoamericana de Energía

acciones de la Compañía Gulf, a partir del 31 de diciembre de 1976, lo que permitió al Ecuador contar con una participación mayoritaria en el consorcio (62.5 o/o), que implica, a más de las ventajas económicas adicionales, controlar el sector productivo que más divisas genera al país.

Respecto de la TEXACO, se creyó conveniente mantenerla como sostén técnico del consorcio, a condición de que reactive la actividad hidrocarburífera, lo que planteó la necesidad insoslayable de concretar el convenio de exploración, desarrollo y producción del 16 de diciembre de 1977, cuyos objetivos principales son: promover la exploración tendiente al descubrimiento de nuevas reservas, desarrollar e incorporar a la producción nuevos campos hidrocarburíferos, continuar el mantenimiento adecuado de los pozos productivos, programar la recuperación secundaria y otros métodos mejorados de producción e incrementar la producción petrolera, de conformidad con la política conservacionista de las reservas.

Para la consecución de los objetivos mencionados, el consorcio se comprometió a la ejecución de un programa de trabajo, con una inversión de más de S/.1.200.000.000 para el presente año, el mismo que comprende: el levantamiento sísmico de 1.100 km. para la exploración de niveles más profundos con posibilidades de acumulación hidrocarburífera; la perforación de tres pozos exploratorios en nuevas estructuras determinadas por sísmica; la perforación de 16 pozos de avanzada y desarrollo, que permitirán incorporar a la producción nuevos campos para mantener y mejorar la vigente tasa de producción; el mantenimiento y reacondicionamiento de pozos; la instalación de sistemas artificiales de producción, entre otros trabajos.

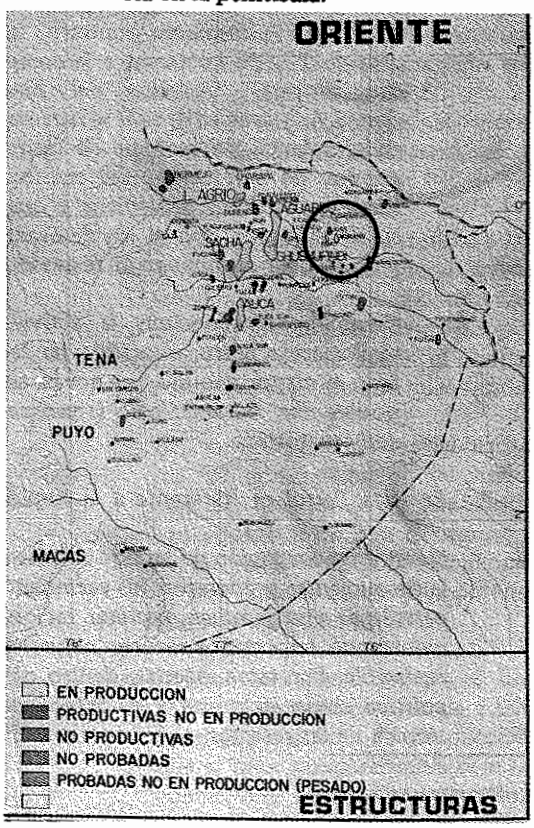
A la fecha, el convenio registra resultados positivos. Se están llevando a cabo los trabajos de sísmica en el campo, se han perforado un pozo exploratorio y ocho de avanzada y desarrollo, cuyos resultados incrementarán en octubre próximo la producción en no menos de 8.000 barriles diarios, a parte del campo Yuca que entrará en producción el próximo año con 12 mil barriles más. Se ha efectuado el mantenimiento de 189 pozos y el reacondicionamiento de 6 pozos. Además, se ha completado la incorporación de 10 pozos del campo Shushufindi al sistema de levantamiento neumático y se están instalando 16 bombas eléctricas sumergibles en los campos de Lago Agrio y Sacha, para mantener los actuales niveles de producción.

Debo enfatizar que, para la intensificación de los trabajos, el consorcio aumentó sus equipos, tales como las torres de perforación y mantenimiento de pozos.

2. *Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana*

Los campos petroleros de la península de Santa Elena (provincia del Guayas), bajo la operación directa de CEPE, registran una producción promedia de 3.000 barriles por día de crudo de 35°API, proveniente de 783 pozos.

Merece resaltarse la próxima perforación de tres pozos en estos campos, así como también las gestiones de la Corporación ante el Banco Mundial para la obtención de un crédito, que financie ***el programa de recuperación secundaria en la península.***



Organización Latinoamericana de Energía

No es menos importante la incorporación a la producción de los pozos 18–B1, 18–B2 y 18–B3 (ubicado junto al campo Fanny) como primer aporte de CEPE a la economía nacional, propio de su trabajo de exploración y explotación desarrollado en la región oriental.

La Corporación ha programado también a corto plazo el ingreso a la producción de los campos Shiripuno, Tiguino y de aquellos que, al momento, se están explorando en el sur–centro de la cuenca Amazónica, lo cual facilitará la evacuación del crudo de los yacimientos localizados en el área de CEPE–YPF, y justificará económicamente la inversión que demanda la instalación de la infraestructura de recolección y transporte en la zona.

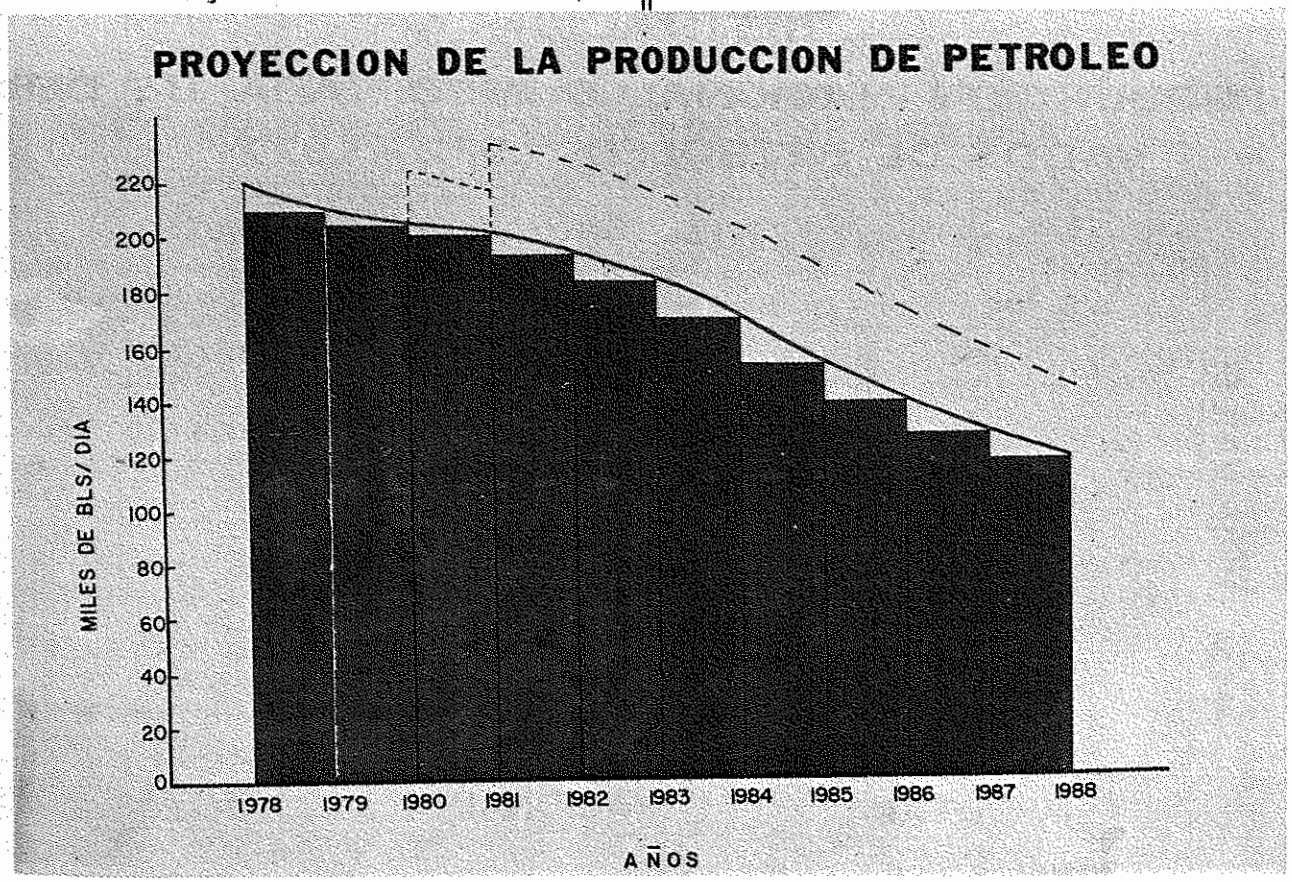
3. CEPE–CEPCO

Como es de dominio público, se incorporaron a la producción de petróleo los campos Fanny 18–B y Mariann, con un volumen inicial de 7.000 barriles por día.

La gravedad del crudo es de 24°API, *menor que la del petróleo proveniente de las áreas del consorcio CEPE–TEXACO, por lo que se han dictado las normas pertinentes que permitan que esta producción, al mezclarse por efecto del transporte, a través del oleoducto Transecuatoriano, sea económicamente explotable y pueda competir en el mercado exterior sin perjudicar el petróleo del consorcio CEPE–TEXACO.*

A más de lo indicado se realizarán perforaciones adicionales, que servirán para determinar la verdadera magnitud de los yacimientos, así como la incorporación de nuevos campos al período de explotación.

En definitiva a los 210.000 barriles de crudo que se producían diariamente, se han adicionado 7.000 barriles más de CEPE–CEPCO y se incorporarán 20.000 barriles, provenientes de los campos CEPE–TEXACO, como resultado inmediato de la nueva política petrolera, que está incentivando la exploración para encontrar nuevas estructuras y aumentar las reservas hidrocarburíferas y evitar consecuentemente el agotamiento de las mismas, ***como lo ilustra la curva de la declina-***



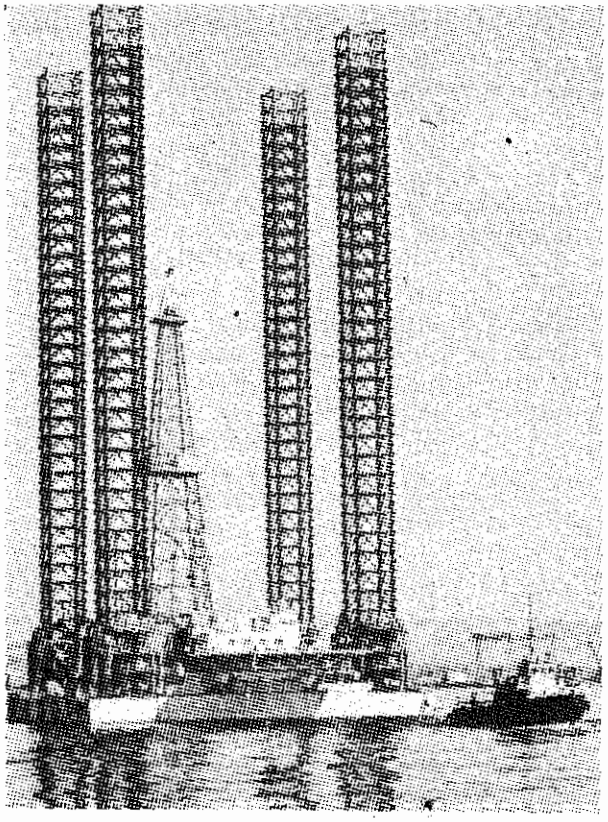
Organización Latinoamericana de Energía

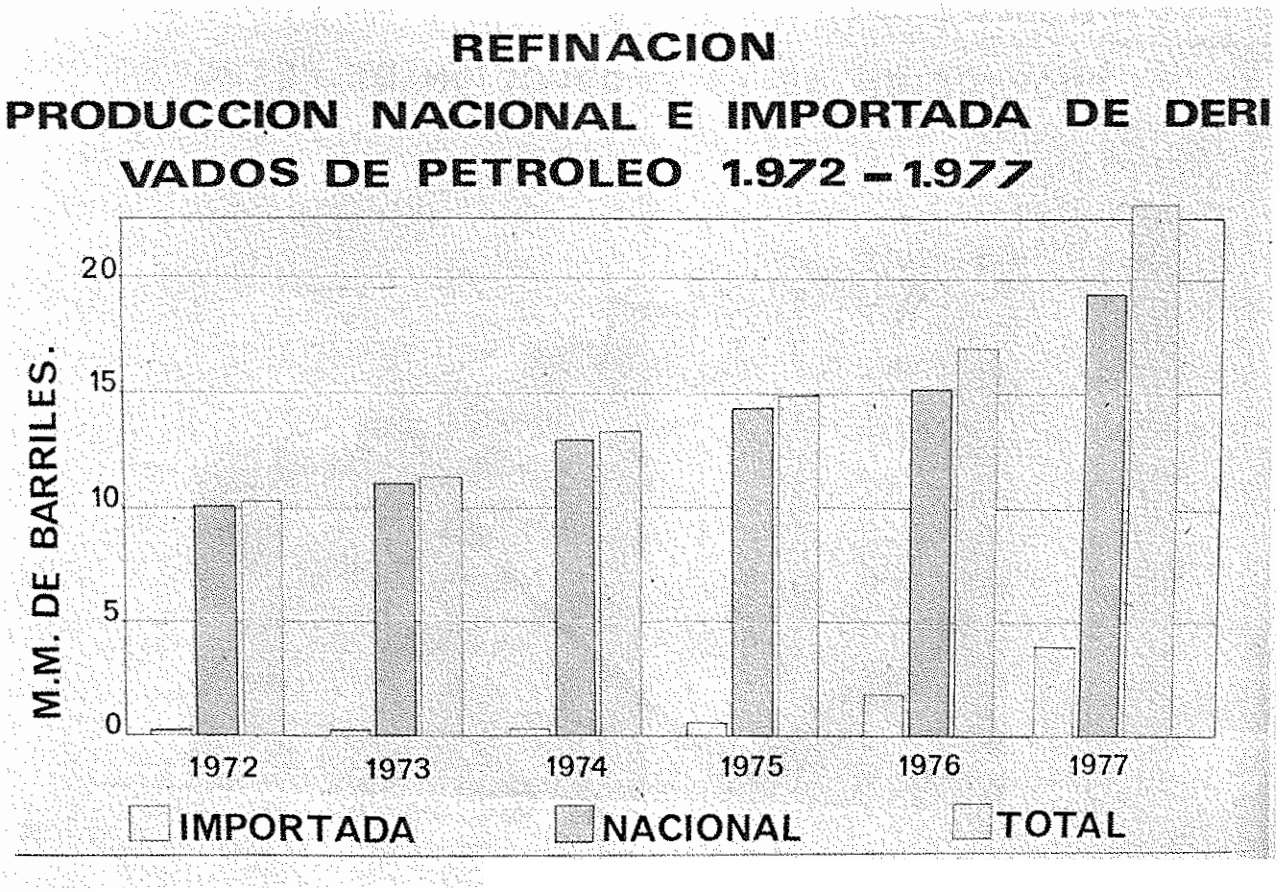
ción y poder atender así las necesidades internas de la industrialización y consumo, mantener el flujo de divisas por concepto de exportación y producir los artículos petroquímicos que la decisión 91 de la comisión del acuerdo de Cartagena asignó al Ecuador dentro del Programa Petroquímico del Pacto Andino.

C. Política Relacionada con la Refinación

Vale distinguir en este campo dos aspectos: el relativo a la ampliación de la capacidad de refinación de la península y el referente a la construcción de la refinería de Esmeraldas.

Como se puede apreciar en el siguiente cuadro la oferta de derivados, desde 1972 hasta la presente fecha, se encuentra compartida por la producción nacional y los derivados que se importan, lo que significa que la oferta nacional no ha logrado satisfacer la demanda de combustibles.





Organización Latinoamericana de Energía

Asimismo, se puede ver que, hasta 1974, solamente se importaban LPG y gasolina de aviación y que, desde 1975, se inicia también la importación de diesel y, luego, en 1976, la de gasolinas, kerosenes y turbo fuel, como consecuencia del alto incremento del parque automotor, la puesta en marcha de plantas eléctricas térmicas y otras plantas industriales. Esta explosión en el crecimiento del consumo llega al 18.82 o/o y representa el porcentaje más alto de crecimiento en Latinoamérica.

Ante esta situación, creo de mi deber referirme al interrogante del por qué la importación de ciertos derivados, no obstante la puesta en marcha de la refinería de Esmeraldas.

Antes de 1970 y en particular de la iniciación de la explotación petrolera, el Ecuador era considerado como uno de los países de más bajo índice de crecimiento económico, principalmente dada su estructura económica altamente dependiente de productos primarios, como: banano, café, cacao, entre otros.

REFINACION
PRODUCCION NACIONAL E IMPORTADA DE DERIVADOS DE PETROLEO 1.972–1.977

En Miles de Barriles

PRODUCCION	1.972	1.973	1.974	1.975	1.976	1.977
NACIONAL	10.117	11.117	12.993	14.454	15.274	19.306
IMPORTADA	173	189	240	517	1.825	3.916
TOTAL	10.290	11.306	13.233	14.971	17.099	23.222

PRODUCTOS IMPORTADOS

1.972: LPG Y GASOLINA DE AVIACION
1.973: LPG Y GASOLINA DE AVIACION
1.974: LPG Y GASOLINA DE AVIACION
1.975: LPG GASOLINA DE AVIACION Y DIESEL
1.976: LPG, GASOLINA DE AVIACION, DIESEL, GASOLINA 83 OCT. KEREX, TURBO FUEL, ASFALTOS
1.977: LPG, GASOLINA DE AVIACION, DIESEL, GASOLINAS, KEREX, TURBO FUEL, ASFALTOS

Organización Latinoamericana de Energía

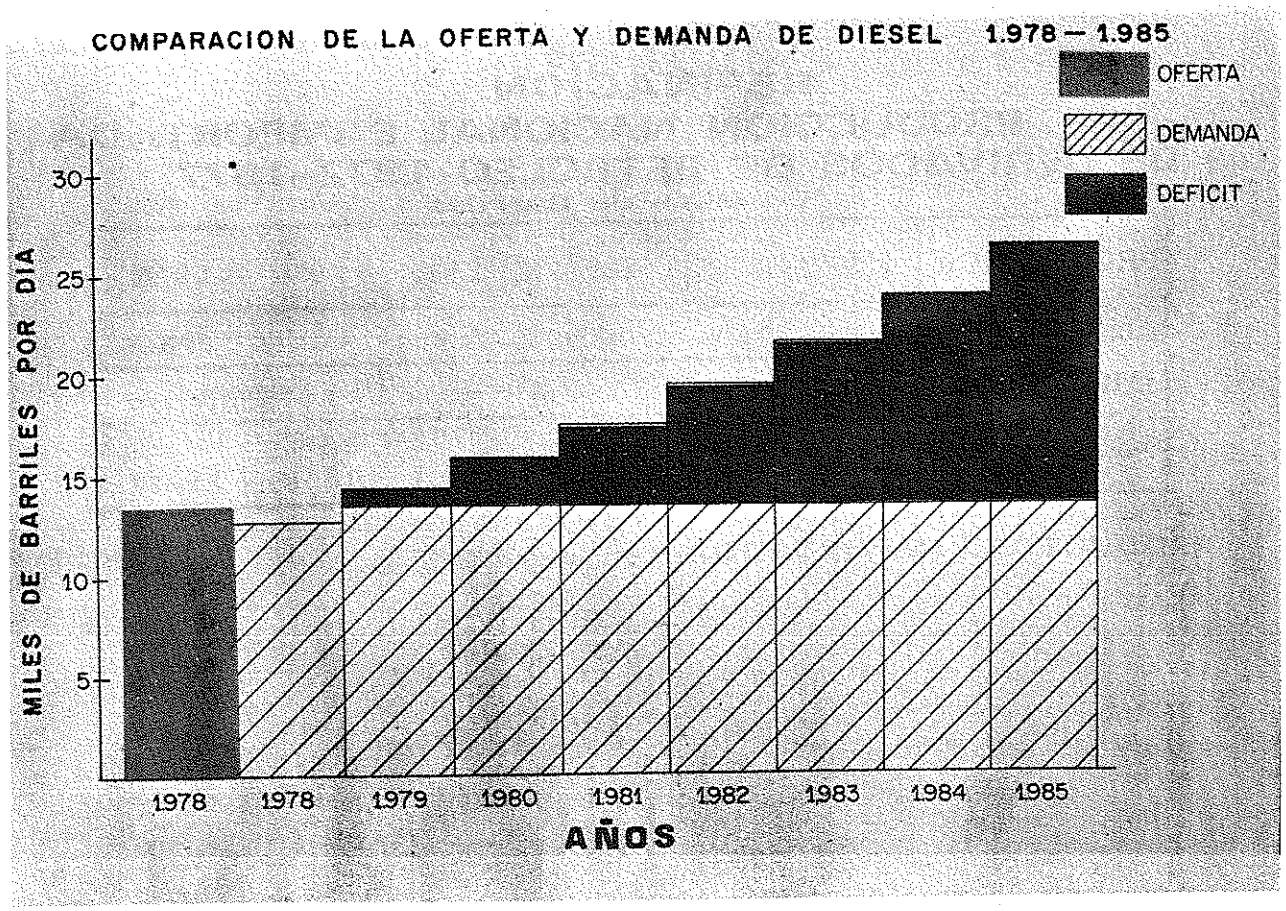
Las estimaciones de consumo fueron calculadas, tomando en cuenta que el Ecuador representaba dos sociedades de consumo diferentes, una antes de la década de los años 70 y otra después de la década que estamos viviendo. Este error de apreciación del consumo es el que ha puesto al Ecuador en la necesidad de importar ciertos derivados; es más, el crecimiento del consumo de diesel es marcadamente mayor, debido a que, durante este período, se han incrementado sustancialmente el parque automotor pesado consumidor de diesel, la capacidad de generación eléctrica en base a diesel para satisfacer la demanda del sector industrial y el consumo de este derivado para calderos y generación eléctrica de plantas industriales.

Por otro lado, hay que reconocer que la refinería de Esmeraldas no fue diseñada con los procesos de mayor severidad y conversión, de tal manera que nuestro crudo oriente pueda rendir el mayor porcentaje de productos livianos y blancos para satisfacer la demanda nacional, que se orienta principalmente hacia ese patrón de consumo.

A estos hechos, tenemos que sumar el desfasamiento de la construcción del terminal de evacuación en Esmeraldas. Se debe indicar que, en principio, la oferta de construcción del complejo de refinación de Esmeraldas contemplaba también la construcción del terminal marítimo de evacuación. Sin embargo, por circunstancias que no cabe mencionar, se separó al terminal marítimo de la construcción del complejo de procesos, lo que provocó el desfasamiento total en la construcción del terminal de evacuación de productos de Esmeraldas.

Debemos agregar que los calderos de la refinería no prestan el servicio adecuado para el funcionamiento de la planta en el ciento por ciento de su capacidad de diseño, por lo que se obligó la construcción de nuevos calderos, con cargo a la garantía de construcción.

Frente a estos problemas, se ha implementado una serie de medidas, como elementos consubstanciales de la política petrolera dentro de este sector, dirigidas a la racionalización del consumo de combustibles, tratando de evitar y erradicar el desperdicio y el derroche; se han dictado normas, con



Organización Latinoamericana de Energía

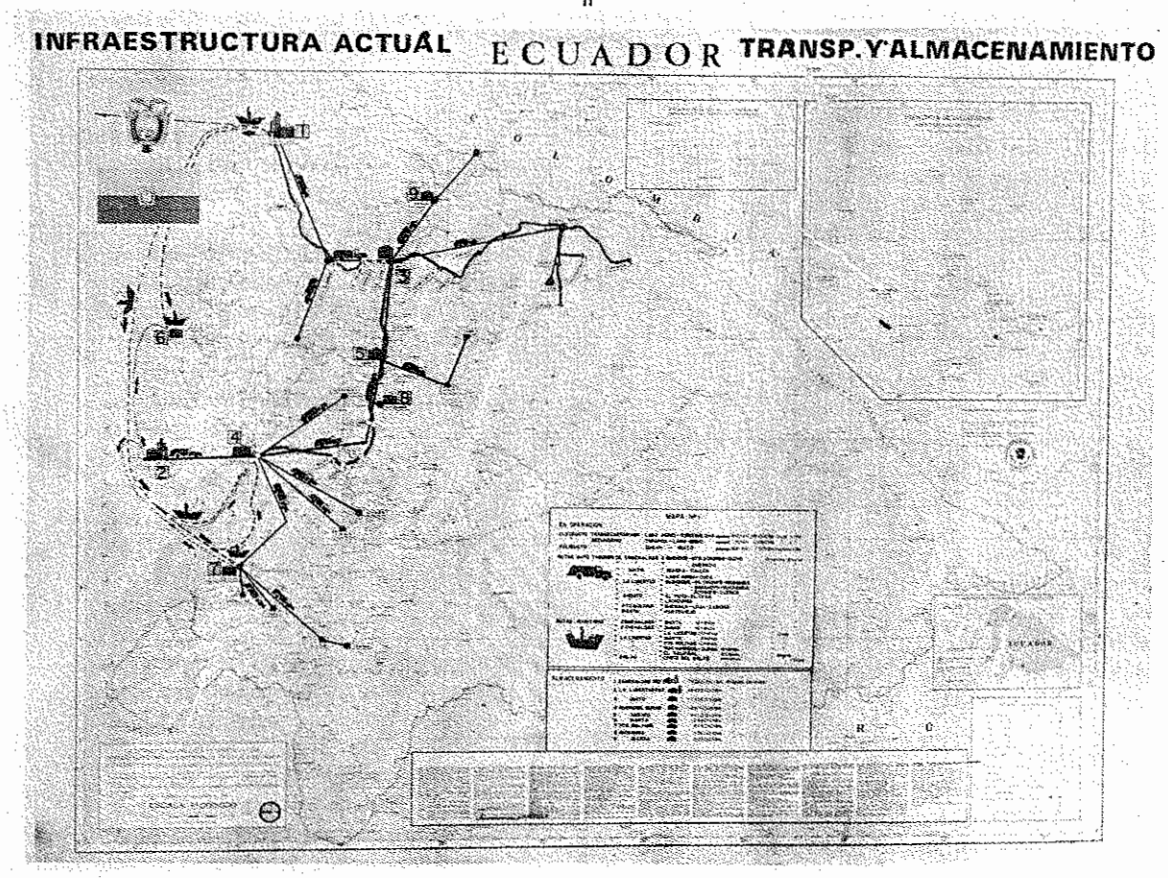
el fin de propugnar el consumo de bunker, en reemplazo del diesel, que se lo utiliza principalmente en la generación de energía termoeléctrica y en la industria; se han implementado las operaciones tendientes a la ampliación y optimización de la capacidad de refinación, se están concluyendo los estudios del terminal definitivo de evacuación de los productos de la refinería de Esmeraldas para su inmediata construcción, entre otras acciones adoptadas.

Es menester indicar también que se están concluyendo los estudios del terminal definitivo de evacuación de productos de la refinería de Esmeraldas para ordenar su construcción.

D. *Política sobre Transporte y Almacenamiento.*

Tradicionalmente, el Ecuador ha mantenido un sistema de transporte y almacenamiento incompatible con la realidad geográfica y económica del país.

En efecto, el siguiente cuadro nos demuestra la situación encontrada por el Gobierno Nacional, que revela la existencia de un servicio basado en auto–tanques, en buques–tanques con más de 30 años de servicio y una limitada capacidad de almacenamiento.

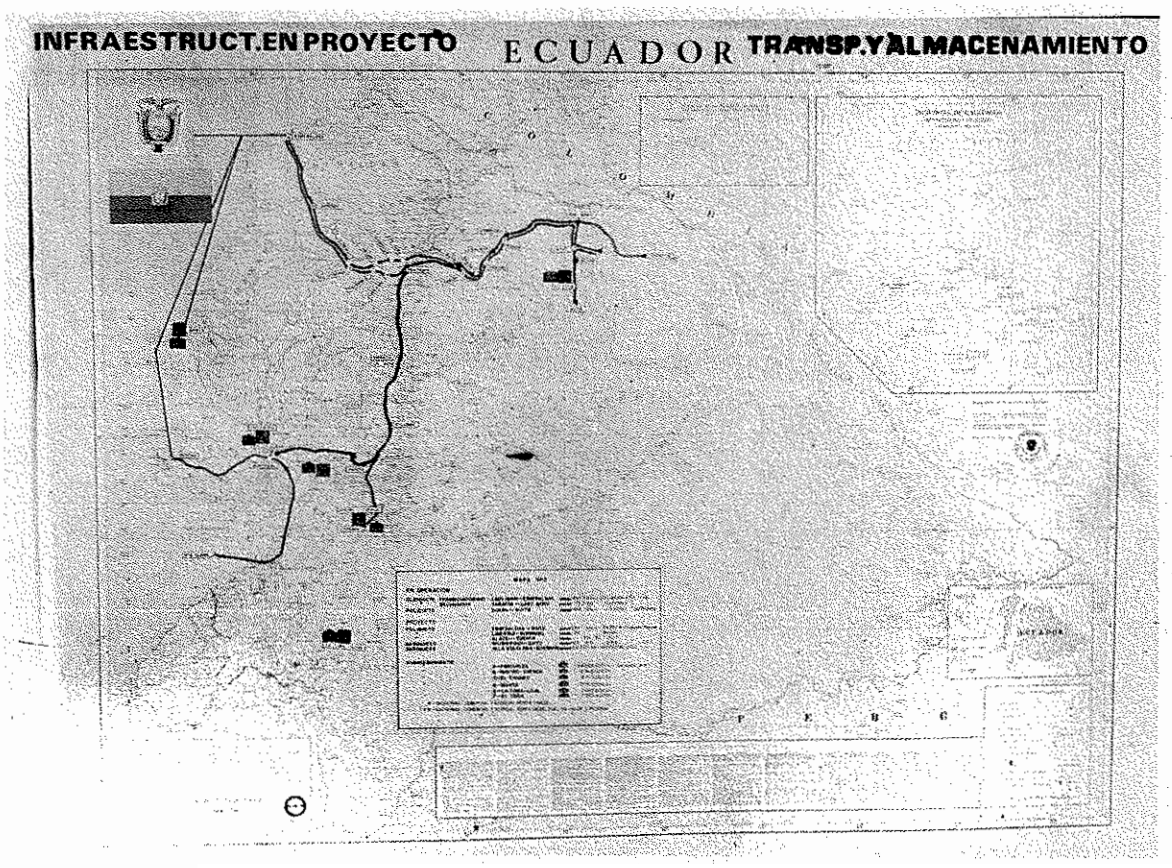


Organización Latinoamericana de Energía

En el transporte terrestre se ha utilizado solamente 351 vehículos–cisterna, que totalizan 1'500.000 galones y que dan como resultado un promedio de 4.500 galones en cada tanquero, sujetos únicamente a tres empresas navieras para el transporte marítimo de cabotaje, con naves que acusan serias limitaciones de operación continua, dados sus años de servicio.

Frente a estos hechos, acorde con la política establecida en esta área, el Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos estructuró un plan de transportación y almacenamiento más barato y de mayor seguridad, basado en el "estudio de optimización del transporte, distribución y almacenaje", elaborado por CEPE y el Instituto Mexicano de Petróleo.

De esta manera, se diseñó un procedimiento para la implementación de la red nacional de poliductos, como se observa en el siguiente cuadro. Con el poliducto Esmeraldas-Quito, Shushufindi–Quito, Libertad–Guayaquil y el ramal Alausi–Cuenca, se triplicará el kilometraje de poliductos de 365 KM. a 1.225 KM. e incrementará la capacidad de transporte de 7.200 barriles por día a 117.000 barriles por día para 1979.



Durante mi gestión ministerial, se ha contratado la construcción del poliducto Esmeraldas–Quito, con la firma mexicana Protexa; así mismo, en un mes, se definirá la construcción del poliducto Shushufindi–Quito; se ha iniciado la ingeniería básica del poliducto Libertad–Guayaquil, a cargo de la firma brasileña, al tenor de un acuerdo CEPE–PETROBRAS.

En cuanto al almacenamiento de productos blancos (gasolinas, kerex, diesel, etc.). con la incorporación de los tanques de almacenamiento de Quito y Ambato, se aumentó en 1977 la capacidad en 14'300.000 galones, que sumados a la capacidad existente, dan un total de 24'700.000 galones.

En la próxima etapa, se construirán los centros de almacenamiento en Cuenca, Manta, El Triunfo, Pascuales, Guayaquil, Loja y el Coca, (Puerto Francisco de Orellana), con lo que la capacidad de almacenamiento se incrementará a 39'900.000 galones.

E. Política Relacionada con la Comercialización.

En términos generales, durante mi gestión, se han impartido normas de importancia dirigidas a regular en forma eficiente la comercialización de la producción del crudo y de los derivados, así como también la importación de productos que complementan la demanda nacional.

Con esta orientación, se han delineado los fundamentos básicos de la política correspondientes a este campo.

- *La conformación del comité de comercialización, encargado de tramitar y negociar los asuntos relacionados al comercio del petróleo y combustibles.*

- *La aplicación de medidas destinadas a la búsqueda agresiva de nuevos mercados para el crudo, destacando comisiones de alto nivel, a diferentes países, para establecer relaciones comerciales con empresas estatales y refinerías, procedimiento que nos ha dado verdadero éxito.*

- *La adopción de providencias que, sin bajarnos de las bandas inferiores de la OPEP, hicieron competitivo nuestro crudo en el mercado internacional, a pesar de la sobre – oferta mundial, y particularmente en nuestra área, influenciada por la producción de Alaska, México y el autoabastecimiento del Perú.*

- *La adquisición de derechos y acciones de la GULF, como medida estratégica para la seguridad interna y como mecanismo eficaz para aumentar la capacidad de comercialización del Estado.*

- *La utilización del crudo ecuatoriano en la refinación, que terminó con las tradicionales cargas de petróleo reconstituído que venían importando las empresas extranjeras.*

- *El establecimiento de las disposiciones legales tendientes a conformar una asociación entre CEPE y FLOPEC, con el objeto de regular los fletes y participar conjuntamente con las consiguientes ventajas económicas.*

- *La participación activa del Ministerio, a efecto de que los Colegios de Ingenieros, Municipios y más entidades afines, arbitren las medidas del caso para la instalación de tuberías para el uso del gas, así como también para la seguridad en los edificios.*

- *El aumento de la capacidad de refinación y almacenamiento, a fin de garantizar el abastecimiento normal del consumo interno, como se ha desenvuelto durante el presente año, gracias a la eficiencia de CEPE.*

En concordancia con lo anotado, CEPE maneja la comercialización interna de derivados desde las plantas de producción hasta los grandes centros de distribución primaria. El transporte marítimo y terrestre y la venta al público los viene realizando el sector privado, de acuerdo con las regulaciones legales y reglamentarias en vigencia; en lo concerniente al gas, este es envasado por la Corporación, quedando el transporte y la comercialización a cargo de los particulares.

Con relación a las ventas totales de 1976-77, la tasa media de crecimiento alcanzó el 18.82 o/o, tasa que demuestra la enorme responsabilidad que ha asumido CEPE en el suministro de derivados.

Como es de nuestro conocimiento, los niveles de precios de los combustibles son los más bajos del mundo por lo que se estaba produciendo una filtra-

Organización Latinoamericana de Energía

ción ilegal hacia los países vecinos, que hubo que cortar oportunamente.

En cuanto a la comercialización externa, debo decir con profunda satisfacción que en los primeros meses del año en curso, mejoraron las condiciones en precio y volumen, al punto que se tiene asegurado las ventas de crudo hasta el próximo mes de octubre, no obstante la sobreproducción mundial y el deterioro de los precios internacionales.

IV. CONCLUSIONES GENERALES EN EL AMBITO NACIONAL

1.– Las políticas dictadas en cada una de las fases de la actividad hidrocarburífera responden a un estudio meditado y real, de los parámetros más sobresalientes que incidían, tanto en el ámbito externo como particularmente en el interno, antes de la reorientación de la política hidrocarburífera nacional, que me permito enunciar:

a) La reducción paulatina de la fase exploratoria y la declinación de las reservas;

b) El excesivo aumento de la demanda interna casi a niveles de desperdicio de los derivados de hidrocarburos;

c) La insuficiencia de infraestructura de refinación, almacenamiento y transporte;

d) La falta de una política energética a nivel nacional, causaba la ejecución descoordinada de los proyectos energéticos de las entidades estatales y del sector privado;

e) El sobre acumulamiento del crudo a nivel mundial y el incremento de producción de otros países en el área continental, que originaron cambios en las modalidades de comercialización, afectando a los países productores tradicionales, convirtiendo un mercado de vendedores en un mercado de compradores;

f) El cumplimiento de compromisos internacionales con la OPEP, ARPEL y el Pacto Andino, en particular con la decisión 91 del Acuerdo de Cartagena de enfrentarse seriamente a la programación petroquímica; y,

g) La compleja evolución de las bases legales en el ámbito externo, acorde con las circunstancias dinámicas de la época.

2.– La actualización de la ley de hidrocarburos corresponde a las circunstancias anotadas anteriormente.

3.– La conformación del Consejo Nacional de Energía y la creación del Instituto Nacional de Energía, como instrumento fundamental de una política uniforme, global, coordinada, de producción, conservación y consumo, asesorado por un organismo técnico que analice los inventarios, balances energéticos y elabore el plan maestro de energía, con el objeto de lograr el desarrollo equilibrado del área energética nacional.

4.– El éxito alcanzado en la exploración en el año 1977, a base de un esfuerzo encomiable de la Corporación, los logros obtenidos mediante la suscripción del convenio con la Texaco, que aumentará la producción en más de 20 mil barriles diarios, ampliando además nuestras reservas recuperables así como también la actualización de las bases legales y el establecimiento de un nuevo tipo de contrato llamado de operaciones hidrocarburíferas, son realidades incuestionables de una polítoca pragmática en el ámbito hidrocarburífero. Más de 20 compañías han mostrado interés, luego de la expedición de la ley.

5.– La compra de acciones a la compañía GULF, convirtiendo a CEPE en socio mayoritario en el consorcio CEPE–TEXACO, responde también a una política definida y beneficiosa para el país.

6.– Las normas de racionalización promulgadas por el Ministerio de Recursos substituyendo el consumo de productos blancos por productos negros en las plantas industriales, son resultados de una política de utilización óptima de los recursos energéticos.

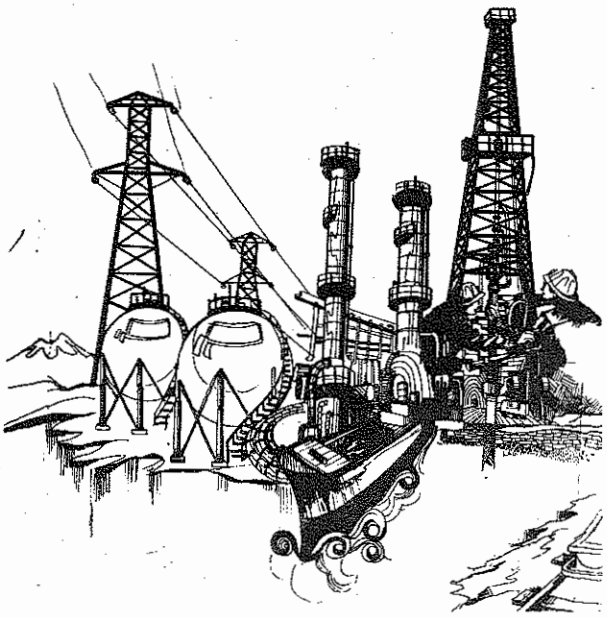
7.– La política activa de comercialización de CEPE, en cumplimiento de normas emitidas por el Ministerio de Recursos Naturales, ha permitido mantener los precios y los mercados tradicionales este año, pese al exceso de oferta de petróleo a nivel mundial.

8.– La ampliación de terminales de almacenamiento, la iniciación de la construcción de los poliductos y obras de infraestructura, son hitos reales que marcan hechos positivos de muestra política petrolera.

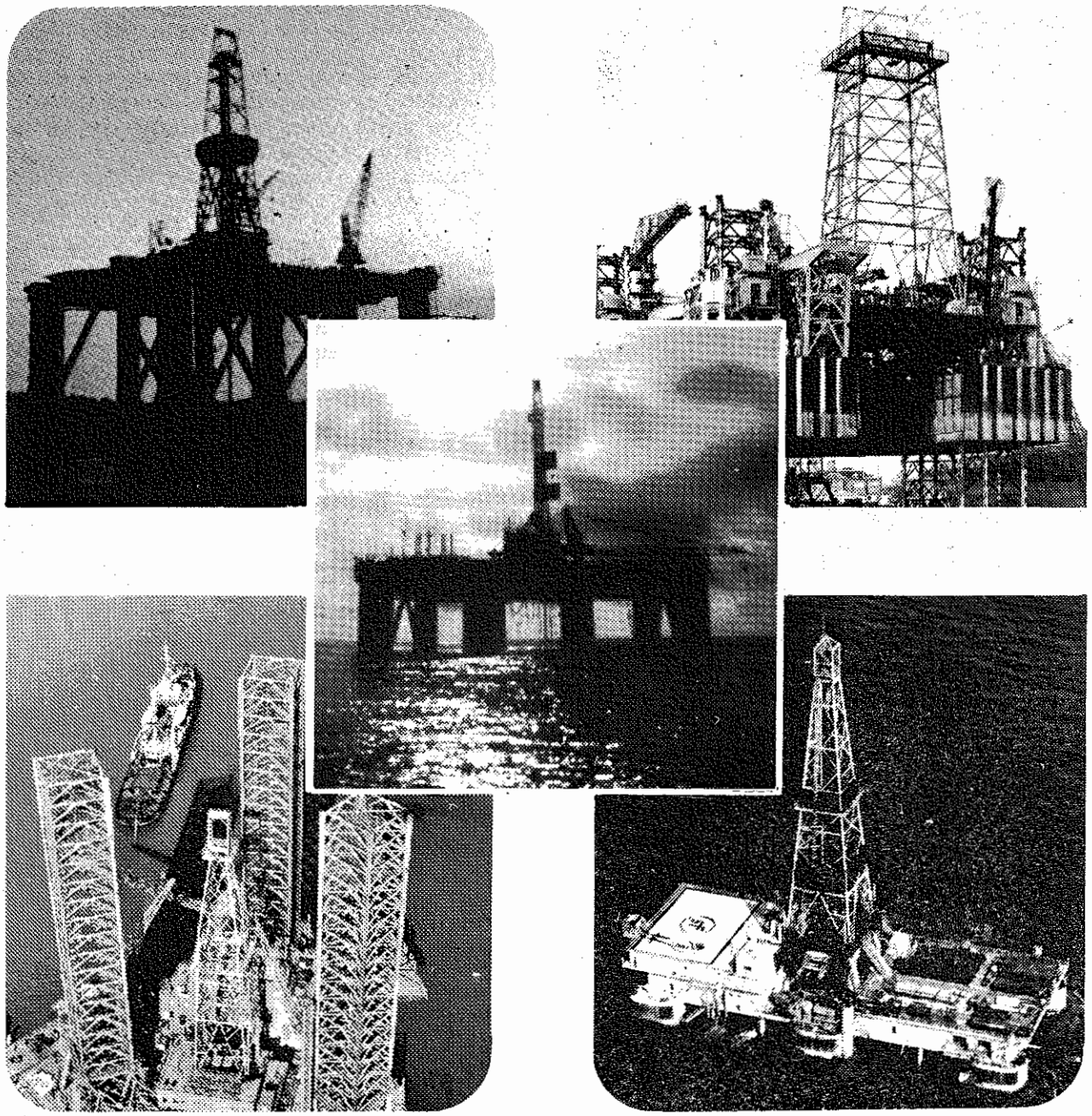
9.– Los estudios para el fortalecimiento admi-

Organización Latinoamericana de Energía

nistrativo y económico de la Corporación, manteniéndola como una empresa integrada, alejada de los avatares de la política y vinculada actualmente a una buena gestión gerencial, han merecido la aprobación de la ciudadanía y el consiguiente estímulo a la labor de CEPE.



El Petroleo y los Problemas Energéticos de América Latina



Gustavo Rodríguez Elizarrarás
FUNCIONARIO INTERNACIONAL DE OLADE

PETROLEUM AND THE ENERGY PROBLEMS IN LATIN AMERICA

Gustavo Rodríguez E. (engr.), OLADE's expert, states the energy problems in Latin America which according to his criterion are only related to "the hydrocarbons infuence". He states that the proved existance of other energy sources in the region, forces our countries to think "in looking for an equilibrium that in the near future will involve the best utilization of the natural resources in Latin America for its development". This brings along the urgency of establishing an own Latin American technology, the creation of capital assets and above all the applying of energy policies.

The frame of such analysis includes the gravitation of petroleum in the world's economy, the present reality of the energy consumption in Latin America as well as the possible future energy sources that could be utilized in this Sub-continent.

Conferencia ofrecida con motivo del seminario internacional sobre Asuntos Petroleros, para periodistas, efectuado bajo el patrocinio de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE, en julio pasado, en Quito.

INTRODUCCION.

América Latina dentro del contexto de los países en desarrollo o subdesarrollados ha seguido los esquemas de consumo que nos han impuesto los países desarrollados o altamente industrializados.

Lo anterior es válido, tanto para los bienes de consumo como para la energía, ya que ésta se utiliza en bienes de capital que también proceden del area de los países industrializados.

Desde el inicio de la era del petróleo y más especialmente desde principios de siglo, los países industrializados (especialmente Inglaterra, Holanda y Estados Unidos) a través de su compañías transnacionales o, en un principio, monopolios, inician la búsqueda y explotación de los recursos petroleros de América Latina, pero no con vista a satisfacer las necesidades de nuestra región, sino a satisfacer su cada vez más creciente demanda dentro de sus territorios. Los excedentes de esa producción son en los que se ha basado el incipiente desarrollo de nuestros países.

Este cuadro empieza a cambiar, lentamente en un principio, con la expropiación de los bienes de la industria petrolera extranjera que realizara el presidente Lázaro Cárdenas en México en el año 1938, dándole al país el control absoluto de toda la actividad de la industria petrolera y sentando así un importante precedente en Latinoamérica que socavó definitivamente los mitos fatalistas sobre el papel del estado en el manejo independiente de sus recursos naturales. A partir de esa fecha se han manifestado ininterrumpidamente acciones favorables en ese orden en el área, como la creación de empresas estatales petroleras en prácticamente todos los países, hasta llegar a la nacionalización, en 1975, de la industria petrolera venezolana por parte del gobierno de ese país.

Para el caso del Ecuador el avenir se presenta favorable, la potencialidad petrolera de este país es, sin discusión, importante. La consolidación de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), la creación reciente del Consejo Superior de Energía y el Instituto Nacional de Energía como organismos encargados de formular y enseñar la política energética ecuatoriana, decisión de trascendental importancia, darán la seguridad del éxito futuro avalado y apoyado por los países latinoamericanos en el contexto de la asistencia recíproca establecidos en ARPEL y OLADE.

Sin embargo, los problemas energéticos de América Latina no se circunscriben, ni deben hacerlo, a la sola influencia de los hidrocarburos. la existencia probada de otras fuentes de energía en nuestra región (hidroelectricidad, carbón, uranio, geotermia y ener-

Organización Latinoamericana de Energía

gía solar) nos obliga en pensar buscar un equilibrio que en un futuro próximo implique para América Latina un aprovechamiento óptimo de sus recursos en favor de su propio desarrollo, lo que conlleva la urgencia de establecer su propia tecnología, fabricación de bienes de capital y sobre todo políticas energéticas.

Es aquí que la necesidad de la existencia de un organismo regional de energía se da por si sola. la creación de la Organización Latinoamericana de Energía por decisión soberana de los estados latinoamericanos, refleja la conciencia que sobre los problemas anteriormente mencionados tienen nuestros gobernantes, el papel de OLADE es y debe ser, con el apoyo absoluto y total de los gobiernos de sus estados miembros, el pivote en el que giren las acciones de impulso a las nuevas fuentes energéticas, de estudiar la pontencialidad de ellas en nuestra región, estimar los montos de financiamiento necesarios que su aprovechamiento requiere, y, con todo ello, planificar su uso y las políticas energéticas globales de la región latinoamericana.

MARCO MUNDIAL

En el contexto mundial la economía depende del petróleo. Las últimas cifras estiman que los hidrocarburos participan con alrededor del 70 o/o del total en el consumo mundial de energía, seguido actualmente por el carbón con el porcentaje cercano al 30 o/o, repartiéndose la energía nuclear, la hidroelectricidad y la geotermia el porcentaje marginal restante. En cuanto a la participación por regiones o grupos de países a este consumo mundial, los países llamados desarrollados, que se caracterizan por su alto nivel de industrialización y consumo energético, absorben el 85 o/o de la energía consumida, y dentro de ellos sólamente Estados Unidos el 30 o/o del total; el 15 o/o restante se lo reparte el resto del mundo. Lo anterior no sería tan impactante en sí, pero lo es al verse que en un promedio global los países desarrollados representan sólo el 20 o/o de la población total del planeta y cada uno de sus habitantes consumen en promedio, entre 30 y 35 barriles de petróleo crudo equivalente, con un producto nacional bruto per cápita superior a los 4.000 dólares anuales, frente al hecho de que la mayor parte de la población del planeta difícilmente alcanza a consumir, en promedio, 2.0 barriles de petróleo crudo equivalente anuales y que su producto nacional bruto per cápita difícilmente alcance en promedio global, los 600 dólares anuales.

De las cifras anteriormente mencionadas podemos entresacar dos puntos importantes: El primero de ellos, que la casi totalidad de la producción del carbón se produce y se consume en los países desarrollados y el segundo, que las dos terceras partes de la producción mundial de petróleo es extraída de países subdesarrollados. La relación sobre esto es que la industria del carbón fue el energético por excelencia del siglo pasado en esos países, siguiendo su producción a niveles importantes hasta las últimas décadas, pero no porque no exista carbón en otras áreas de la tierra, sino porque sus costos de explotación y transporte hacia los países desarrollados lo hace poco atractivo, mientras que, los bajos costos de producción y transporte así como su facilidad para moverlo, han hecho que el petróleo se constituyera como el energético ideal.

Todo lo anterior nos lleva a reflexionar sobre el por qué no se han desarrollado más profundamente fuentes alternativas de energía en esos países; como puede deducirse, dos factores han sido importantes: el precio del petróleo y la seguridad estratégica de contar con él. Pero las condiciones han cambiado, el precio del petróleo tiene actualmente niveles que, por un lado obligan a los países desarrollados a la búsqueda de nuevas energías o tecnologías energéticas y, por el otro, ha sido la causa principal de un enpobrecimiento mayor de los países subdesarrollados y dependientes del petróleo.

FUENTES DE ENERGIA EN AMERICA LATINA

América Latina tiene una extensión global que alcanza los 17.2 millones de Km^2, su ubicación geográfica desde la frontera de los Estados Unidos hasta la Patagonia y sus condiciones geológicas, topográficas y climáticas lo hace necesariamente un subcontinente susceptible para satisfacer todas sus necesidades energéticas y no sólamente explotar sus recursos energéticos para transferirlos a las áreas industrializadas.

La realidad actual del consumo energético en América Latina, se acerca todavía al estudio realizado por la CEPAL en que, con cifras para 1969, indica que de 22 países latinoamericanos, 13 de ellos satisfacen, con porcentajes que van del 35 al 90 o/o sus necesidades energéticas con residuos vegetales, o que en términos generales y ya dentro de las actividades productivas o suntuarias, la participación de los hidrocarburos es definitivamente la parte importante, tanto por el efecto que produce en su economía como por la dependencia que le representa, ya que sólamente seis países son exportadores netos de petróleo. Otra fuente utilizada para la satisfacción energética en los países latinoamericanos es la hidroelectricidad, pero salvo excepciones su participación es mínima, restando el carbón, que a excepción de Argentina y Chile, prácticamente no se utiliza como energético sino como insumo siderúrgico.

De las fuentes recientes de energía, como podría llamarse a la energía nuclear y la geotermia, son pocos los países que se benefician de ellas. En términos concretos, en la actualidad sólamente Argentina cuenta con una planta nuclear, estimándose que para principios de la década siguiente, se integren al uso de esta energía, Brasil, Cuba y México. En cuanto a geotermia, sólo dos países tienen ya instalaciones: México con 75 MW instalados y El Salvador con 60. Para

Organización Latinoamericana de Energía

inicios de la próxima década se espera que Chile y Nicaragua cuenten también con sus primeras plantas de generación geotérmica.

POSIBLES FUENTES FUTURAS DE ENERGIA EN AMERICA LATINA

Dentro de este punto se debe incluir el desarrollo a mayor escala de las actuales fuentes de energía utilizadas actualmente, sin excluirse el petróleo y gas natural aquí, es conveniente hacer un análisis puntual por cada una de esas posibles fuentes:

HIDROCARBUROS

En los medios petroleros mundiales se anuncia que la real crisis petrolera llegará al mundo en el transcurso de la década de los 80. Sin embargo, analizando un poco esta voz de alarma, podemos decir que esa anunciada crisis se localizará, más bien, en los países industrializados; regionalmente América Latina se encuentra en una posición favorable ya que se espera que para inicios de la próxima década la producción de petróleo y gas de América Latina se incremente sensiblemente. Areas actualmente en desarrollo en México, Guatemala, Ecuador, Colombia, Venezuela, Brasil, Bolivia, Argentina y Chile dan confianza a lo anteriormente dicho.

Por otro lado, desde el punto de vista geológico se considera que cerca de la mitad de la superficie de América Latina tiene condiciones favorables para contener hidrocarburos. En esta área, cuatro veces mayor que las áreas estimadas para tal efecto en el Medio Oriente, se han perforado alrededor de 60.000 pozos petroleros, frente, por ejemplo, a Estados Unidos, donde los pozos perforados sobrepasan el medio millón. En términos de producción, América Latina aporta el 7.7 o/o del petróleo extraído en el mundo, frente al casi 40 o/o producido en el Medio Oriente. Lo anterior, nos lleva a presumir que nuestro subcontinente está subexplorado, lo que puede probarse todavía con el hecho de que en 1975 el total de pozos perforados en América Latina fue de 2.263 frente a los 39.097 perforados ese mismo año en Estados Unidos.

Como puede verse, si bien no puede excluirse América Latina del contexto mundial, tampoco debe asociársele tan fácilmente a un proceso de escasez de hidrocarburos generado en los países industrializados por su alto nivel de consumo mayormente dispendioso. Las futuras posibilidades petroleras que se presentan en países como Guatemala y Honduras, el extremo sur del continente en Argentina y Chile, en algunas áreas de especial atractivo en la plataforma brasileña, en áreas más o menos estudiadas de Ecuador, Perú y Colombia; y, sobre todo, en un plazo mayor en la llamada faja petrolera del Orinoco que, a saber de muchos expertos, podría ser la reserva más grande del mundo en hidrocarburos pesados y que podrán ser aprovechados una vez establecida la tecnología adecuada.

Como en otros campos, la limitación financiera de nuestra región es la limitante fundamental. Sin embargo, una política adecuada dentro del contexto interregional y extrarregional puede hacer de América Latina una región con gran porvenir petrolífero.

HIDROELECTRICIDAD

Proporcionalmente, y dentro del marco de la oferta de energía eléctrica, esta fuente energética representa para América Latina una aportación futura importante. Para dar sólamente una idea, el potencial hidroeléctrico estimado para el Brasil alcanza cifras de 150.000 MW, de los cuales actualmente está aprovechando 14.000 MW; otro ejemplo es México que cuenta con una capacidad instalada, en plantas hidroeléctricas, de 4.367 MW, estimándose su potencial entre 70 y 80.000 MW. De hecho no hay país latinoamericano, sobre todo continental, en donde potencialmente la hidroelectricidad no representa una aportación importante a su oferta de energía eléctrica.

La razón fundamental por la que el desarrollo hidroeléctrico no se haya intensificado a mayor ritmo es la limitación financiera; las inversiones que se requieren para la construcción e instalación de una planta hidroeléctrica son cuantiosas (alrededor de US$ 800 por MW instalado). Sin embargo, no debe desconocerse el apoyo que esta fuente energética está teniendo por parte de los organismos financieros internacionales, especialmente el BID y el Banco Mundial, con el objeto de disminuir la carga económica que representa el petróleo para los países importadores de ese producto. En síntesis, se deben reforzar las acciones que tiendan a un mayor aprovechamiento de este recurso primario.

FUENTES COMPLEMENTARIAS

GEOTERMIA:

La situación geológica favorable, esta vez asociada al volcanismo de edad geológica reciente, hacen de la región latinoamericana, excepción hecha de Cuba, Brasil, Uruguay y Paraguay, una de las áreas con mayor atractivo geotérmico. Sin embargo, debido más que nada a los bajos costos de energía que imperaron hasta 1973, poco se había hecho para desarrollar esta fuente energética; marginalmente se habían iniciado estudios, pero a partir del aumento del precio del petróleo se intensifica la actividad geotérmica en América Latina. A la fecha existen 30 proyectos geotérmicos en desarrollo en América Latina, de los cuales sólo dos, como se mencionara anteriormente, generan electricidad. Se espera que en la década de los 80 se comiencen a ver los resultados de las actuales exploraciones y desarrollos en 17 países latinoamericanos. Evidentemente que nadie espera que la geotermia resuelva el problema energético global, pero el hecho de que los niveles de generación de energía eléctrica en

Organización Latinoamericana de Energía

dos terceras partes de los países latinoamericanos no alcance los 2.000 GW/h anuales, hacen posible que con un mínimo desarrollo de la geotermia se pueda llegar a tener un alto nivel de participación en la generación total de energía eléctrica por país, tomándose como complemento de la hidroelectricidad, en el mayor de los casos se puede llegar a satisfacer la necesidad de energía eléctrica sin depender del petróleo, o sólo en mínimo porcentaje. De esto que aseveramos, tenemos un ejemplo válido: El Salvador, donde actualmente con una capacidad de 60 MW geotérmicos se llega a generar el 33 o/o de la energía eléctrica.

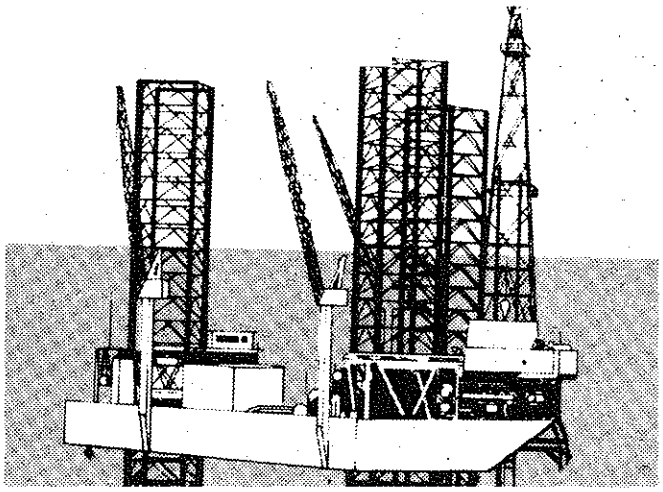
El caso de El Salvador no debe ser excepción sino más bien deberá convertirse en común denominador, sobre todo para los países de menor desarrollo y que más dependen del petróleo sin producirlo.

ENERGIA SOLAR

Nos queda mencionar la llamada "fuente gratuita": el sol. Aquí debemos corregir el término gratuito, porque gratuitas en si son todas la formas de energía existentes, llámese petróleo, gas, hidroelectricidad, ect. Lo que no es gratuita es la tecnología para aprovecharla, y en este aspecto América Latina debe hacer esfuerzos suplementarios para construir la infraestructura tecnológica que permita aprovechar la energía solar en un largo plazo.

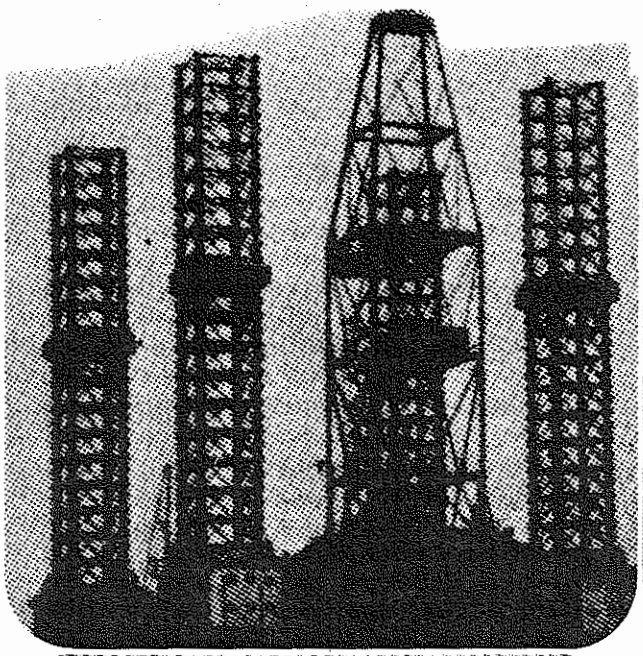
Actualmente, a nivel experimental o local es fácil encontrar intentos de aprovechamiento de esta energía en el calentamiento de agua para uso doméstico, para bombear agua del subsuelo o producir gas metano por bio-conversión. El esfuerzo por hacer es extender estas iniciativas a niveles de aprovechamiento que repercutan en posibles ahorros o usos óptimos de las otras fuentes de energía, especialmente los hidrocarburos. La coordinación necesaria para un objetivo de este tipo recae, necesariamente, en un organismo regional como OLADE.

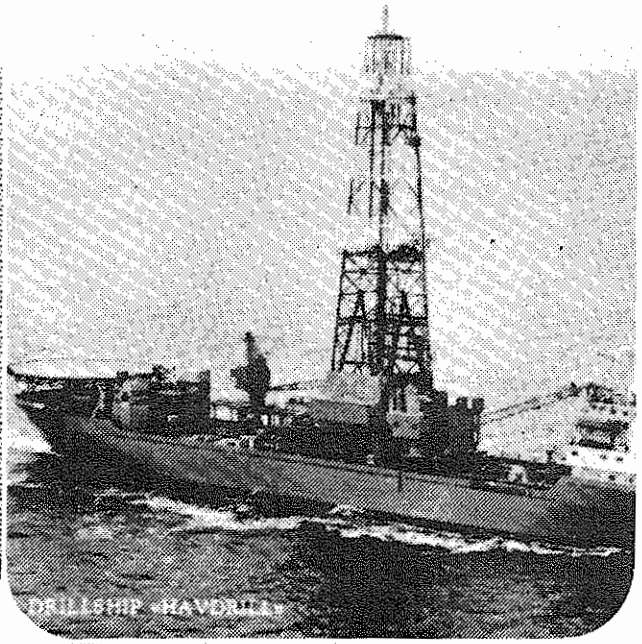
Por último, mencionaremos la fuente de energía más controvertida en la actualidad: la energía nuclear. No es fácil tomar partido entre que si es buena o mala, más bien debe analizarse desde el punto de vista de si es necesaria o no y cuándo empieza a serlo. Brasil, con su déficit de petróleo que alcanza hasta un 70 o/o de su necesidad total, ha sido obligado a buscar fuentes seguras de abastecimiento y de éstas, en la actualidad y a los niveles de producción requeridos, sólo está la energía nuclear. Esto es válido, con la proporción guardada para Cuba, por su situación suigeneris frente al aseguramiento del suministro energético que requiere. Pero a nivel regional latinamericano se debe comenzar por hacer un reconocimiento exploratorio de las posibilidades con que cuente América Latina en uranio, antes de lanzarse a un desarrollo en gran escala de la energía nuclear, puesto que ello conlleva a un factor que hasta la fecha ha impedido nuestro desarrollo: la dependencia tecnológica y la dependencia política.

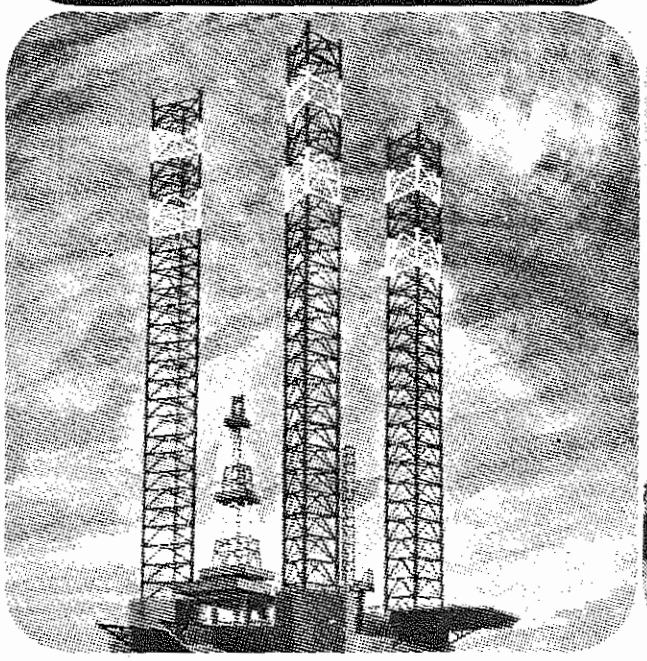


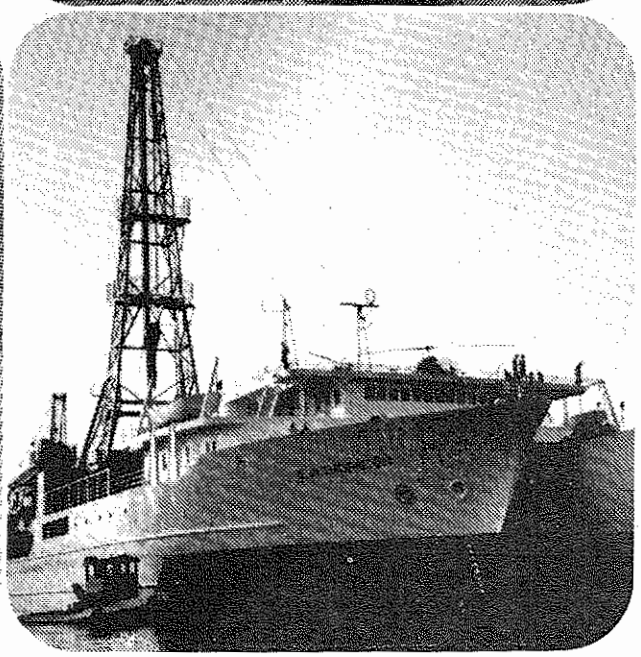
ECUADOR

La Industria de la Refinación del Petróleo









Ing. Mario Paz J.
CONSULTOR INDUSTRIAL

ECUADOR: THE PETROLEUM REFINING INDUSTRY

Talking about the subject related to the petroleum refining industry in Ecuador, Mario Paz (engr.) informs over the chapters corresponding to the Evolution of the Refining Industry, the Demand of the Petroleum By-products and the Perspectives of the Refining Industry in Ecuador.

The complementary charts show the principal characteristics of the petroleum refining plants installed in the country since 1926 (?) up to this date, as well as the installed capacity and production of such plants, refining plants in operation during 1977 and operating refineries during that same year.

The graphic part corresponds to a scheme of the ANGLO Refinery and the State Refinery of Esmeraldas.

1.– Introducción.–

La refinación de petróleo se inició en el Ecuador en el año 1926(?) y desde ese entonces hasta la presente se han instalado nueve plantas industriales, cinco de la cuales se hallan operando en la actualidad.

La operación de las refinerías, exclusivamente en manos del sector privado hasta junio de 1.974, ha estado orientada a la producción de combustibles para automotores. La producción de las plantas ha sido, salvo cortos períodos, insuficiente para satisfacer las necesidades del mercado interno debiéndose recurrir a la importación de gasolina, kerosene, diesel, jet fuel, asfaltos y, en ciertas oportunidades, hasta residuo.

Las plantas que estuvieron en operación hasta 1976 han estado diseñadas para solamente el procesamiento primario de petróleos livianos y/o reconstituidos enriquecidos en fracciones livianas. Entre 1969 y 1974 operó una planta de craqueo térmico resolviéndose así y, en forma temporal, el problema creado por el crecimiento anormal de la demanda de gasolina.

Habiendo resuelto el Gobierno Ecuatoriano intervenir en la refinación del petróleo, se llevaron a cabo dos acciones concretas: una, la construcción de la Refinería Estatal, y la otra, la participación en la producción de las refinerías de las compañías Anglo Ecuadorian Oilfields y Petróleos Gulf del Ecuador.

La Refinería Estatal de Esmeraldas entró en operación el 4 de mayo de 1977 luego de 34 meses de construcción y 5 meses de preoperación. La ingeniería básica se inició el 13 de octubre de 1971 y la ingeniería de detalle y construcción empezó el 19 de marzo de 1974.

La participación del Estado en la producción de las refinerías de las compañías Anglo y Gulf se inició en junio de 1974 como resultado del Decreto Supremo mediante el cual se disponía que la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana debía sufragar el costo de las ampliaciones de las plantas de las mencionadas empresas a cambio de participar del 12.5 o/o de la producción de la planta de la Gulf y del 13.1579 o/o y más tarde del 24.3553 o/o de la producción de las plantas de la Anglo Ecuadorian.

Desde mayo de 1977 el Estado pasó a controlar en forma efectiva la industria de refinación del petróleo en el Ecuador. Con la finalidad de satisfacer la demanda de combustibles en los años venideros posiblemente se realice la ampliación y/o optimización de la Refinería Estatal de Esmeraldas así como se llegaría a materializar la construcción de una nueva refinería productora de combustibles y probablemente de petroquímicos básicos.

En el Cuadro Nro. 1 constan las características

Organización Latinoamericana de Energía

principales de las plantas refinadoras de petróleo instaladas en el Ecuador desde 1926(?) hasta la presente fecha.

2.– Evolución de la industria de Refinación.

La empresa Anglo Ecuadorian Oil Fields Ltda, constituída en Londres en 1919 y radicada en el Ecuador desde 1923, puso en producción, en 1925, los primeros pozos petroleros que se habían perforado en el Ecuador y que se hallan ubicados en la Península de Santa Elena. La mencionada empresa puso en marcha, posiblemente en 1926, la primera refinería de petróleo que operaba en territorio ecuatoriano. La planta en referencia, denominada Foster Nro.1, tenía una capacidad de procesamiento estimada en 159 MCPDO, trataba principalmente crudos de 36 a 38 grados API y producía gasolina, gas oil y residuo.

En 1936 la empresa Anglo Ecuadorian puso en operación una nueva planta de destilación atmósferica, denominada Stratford, cuya capacidad estuvo estimada en 636 MCPDO y que operando con crudos livianos producía gasolina, kerosene, gas oil y residuo.

La empresa en referencia había planificado poner en operación, en 1953, una planta productora de básicos para lubricantes, a la que se le denominó Foster Nro.2, pero en consideración de que el mercado interno de combustibles sufría un creciente desabastecimiento, rápidamente se le habilitó a dicha planta para que opere como topping; la capacidad de procesamiento estaba estimada en 95.4 MCPDO. Por ese entonces se pusieron en operación varias plantas pequeñas productoras de aceites lubricantes, asfaltos viales y asfaltos industriales. En efecto, operaba una planta, 6 metros cúbicos de capacidad por batch, que producía lubricantes: para automotores (del 20 al 60 SAE), para trasmisiones, para cilindros de máquinas a vapor, etc. La planta productora de asfaltos viales tenía 15 metros cúbicos de capacidad por batch. La planta procesadora de asfaltos para uso industrial tenía una capacidad igual a 2.2 metros cúbicos por batch.

En febrero de 1953 la empresa Manabí Exploration Company instaló, en el campamento de Tigre cercano al campamento de la Anglo Ecuadorian, un conjunto de plantas integrado por una estabilizadora de crudo, 477 MCPDO, una topping, 72 MCPDO, y una estabilizadora para tratamiento de gasolina natural, 9.6 MCPDO. Parte de los equipos pertenecientes a estas plantas se utilizaron en 1974 para ampliar la capacidad de procesamiento de la planta perteneciente a la empresa Petróleos Gulf del Ecuador y a la que se hará referencia más adelante.

En 1959 la empresa Anglo Ecuadorian puso en operación una nueva unidad topping, a la que la denominó Universal, y cuya capacidad de procesamiento está estimada en 1.043 MCPDO. Esta planta pasó, en 1974 hasta 1977, a formar parte de la denominada Unidad Nro. 4 y a la que se le mencionará más adelante.

El año 1968 es muy significativo para la historia de la refinación de petróleo en el Ecuador. En el año en mención entró en operación la planta denominada Parsons cuya capacidad inicial estaba estimada en 3.180 MCPDO. Ese mismo año se paralizó la operación de las plantas Stratford y de la refinería de Tigre. Se suspendió también la operación, por 22 meses, de la planta Universal. En el mencionado año, la empresa Petróleos Gulf del Ecuador puso en operación una planta reconstruída cuya capacidad inicial de operación estuvo estimada en 1.113 MCPDO y que más tarde fuera objeto de ampliación en la capacidad de procesamiento.

En 1969 y por 53 meses, la empresa Anglo Ecuadorian puso en operación una planta de craqueo térmico cuya capacidad de operación promedial se estimó en 1.002 MCPDO y que produjo un término medio de 191 MCPDO de gasolina y 4.3 MCPDO de LPG. Parte de esta planta pasó a integrar, en 1974, la denominada Unidad Nro. 4 a la que ya se hizo y se volverá a hacer referencia. En el año en referencia, el consorcio Texaco-Gulf, que se hallaba operando en la selva oriental del Ecuador, puso en operación una pequeña planta topping, 159 MCPDO, en el sector denominado Lago Agrio, con el fin de cubrir las necesidades locales de gasolina, JP1 y diesel oil.

En 1974 el Gobierno del Ecuador dictó un Decreto Supremo en virtud del cual el Estado, mediante la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, entró a participar de la producción de las plantas pertenecientes a las empresas Anglo Ecuadorian y Petróleos Gulf del Ecuador una vez que se comprometía a satisfacer todas las obligaciones económicas resultantes de las ampliaciones de la capacidad de procesamiento de las plantas en mención. En efecto, la planta de craqueo térmico, propiedad de la Anglo Ecuadorian, fue utilizada parcialmente y transformada en instación preflash y ésta operando en cascada con la planta Universal integraron la denominada Unidad Nro. 4. De esta manera se logró incrementar la capacidad de refinación en 636 MCPDO dando, por supuesto, posibilidad de procesar petróleos muy livianos y mezclas de gasolina, kerosene y diesel que se importaba con una composición tal que permitía satisfacer las necesidades, principalmente de gasolina, del mercado interno. Esta instalación que operó desde junio de 1974 hasta agosto de 1977, hizo posible que la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana participara del 13.1579 o/o de la producción de las plantas integrantes de la Refinería de Anglo. En 1975 se ejecutó la segunda ampliación de capacidad en la refinaría de la empresa Anglo, pero en esta vez se realizaron modificaciones en la planta Parsons que permitieron aumentar en 636 MCPDO su capacidad de operación. De esta manera la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana pasó a participar del 24.3559 o/o de la capacidad de procesamiento de la refinería

Organización Latinoamericana de Energía

de Anglo Eduadorian. Los gráficos Nro. 1 y Nro. 2 permiten visualizar la operación de la Refinería de la empresa Anglo Ecuadorian durante el período 1974 a 1977 y después del primer semestre de 1977 una vez que la Refinería Estatal de Esmeraldas entró en operación.

En virtud del mismo Decreto Supremo en mención, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, entró a participar del 12.5 o/o de la producción de la refinería de la empresa Petróleos Gulf del Ecuador una vez que se incrementó en 159 MCPDO la capacidad de refinación de la planta en mención. Para esta ampliación se utilizaron varios componentes de la antigua planta de Tigre, entre otros.

En el mes de junio de 1976 el Estado tomó a cargo la comercialización interna de los productos derivados del petróleo para lo que tuvo que negociar, manteniendo los porcentajes de participación a los que se ha hecho referencia, la compra de productos y el pago de una tasa de refinación con las empresas Petróleos Gulf del Ecuador y Anglo Ecuadorian, respectivamente.

El 4 de mayo de 1977 entró en producción la Refinería Estatal de Esmeraldas aumentando en 8.840 MCPDO la capacidad de refinación disponible en el Ecuador. En el gráfico Nro. 3 se ha diagramado las instalaciones de la mencionada refinería. Con el fin de satisfacer la demanda del mercado interno de combustibles se realizaría la ampliación y/o optimización de la Refinería Estatal. Es de esperar que para el año 1985 se halle en operación una nueva refinería que produciría, a más de combustibles, olefinas y aromáticos.

En el Cuadro Nro. 2 se puede observar la capacidad instalada y la producción real de las refinerías ecuatorianas, haciendo relación cronológica a la instalación de nuevas plantas, a las ampliaciones y/o modificaciones en ellas efectuadas.

En el cuadro Nro. 3 se encuentra la información relativa a las plantas refinadoras de petróleo que se hallaban operando en 1977.

El cuadro Nro. 4, complemento del Cuadro Nro. 3, contiene el detalle de los productos y de la capacidad instalada de las refinerías ecuatorianas.

3.– La demanda de derivados del petróleo en el Ecuador.

Los ingresos provenientes de la comercialización externa del petróleo hicieron posible la multiplicación del ingreso per-cápita de los ecuatorianos por 2.69 entre 1970 y 1977. Aunque este parámetro es muy relativo dentro del contexto socio-económico de un país petrolero de las características del Ecuador, se han dado hechos tangibles tales como el aumento de la circulación y del parque automotor. En el último quinquenio mientras que la oferta aprovechable de combustibles de producción nacional creció en un 6.05 o/o promedial anual, la demanda superó el 16.22 o/o.

El Ecuador viene sufriendo el déficit de combustibles de producción nacional desde hace más de tres décadas, salvo cortos períodos en los que ha logrado el autoabastecimiento. Por este motivo se ha venido importando principalmente gasolina y posiblemente se continúe haciéndolo en los próximos dos años.

A continuación se hará una reseña de la oferta-demanda de los derivados del petróleo en los últimos años.

3.1.– Gas licuado (LPG). Este derivado ha sido objeto de importación permanente y se espera que en 1978 con la operación de la Refinería Estatal de Esmeraldas y de la planta de gas de Shushufindi se disponga de saldos exportables. En 1972 el consumo alcanzó a la cifra de 44.63 toneladas diarias mientras que en 1977 superó las 151 toneladas. La producción nacional en 1972 fue de 6.5 toneladas diarias mientras que la producción potencial, en 1978, superó las 220 toneladas y la aprovechable solamente alcanzó las 9.58, según la proyección anual basada en cifras oficiales disponibles a noviembre de 1977.

3.2.– Gasolinas. Hasta la presente el Ecuador no dispone de gasolina tipo premiun. Tradicionalmente se ha comercializado la gasolina de 61-63 octanos y de 79-81 octanos las cuales han tenido uso doméstico, automotor e industrial (pequeña industria). Las gasolinas acusaron un crecimiento promedial anual, en el último quinquenio, del 15.35 o/o mientras que la producción nacional aprovechable creció solamente en el 5.91 o/o. Se esperaba el autoabastecimiento en gasolinas de uso para automotores durante 1977 y 1978.

3.3.– Diesel oil. El consumo interno de este derivado fue, en 1977, 1.72 veces mayor que 1973 y ha sido también objeto de importanción regular durante los últimos años. El incremento de la demanda desde 1973 hasta 1977 alcanzó las siguientes cifras: 13,15 o/o, 12,84 o/o, 12,72 o/o y 19,72 o/o, respectivamente. La producción aprovechable de diesel en 1977 según fuentes oficiales, fue de aproximadamente, 328.092 metros cúbicos mientras que el consumo se estimó en 668.521 metros cúbicos. Se esperaba también, autoabastecimiento en este derivado durante 1977, 1978 y parte de 1979.

3.4.– Turbo fuel. Este producto también ha sido objeto de importación regular durante los últimos años. El consumo en el último bienio acusó la cifra alarmante del 68.92 o/o y el creci-

Organización Latinoamericana de Energía

miento promedial anual del quinquenio alcanzó al 29.89 o/o. La producción nacional aprovechable acusó un decremento del 16.63 o/o durante el quinquenio. Probablemente se logre alcanzar el autoabastecimiento de este producto durante los próximos tres años.

3.5.– Kerosene. Este producto tiene aplicaciones en uso doméstico así como en industrial (se lo utiliza también para mejorar las características de los combustibles pesados o fuel oil). La producción nacional se estimó en 1977, en 302050 metros cúbicos y el consumo en 380.381. Este combustible acusó, durante el quinquenio, un crecimiento promedial anual de 22.45 o/o en relación al consumo, habiéndose realizado importaciones regulares en los últimos años.

3.6.– Residuo. Hasta junio de 1977 se producía en el país solamente residuo de destilación atmosférica el cual era acondicionado con diesel y/o kerosene para satisfacer las especificaciones exigidas por los usuarios. Este derivado, al igual que los otros productos antes mencionados, se han obtenido en las refinerías siguiendo una programación preestablecida que hacía posible autoabastecer al mercado interno con uno o más de ellos y concentrar el déficit en otro u otros productos.

Desde que se empezó a alimentar a las refinerías exclusivamente con petróleo del oriente ecuatoriano, debido a la composición de éste, se produjo un alto excedente de residuo el cual ha sido exportado en forma regular. La operación de la Refinería Estatal de Esmeraldas ha venido a acentuar más la disponibilidad excedentaria de combustibles pesados. Para los próximos tres años se dispondría entre 1.500 y 3.500 metros cúbicos diarios de combustibles pesados destinados a exportación.

El consumo de combustibles pesados, tipo residuo de destilación atmosférica, creció durante el quinquenio en un promedio anual del 10.79 o/o y la producción acusó un crecimiento del 12.39 o/o.

3.7.– Aceite agrícola y solventes. No se ha producido un desabastecimiento crítico de estos productos y se podría hablar de autoabastecimiento. Desde 1973 hasta 1977 se consumieron 111.129 metros cúbicos de estos productos, aproximadamente.

3.8.– Lubricantes. En el país se formulan los lubricantes autotrices e industriales más comunes. Actualmente se expenden en el mercado interno cuatro marcas de lubricantes y todos son preparados con aceites básicos y aditivos importados, utilizando formulaciones de conocidas empresas especializadas. En 1973 se consumieron 19.380 metros cúbicos de lubricantes y en 1977 el consumo se estima en 28.728 metros cúbicos.

Resumiendo, se puede manifestar que el Ecuador ha estado soportando permanentemente un déficit en la producción nacional de combustibles y que, debido al crecimiento desordenado en la demanda y la falta de disponibilidad oportuna de obras de infraestructura, ha sido necesario importar productos segregados, como gasolina, kerosene, diesel, asfalto y bases lubricantes, petróleos reconstruídos y petróleos enriquecidos en tal o cual fracción.

Durante 1977, año de la puesta en marcha de la Refinería Estatal de Esmeraldas, el consumo de derivados del petróleo se estimó en 8.428 metros cúbicos por día mientras que la oferta alcanzó a 6.273 metros cúbicos, según cifras oficiales provisionales, de los que el 38.15 o/o correspondió a gasolinas, el 22.15 o/o a diesel oil, el 3.27 o/o a jet fuel, el 12.24 o/o a kerosene y el 17.01 o/o a residuo. La diferencia corresponde a asfalto, lubricantes, aceite agrícola y solventes.

4.– Perspectivas de la industria de refinación en el Ecuador

El Ecuador dispone actualmente de una capacidad de refinación instalada estimada en 16.153 MCPDO para el caso de que se optimizara la carga de alimentación a las diferentes plantas y de 14.475 MCPDO si se procesara crudo ecuatoriano solamente. Las refinerías ecuatorianas han sido diseñadas para operar con crudos livianos. En el pasado las refinerías fueron alimentadas con crudos naturales, reconstituídos, mezclados con fracciones livianas de tal manera que los productos refinados satisfagan los requerimientos del mercado interno. Con la operación de la Refinería Estatal de Esmeraldas, mayo de 1977, la cantidad de fuel oil producido superó y en mucho los requerimientos del mercado interno de combustibles pesados, pero no ha sido posible lograr el autoabastecimiento en gasolinas, diesel oil y jet fuel.. Este hecho seguirá teniendo vigencia en el futuro lo cual obliga a pensar en la adopción de medidas urgentes tales como:

- *modificaciones en el patrón de refinación*
- *incentivación del uso de fracciones pesadas para generación eléctrica, transportación, industria, etc.*
- *Utilización de fuentes alternativas de energía*
- *Reabilitación de los ferrocarriles y,*
- *Construcción de una nueva refinería productora de combustibles así como insumos para la industria petroquímica.*

Así mismo se deberán tomar medidas complementarias tales como mejora de la infraestructura de alma-

Organización Latinoamericana de Energía

cenamiento y transporte, ampliación y/o modificación de las refinerías existentes, reemplazo del parque automotriz por motores a diesel, optimización de la carga a las refinerías, etc.

Será necesario que para 1983 se halle en operación una refinería cuya capacidad estaría entre 9.500 a 19.000 MCPDO, según se decida producir solamente combustibles o se decida por una planta que adicionalmente produzca naftas y/o gas oil precursores de olefínicos.

Durante los próximos dos años podrían agravarse los faltantes en gasolinas, diesel, jet fuel y se dispondría de cantidades excedentarias de fuel oil, LPG, asfaltos y kerosene.

CUADRO No. 1
Refinerías de Petróleo instaladas en el Ecuador

Compañía	Nombre de la Planta o ubicación	Año de la Instalación	Unidades de Proceso	Capacidad estimada MCPDO.
Anglo Ecuadorian	Foster No. 1	1926 (?)	Topping	159
Anglo Ecuadorian	Stratford	1936	Topping	636
Anglo Ecuadorian	Foster No. 2	1953	Topping-Vacío	95.4
Anglo Ecuadorian	Universal	1959	Topping	1.034
Anglo Ecuadorian	Parsons	1968	Topping	3.180
Anglo Ecuadorian	Cracking	1969	Craqueo Térmico	1.002
Anglo Ecuadorian	Unidad No. 4	1974	Preflash+Topping	2.067
Manabí Exploration	Tigre	1953	Estabilizadora	477
Manabí Exploration	Tigre	1953	Topping	71.5
Petróleos Gulf	Cautivo	1968	Topping	1.113
Texaco-Gulf	Lago Agrio	1968	Topping	159
CEPE	Esmeraldas	1977	Desalinizadora, Topping, Vacío Viscoreducción, Hidrodesulfurización, Craqueo Catalítico, Concentración de gases, oxidación de asfaltos, Merox.	8.839,4

MCPDO= Metros cúbicos por día de operación.

CUADRO No. 2
Capacidad instalada y producción de las refinerías ecuatorianas

Año	Capacidad instalada, MCPDO	Producción de las Plantas, MCPDC
1930	159	70
1936	795	143,44
1953	963	740,46
1960	2.015,96	1.848,15
1968	3.855,46	3.362,98
1969	4.451,65	3.365,7
1970	5.453,24	3.956,82
1971	5.453,24	4.377,56
1972	5.453,24	4.565,78
1973	5.453,24	5.555,8
1974	6.558.24	5.645,62
1975	6.677,46	6.350,9
1976	7.313,43	6.749,8
1977	16.153,14	7.828,4

MCPDO = Metros cúbicos por día de operación
MCPDC = Metros cúbicos por día calendario.

CUADRO No. 3
Plantas de refinación en operación durante 1977

Nombre de la Refinería o Localización	Unidades de Proceso	Capacidad Optima MCPDO.
Estatal de Esmeraldas	Desalinizadora	8.842.09
	Destilación atmosférica	8.792.01
	Destilación al vacío	4.533.85
	Craqueo catalítico	2.003.24
	Hidrodesulfurización y Platformado	441.98
	Viscoreducción	2.003.24
	Asfaltos	197.14
	Merox JP1	241.66
	Merox gasolina	1.442.01
	Merox LPG	351.68
	Concentración de gases	1.839.96
Anglo Ecuadorian	Destilación atmosférica	3.815.70
	Prefiahs & Destilación atmosférica	2.066.84
Lago Agrio	Destilación Atmosférica	158.98
Petróleos Gulf del Ecuador	Destilación atmosférica	1.271.90

MCPDO = Metros cúbicos por día de operación.

CUADRO No. 4

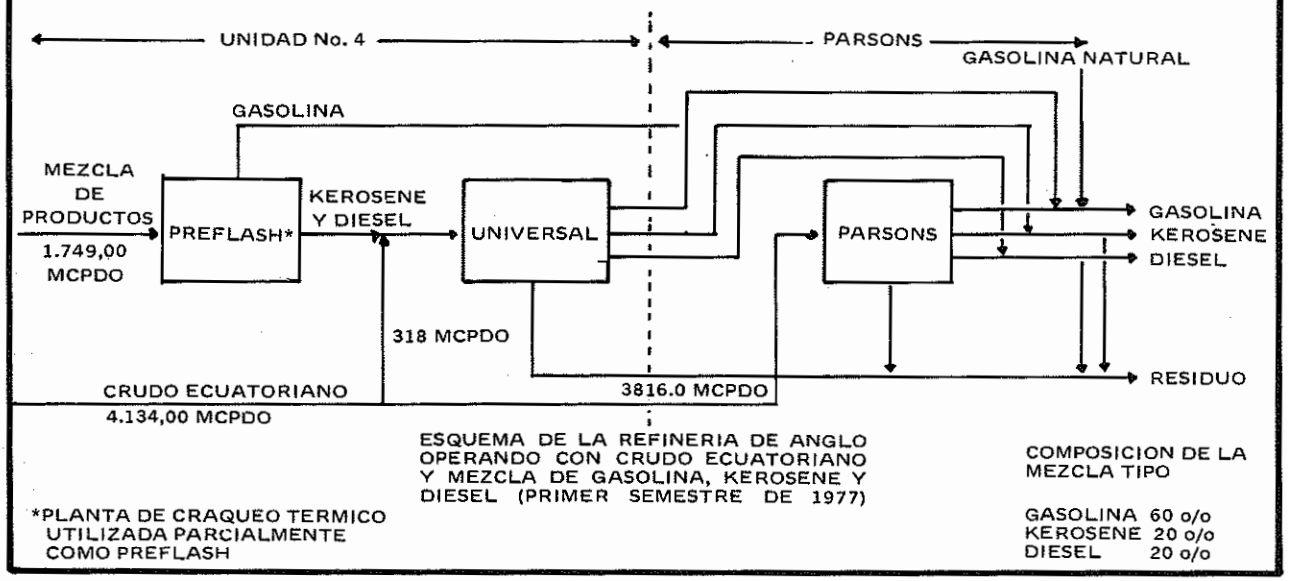
Refinerías en operación durante 1977: Productos y Capacidades

Compañía	Nombre de la Planta o ubicación	Producto	Capacidad instalada, MCPDO
Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE)	Esmeraldas	LPG	
		Gasolinas	2.883,56
		Jet fuel	241,66
		Kerosene	763,14
		Diesel	1.344,56
		Fuel oil No. 4	222,1
		Fuel oil No. 6	2.447,61
		Asfaltos	197,15
Anglo Ecuadorian y Petróleos Gulf	Península de Santa Elena	Gasolina	2.865,27
		Kerosene + JP1	891,44
		Diesel oil	1.342,65
		Residuo atmosférico	877,45
Cepe—Texaco	Lago Agrio	Gasolina	31,9 X
		JP1	22.3 X
		Diesel oil	29,0 X
		Residuo atmosférico	82,8 XX

X: Cantidades máximas producidas.

XX: se reinyecta al oleoducto transecuatoriano.

GRAFICO No. 1



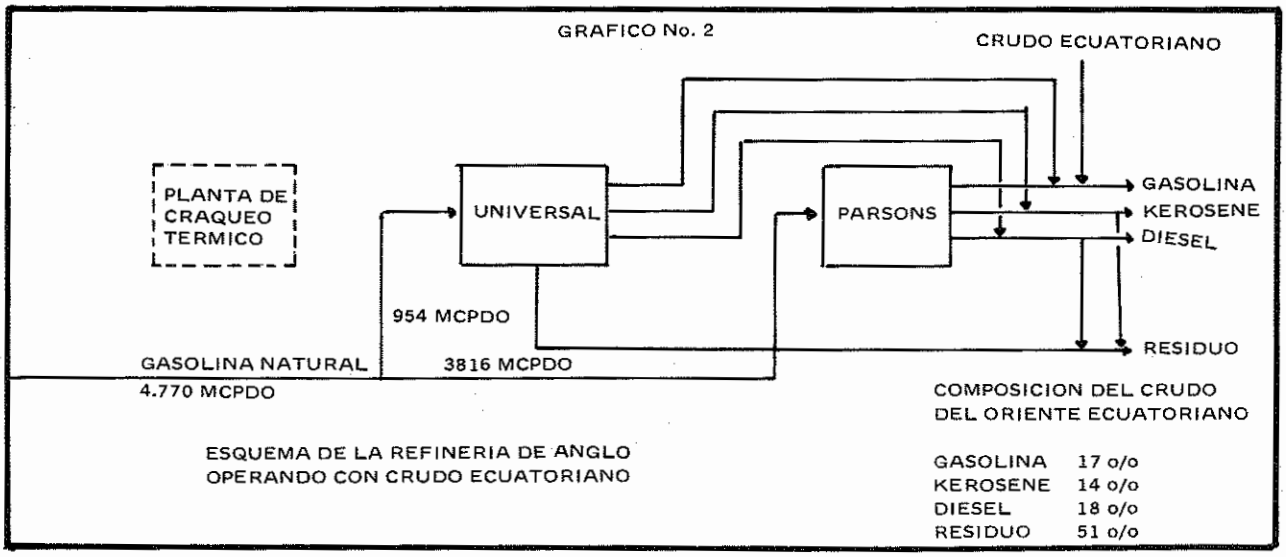
ESQUEMA DE LA REFINERIA DE ANGLO OPERANDO CON CRUDO ECUATORIANO Y MEZCLA DE GASOLINA, KEROSENE Y DIESEL (PRIMER SEMESTRE DE 1977)

*PLANTA DE CRAQUEO TERMICO UTILIZADA PARCIALMENTE COMO PREFLASH

COMPOSICION DE LA MEZCLA TIPO

GASOLINA	60 o/o
KEROSENE	20 o/o
DIESEL	20 o/o

GRAFICO No. 2

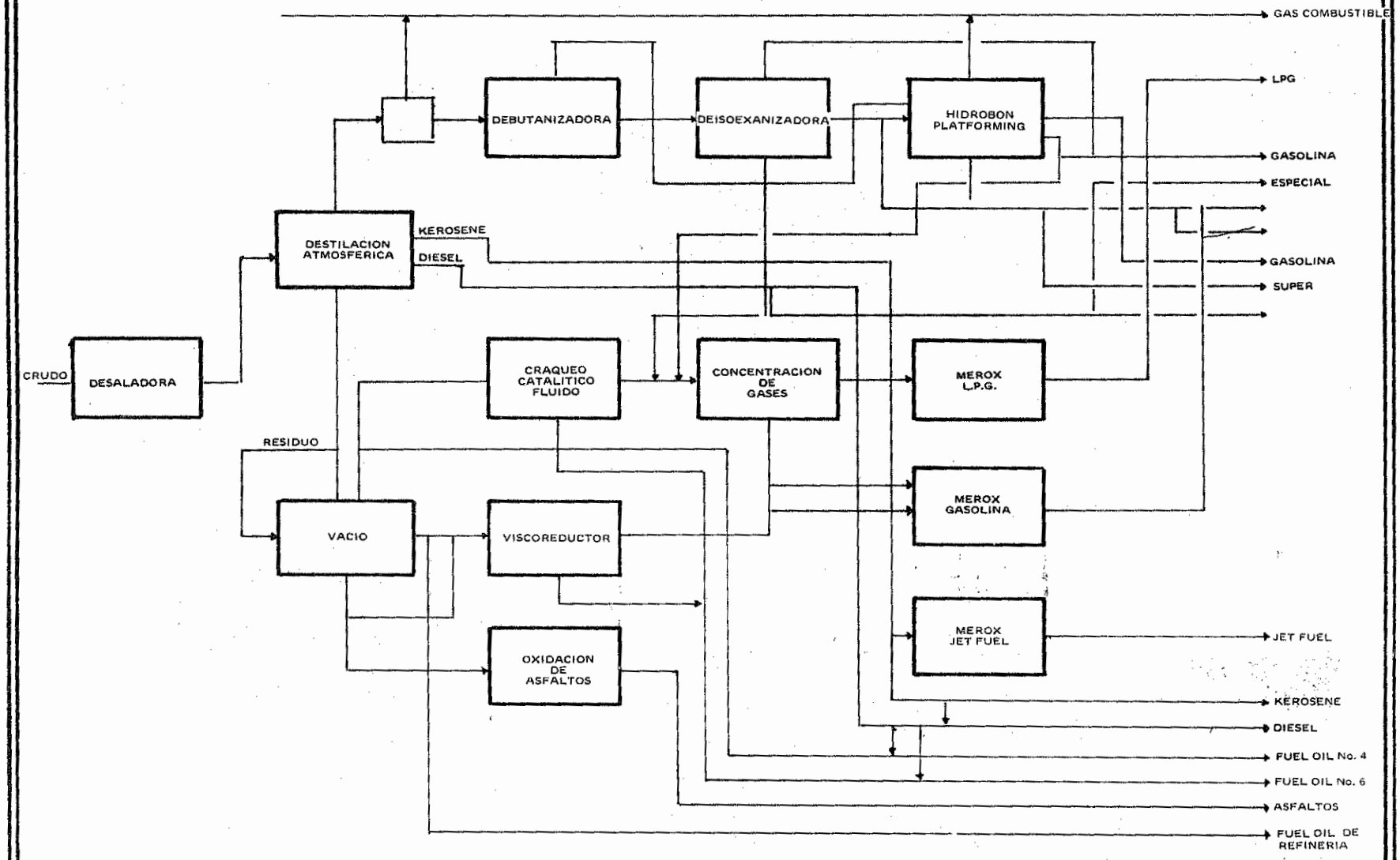


ESQUEMA DE LA REFINERIA DE ANGLO OPERANDO CON CRUDO ECUATORIANO

COMPOSICION DEL CRUDO DEL ORIENTE ECUATORIANO

GASOLINA	17 o/o
KEROSENE	14 o/o
DIESEL	18 o/o
RESIDUO	51 o/o

GRAFICO No. 3



ESQUEMA DE LA REFINERIA ESTATAL DE ESMERALDAS

américa latina

Diagnóstico de la Preservación del Medio Ambiente y sus Implicaciones por el Uso de la Energia.

INTRODUCCION

Las naciones tendrán que reconocer que el mundo es su medio ambiente común, que debe evitarse la contaminación transnacional, así como la sobre explotación y la manipulación unilateral de los recursos naturales compartidos.

No obstante esta premisa de bases universales, hay el reconocimiento tácito de que "las desigualdades ambientales del mundo corren paralelas a sus desigualdades económicas y sociales". Frente a esta heterogénea situación, muy pocos problemas ambientales pueden ser abarcados por soluciones mundiales. Y los que podrían serlo, como es el caso de la ecología de los océanos y la contaminación de sus aguas por agentes hidrocarburíferos y otros, sólo pueden ser resueltos por medidas a nivel regional y sectorial.

Sobre la base de estas consideraciones, el objetivo o) del Convenio de Lima definió su preocupación y su propósito de defensa de los recursos naturales presentes en los territorios nacionales de los pueblos latinoamericanos al establecer que promoverá entre los Estados Miembros "la adopción de medidas eficaces con el fin de impedir la contaminación ambiental con motivo de la explotación, transporte, almacenamiento y utilización de los recursos energéticos en la Región". Ampliando su concepto de interés, dicho objetivo agrega que se recomendarán "las medidas consideradas necesarias para evitar la contaminación ambiental causada por la explotación, transporte, almacenamiento y utilización de recursos energéticos dentro de la Región, en áreas no dependientes de los Estados Miembros"

De hecho, esta medida legislativa constituye el primer precedente sentado por un organismo de integración latinoamericana frente a un problema manifiesto: la contaminación del medio ambiente regional por causas directas o derivadas de su industrialización energética.

Concretando esta iniciativa, la VIII Reunión de Ministros de Energía de los Estados Miembros de OLADE dispuso la puesta en marcha del Programa C. 3 "Preservación del Medio Ambiente y sus Implicaciones por el Uso de la Energía", durante el presente período 1977-78. De conformidad a las pautas establecidas para la primera fase del mismo, el Departamento de Información y Estadística de esta Secretaría Permanente ha procedido a una investigación exhaustiva, aunque con resultados preliminares, para:

- *Iniciar un inventario de los organismos especializados en medio ambiente, dentro y fuera del Area;*
- *Preparar un listado y clasificación de los estudios existentes sobre la materia, y*
- *Dar a conocer los resultados de esta investigación a la VII Junta de Expertos.*

ETAPAS DE LA INVESTIGACION

La determinación de aspectos globales o escenarios concretos para esta investigación ha significado un trabajo de compilación de antecedentes y datos únicamente basado en lectura de bibiliografía especializada, entrevistas personales con directivos de instituciones del país sede y en la correspondencia iniciada con la gran mayoría de los organismos e instituciones de planificación y/o ejecución existentes tanto en los países del Area como a nivel internacional.

Dentro de la fase técnica de la investigación, el Departamento de Información y Estadística elaboró un cuestionario de identificación de organismos e instituciones generales o especializadas en medio ambiente, el cual se procedió a enviar a los niveles competentes de cada país latinoamericano.

La metodología aplicada en dicho cuestionario apuntó a dos objetivos básicos: a) establecer la identificación y objetivos del nivel encuestado y, b) determinar su descripción como fuente de información en este campo.

El primer objetivo permite establecer lo siguiente:

- *Identificación institucional: nombre, dirección, dependencia e índole de la institución (gubernamental, privada, intergubernamental, universitaria, etc.);*
- *Actividades de la institución: investigación científica y tecnológica, planificación, asistencia técnica, derecho y legislación, capacitación, prevención y control, explotación de recursos, y otras;*
- *Areas temáticas que trata: contaminación, ecología, energía, recursos naturales u otras áreas, y*
- *Breve descripción de objetivos de la institución.*

El segundo objetivo consigna:

- *Descripción de la fuente de información: alcance de sus actividades e indicación de niveles y características que la describen;*
- *Actividades de la entidad matriz (referidas especialmente a la formulación de políticas, apoyo y presupuesto de programas, equipos e inversiones, transmisión de tecnología, etc.);*
- *Funciones de las fuentes de información: servicios de investigación, laboratorio, centros de evaluación de datos o de documentación, etc.*
- *Ambito geográfico e idiomas de trabajo de la fuente, y*
- *Atributos o descripciones codificadas de la fuente*

Organización Latinoamericana de Energía

de información, en razón de su disponibilidad de suministro de información, de servicios y de sus modalidades para proporcionarlos.

ANTECEDENTES

SITUACION INTERNACIONAL

Dentro del sistema internacional, la creación del Programa de las Naciones Unidas para el medio Ambiente, PNUMA, (Resolución 2997 (XXVII) de la Asamblea General del 15 de diciembre de 1972) vino a "mostrar el camino en materia de cooperación y coordinación entre los gobiernos y los organismos internacionales en lo que respecta a la protección y el mejoramiento del medio ambiente". Puesto que los problemas originados en este ámbito surgen en muchos campos de la actividad humana y que, por lo tanto, concitan el interés de muchas organizaciones del sistema de las Naciones Unidas, el concepto que inspiró el PNUMA fue el de "una actividad entre organismos", de entidad catalizadora, destinada no a asumir la responsabilidad de otros, sino a guiar y dirigir las iniciativas ambientales a nivel internacional para cerciorarse de su puesta en ejecución.

La tarea encomendada al PNUMA de diseñar un programa ambiental considera dentro de sus 10 objetivos básicos, dos específicos para nuestro campo de interés: "salvaguardar el sistema de sustentación de la vida de los océanos" (objetivo No. 4) y "evaluar el impacto sobre el medio ambiente de otras pautas posibles de generación y uso de la energía y fomentar el uso de formas ambientales racionales de energía" (objetivo No. 7).

Frente a la necesidad de contar con profesionales capacitados para asesorar en materias específicas y ejecutar proyectos en que se considere el Medio Ambiente, el PNUMA, conjuntamente con el gobierno español, creó el Centro Internacional de Formación en Ciencias Ambientales para países de habla española, CIFCA, que funciona en Madrid desde mayo de 1976.

En el plano de las disposiciones legales e institucionales puestas en vigor dentro del sistema de Naciones Unidas, cabe destacar: el Convenio Internacional relativo a la Intervención en Alta Mar en los Casos de Accidente de Contaminación de las Aguas del Mar por Hidrocarburos (1969); Convenio Internacional de Responsabilidad Civil por Daños Causados por Contaminación de las Aguas del Mar por Hidrocarburos (1969) y Convenio sobre la Prevención de la Contaminación del Mar por Vertimiento de Desechos y otras Materias (1972).

Por su parte, la Tercera Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar iniciará una actividad legislativa global destinada a regular el derecho del mar, con inclusión de la preservación del medio ambiente marino, con documentos y estudios de carácter referencial.

Finalmente dentro de las acciones desplegadas a nivel internacional en el campo del medio ambiente, resaltan las actividades que, como programación específica, cumplen organismos intergubernamentales como la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y la Conferencia sobre la Cooperación Económica Internacional, entre otros.

SITUACION LATINOAMERICANA

El creciente proceso de desarrollo que viven los países latinoamericanos ha traído, como problema inherente, los efectos de la contaminación ambiental y, de manera preocupante, los originados por su industria energética. En el breve tiempo de que se dispuso para esta investigación, se pudo constatar que no existe una evaluación regional de la incidencia del uso de la energía en la calidad ambiental y forma de evitar su deterioro. Se observó, si, el fortalecimiento de una clara conciencia en los niveles gubernamentales sobre el problema y sus proyecciones.

Todavía existen pocos conocimientos sobre la problemática de la contaminación en los litorales Pacíficos de Chile, Perú, Ecuador y Colombia. Por otra parte, en el Caribe ya se han identificado los principales contaminantes: petróleo, desperdicios industriales, además de aguas residuales y otros.

Similares problemas son planteados por la industria bauxística de Jamaica, por las refinerías de hidrocarburos en el Golfo de Paria, entre Trinidad y Tobago y Venezuela, por la exploración petrolífera en las aguas del Golfo de México y, por las industrias petroquímicas.

Ultimamente, diversos y muy frecuentes casos ilustran la incidencia de contaminación de las aguas marinas latinoamericanas por derrames de petróleo ocasionados por la transnavegación oceánica. Entre los casos recientes, y por su magnitud, cabe recordar el accidente sufrido por el buque tanque holandés "Metula", que varó en costas del sur chileno derramando millares de toneladas de petróleo; otro caso similar se registró en la costa norte del Ecuador luego del vaciamiento del tanquero colombiano "Tumaco". El derrame de miles de galones de petróleo de uno de los gigantescos tanques que mantiene la Gulf Petroleum en la zona del Canal de Panamá, motivó la suspensión por varias horas del tránsito de naves por esa vía interoceánica, mientras millares de peces flotaban muertos sobre una gran mancha obscura.

A las pérdidas de los tanques en los buques cisternas, se suman el petróleo arrojado al mar al procederse al lavado del pañol de transporte después de su vaciado y que se ha calculado en el 1 o/o del tonelaje de la carga transportada; la navegación en aguas continentales de buques de superficie, como los submari-

Organización Latinoamericana de Energía

nos con propulsión nuclear, los que expulsan permanentemente agua con una leve contaminación. Hay también que considerar los problemas ambientales ocasionados por la rápida desforestación en algunos países con gran dependencia de la leña como fuente principal de combustible, en sus niveles rurales.

Los datos preliminares arrojados por el cuestionario para identificar las instituciones del medio ambiente en el área, permiten establecer que la mayoría de los países latinoamericanos cuenta con sus propios mecanismos ambientales, en una u otra forma, distinguiéndose claramente dos grupos: a) países con organismos ambientales independientes, y b) países que reparten las responsabilidades ambientales entre diversos organismos y ministerios.

Algunos de estos países podrían figurar en los dos grupos, pero de sus respuestas al cuestionario se deduce el tipo de organismo que asume la mayor responsabilidad o que adopta decisiones de política.

En el primer grupo se encuentran: Venezuela (Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables); México (Subsecretaría de Mejoramiento del Ambiente); Argentina (Subsecretaría de Saneamiento Ambiental); Chile (Instituto de Ecología), y Colombia (Instituto Nacional de Recursos Naturales y Renovables y del Medio Ambiente).

Dentro de este grupo, Venezuela representa una excepción por haberse constituido en el primer país latinoamericano que creó un ministerio específico del ambiente (nivel existente sólo en algunos países industrializados como los de Escandinavia). Considerado como institución pionera, además, entre los países del Tercer Mundo, dicho ministerio ha puesto en marcha "15 Programas Básicos" con el respaldo jurídico de la Ley Orgánica del Ambiente y el establecimiento de 100 Acciones Prioritarias desde que inició sus funciones el 1º de abril de 1977.

En el segundo grupo están incluidos los restantes países del área. Aunque como unidad geográfica, la región del Caribe debe presentarse como un caso aparte. Sus miembros patrocinaron recientemente una reunión en la cual se deliberó sobre el peligro que representa para su jurisdicción marítima el libre tránsito de las transnacionales navieras, con el consiguiente derrame de petróleo y combustible procesado.

No obstante la clara conciencia adquirida por todos y cada uno de los países latinoamericanos acerca del saneamiento de su ambiente natural, se desprende de esta investigación que sólo hay un enfoque unilateral del problema. La necesidad de proyectar acciones regionales se impone principalmente en la lucha contra la contaminación marina, en razón del extenso litoral del Area y de la fuente de recursos que éste representa para miles de pobladores.

En este plano constituye una excepción el caso de Chile, cuyo gobierno suscribió en octubre pasado dos convenios internacionales sobre contaminación del mar por petróleo, convirtiéndolos en ley de la República.

Hasta el momento, la CEPAL representa el único organismo a nivel regional que cumple determinadas actividades relacionadas con el medio ambiente, aunque de manera global y en calidad de representación de Oficina Regional del PNUMA. La entidad, a través de su División de Recursos Naturales y del Medio Ambiente, acaba de editar un Directorio de Localización de las instituciones latinoamericanas que laboran en esta campo y, en breve, creará el Programa de Coordinación para el Medio Ambiente, con apoyo del Programa mundial.

La división de CEPAL proporciona, fundamentalmente, servicios de cooperación y asesoría y de capacitación profesional. Dentro de esta última actividad está contemplado su Programa de Cursos y Seminarios, que desarrolla directamente o en colaboración con instituciones nacionales de los países respectivos y de otros organismos internacionales.

CONCLUSIONES

A nivel mundial se concluye que:

–Los procesos de investigación tecnológica para el control de los contaminantes energéticos del medio ambiente se inician recién a comienzos de la presente década. Es en 1969 cuando las compañías petroleras transnacionales introducen, dentro de sus departamentos de investigación, mecanismos y metodologías para controlar el problema sobre el cual venía haciéndose conciencia.

–La tecnología desarrollada hasta el momento, específicamente para el control de los contaminantes energéticos, se halla en muchos casos sólo en la etapa de "proyectos pilotos", demostrando así mismo que su aplicación alcanza costos onerosos. A manera de ejemplo, valga señalar que recoger un barril de petróleo en el mar representa un costo aproximado de US$ 2.000.

–Aún no se establece a nivel mundial un método apropiado para almacenar los residuos recuperados de la contaminación marina por hidrocarburos.

–Se ha establecido que la contaminación ambiental de mares y ríos por hidrocarburos implica un largo proceso de recuperación de las condiciones naturales, que en ciertos casos dura más de un año. Por otra parte, se ha comprobado que los dispersantes químicos que se utilizan para el control de ciertos productos energéticos contaminantes en el mar provocan nuevos niveles de toxicidad.

–Se advierte un consenso en cuanto a continuar en la búsqueda de una legislación mundial que permita la

Organización Latinoamericana de Energía

aplicación de normas efectivas entre la comunidad de naciones para la preservación del medio ambiente, como patrimonio de todos los países.

—A nivel regional se concluye que:

—La reducción directa de la contaminación sigue siendo un rasgo sobresaliente de la política ambiental práctica de los países; algunos gobiernos comienzan a subrayar la necesidad de objetivos a largo plazo claramente formulados para mejorar el medio ambiente;

—La mayoría de los países no han establecido medios internos eficaces para elaborar una sola evaluación nacional de los diversos problemas del medio ambiente; la percepción de éstos difiere entre los diversos ministerios y organismos nacionales interesados;

—La existencia de problemas sobre la forma de articular los intereses sectoriales con los de carácter nacional, en general;

—Pese a la creciente conciencia del problema, no se dispone todavía de datos para diagnosticar su severidad. En la medida, esto refleja la falta de normas comunes o uniformes de medición entre las instituciones políticas y científicas nacionales;

—Salvo contadas excepciones, los organismos del medio ambiente en los países latinoamericanos no cuentan con bases legislativas para su acción;

—La repercusión en la opinión pública se manifiesta en el espectacular aumento de atención que se presta a editoriales, crónicas, artículos y programas audiovisuales concernientes al problema medio ambiental.

—Existe la necesidad de fortalecer y facilitar las comunicaciones entre las instituciones nacionales que existen en la región, fundamentalmente en aspectos comparables de sus respectivos programas ambientales;

—El gobierno de Venezuela, a través de sus Ministerios del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables y de Energía y Minas ha adquirido y desarrollado la más moderna tecnología en lo que respecta al control de derrames de petróleo en mares, ríos y lagos, además de poseer un alto grado de capacitación y adiestramiento de personal técnico.

—Existe en América Latina una infraestructura apropiada donde se puede apreciar de manera práctica, los problemas ambientales derivados de la contaminación energética, la que resulta suficientemente apropiada para la preparación de personal técnico.

RECOMENDACIONES

A la luz de la preocupación creciente por los problemas ambientales y la necesidad, cada vez mayor, de abordarlos en un contexto intrarregional, la Secretaría Permanente de OLADE recomienda que, dentro de sus actividades sobre el medio ambiente, se dé especial importancia a la cooperación con los gobiernos de la región que la soliciten en las tareas de evaluación de su situación ambiental; al análisis de las características de los problemas del medio ambiente en América Latina y sus relaciones con el desarrollo y, al estudio de los posibles efectos en la región de la acción de los países industrializados, a fin de proteger su medio ambiente.

Para estos efectos, y dado que el alcance de "medio ambiente" es tan vasto, es indispensable considerar que cualquier programa o acción que se emprenda al respecto debe concentrar sus objetivos en áreas prioritarias. Sobre estas bases se recomienda:

—Levantar un inventario sobre la casuística de América Latina en problemas de contaminación energética de los mares, en ecología, ciencias ambientales y legislación existente en esta materia.

—Propender a la codificación de un cuerpo legal que incluya todos los aspectos jurídicos relacionados con la contaminación de los mares por derrames de hidrocarburos. Para este efecto se iniciarán los contactos intrarregionales necesarios así como con los entes especializados de Naciones Unidas.

—Gestionar ante los gobiernos de Venezuela y México la colaboración de ambos países, a fin de financiar las diversas actividades propuestas, así como la capacitación de personal técnico de los Estados Miembros.

Organización Latinoamericana de Energía

Ministerio de Energía y Minas

Venezuela

DOCUMENTOS

Texto completo de la INTRODUCCION A LA MEMORIA 1977 —Programas y Perspectivas de Interés para 1978— presentada por el ministro de Energía y Minas, Dr. Valentín Hernández Acosta, ante el Congreso de la República.

1.– *Aprobación del Reglamento Orgánico del Ministerio de Energía y Minas y de su Reglamento Interno; organización del Ministerio.*

Mediante Decreto No. 2.086, de 22 de marzo de 1977, aparecido en la Gaceta Oficial No. 1.999, Extraordinario, de la misma fecha, fue promulgado el Reglamento Orgánico del Ministerio de Energía y Minas.

Conforme a dicho Reglamento, el núcleo fundamental organizativo del Ministerio es el siguiente: el Despacho del Ministro; la Dirección General del Ministerio; la Dirección General Sectorial de Hidrocarburos; la Dirección General Sectorial de Minas y Geología, y la Dirección General Sectorial de Energía. Se prevé en el mismo instrumento, que integrará el Ministerio, también, las Direcciones y demás dependencias establecidas en el Reglamento Interno.

Efectivamente, el Reglamento Interno del Ministerio de Energía y Minas, dictado mediante Resolución del Despacho No. 25, de 12 de abril de 1977, y publicado en la Gaceta Oficial No. 2.012, Extraordinario, de la misma fecha, desarrolla la composición del Ministerio conforme a los fundamentos antes indicados.

En resumen, la organización del Ministerio puede sintetizarse así:

a) *El despacho del Ministro, integrado por la Oficina del Ministro, la Consultoría Jurídica y la Oficina de Asuntos Internacionales. El Jefe de esta última Oficina es el Gobernador de Venezuela ante la Organización de Países Exportadores de Petróleo;*

b) *La Dirección General del Ministerio, cuyas dependencias son: la Dirección de Administración, la Dirección de Bienes Afectos a Reversión, la Oficina Ministerial de Información, la Oficina Ministerial de Personal, la Oficina Sectorial de Programación y Presupuesto, la Oficina Sectorial de Estadística e Informática, la Oficina de Desarrollo de Recursos Humanos, la Oficina de Control de Empresas e Inversiones Extranjeras y la Oficina de Biblioteca y Archivo General;*

c) *La Dirección General Sectorial de Hidrocarburos, integrada por la Dirección de Hidrocarburos, la Dirección de Mercado Interno de los Productos Derivados de Hidrocarburos, la Dirección de Estudios para Hidrocarburos no Convencionales y la Dirección de Planificación y Economía de Hidrocarburos;*

d) *La Dirección General Sectorial de Minas y Geología, integrada por la Dirección de Minas, la Dirección de Geología, la Dirección de Investigaciones Geoanalíticas y Tecnológicas y la Dirección de Planificación y Economía Minera, y*

e) *La Dirección General Sectorial de Energía, cuyas dependencias son la Dirección de Planificación Energética y la Dirección de Investigación y Desarrollo.*

Tal como adelantara al conocimiento del Soberano Congreso en la Memoria del Ministerio a mi cargo para el año pasado, el antedicho proceso de reorganización se ha cumplido con un gran sentido de austeridad, procurando en todo momento que los nuevos cargos aparecidos en razón de las modificaciones ocurridas, fueron llenados, en lo posible, con los funcionarios con que ya contaba el Ministerio. Además, en mi propósito de dar al Ministerio un sentido de equipo y de homogeneidad, que lo capacite para atender con toda eficacia las múltiples y delicadas atribuciones que le están encomendadas, dispuse expresamente en el Reglamento Interno a que me he referido, que las Direcciones Generales Sectoriales, así como las Direcciones y demás dependencias del Ministerio, deben prestarse, en el ejercicio de sus actividades, una mutua y adecuada colaboración para la mejor realización de las funciones del Despacho.

2.– *Estado del proceso de verificación de los bienes recibidos por la Nación de las ex-concesionarias de hidrocarburos*

En este particular las actividades estuvieron orientados a la revisión final de las cifras a los fines de los ajustes previstos en las Actas de Avenimiento; a la evaluación de los trabajos de verificación e inspección de bienes llevados a cabo según el procedimiento establecido, y a la atención de lo referente al Fondo de Garantía constituído en el Banco Central de Venezuela.

Las cifras finales por concepto de ajustes en las Actas de Avenimiento arrojaron un saldo de Bs. 90.524.492, 00 a favor de la Nación. De aquí que la idemnización total a las empresas ex-concesionarias y participantes alcanzó la cifra de Bs. 4.257.405.860,00.

Siguiendo conforme el plan establecido, durante el año fueron completados los trabajos de verificación e insepcción de los bienes recibidos de las empresas ex-consesionarias, y se evaluaron los trabajos de verificación e inspección llevados a cabo de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento previsto en la Resolución No. 631 del Ministerio de Minas e Hdrocarburos, de 10 de mayo de 1976, y del cual dí cuenta al Congreso en la Memoria anterior.

Organización Latinoamericana de Energía

Conforme al procedimiento dicho, se comenzó por una verificación de bienes en el Distrito Federal y en los campos, a través de seis Comités de Areas: Zulia-agua, Zulia-tierra, Falcón, Barinas-Carabobo, Monagas-Delta Amacuro y Anzoátegui-Guárico. Estos Comités, presididos por funcionarios del Despacho, remitieron los resultados de su trabajo a la Dirección de Bienes Afectos a Reversión, donde el Sub-Comité de verificación e inspección, integrado por los ingenieros Martín Morales y Félix Morreo, evaluó ese cúmulo de información en base al procedimiento de verificación antes dicho.

Las conclusiones del Sub-Comité fueron a su vez examinadas, al más alto nivel, por el Comité de recepción, integrado por los ingenieros Humberto Calderón Berti, Director de Bienes Afectos a Reversión; José Cirigliano, Director de Hidrocarburos, y licenciado Manuel A. Zurita, Director de Administración, todos del Ministerio de Energía y Minas, y el ingeniero Luis Plaz Bruzual, ex-Director de Hidrocarburos y actual Director de Petróleos de Venezuela, además de los representantes de las empresas nacionales operadoras.

Es con base en las conclusiones de este calificado grupo de técnicos y funcionarios, que la Dirección de Bienes Afectos a Reversión me presentó los informes de todos los trabajos realizados, con sus recomendaciones, incluido el monto a deducirse, en cada caso, del Fondo de Garantía, por concepto de restitución del buen funcionamiento de los bienes o la adquisición del reemplazo correspondiente.

De acuerdo con la ley y en vista de dichos informes he dictado con fecha 16 de febrero de 1978, las resoluciones que indican las cantidades que el Banco Central de Venezuela debe deducir del Fondo de Garantía, en concepto de restitución del buen funcionamiento de los bienes recibidos por la República o la adquisición del reemplazo correspondiente. En ejecución de ello, el Banco retirará dichas cantidades de las cuentas de las empresas ex-concesionarias y de las empresas ex-participantes en las concesiones de hidrocarburos, para ser enteradas en el Tesoro Nacional por el concepto expresado.

De acuerdo con el artículo 6º del Reglamento No. 2 de la Ley sobre Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos, se han autorizado inversiones del efectivo disponible en el citado Fondo hasta por la cantidad de Bs. 73.000.000,00. Además, el Despacho autorizó al Banco Central para devolver a las empresas las cantidades depositadas en exceso del 10 o/o de la inversión bruta, establecido en el artículo 19 de la citada Ley de Reserva, cantidades que alcanzaron la suma de Bs. 358.000,00.

En relación con el finiquito del Fondo de Garantía juzgo de interés hacer notar que con fecha 24 de agosto de 1977, me dirigí a los ciudadanos Contralor General de la República, Ministro de Hacienda, Procurador General de la República, y Ministro de Relaciones Interiores, comunicándoles que, por cuanto la Ley Orgánica que reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos y su Reglamento No.1, atribuyen al Ministerio la obligación de declarar la liberación del Fondo de Garantía una vez satisfechas, a juicio del Ejecutivo Nacional, las obligaciones que está destinado a garantizar, y habida consideración de la terminación del proceso de verificación de la existencia física y del estado de conservación y mantenimiento de los bienes recibidos por la República de los ex-concesionarios de hidrocarburos, el Ministerio ha estimado oportuno solicitar de los Despachos de los cuales son titulares los citados funcionarios, información acerca de las cantidades adecuadas al Fisco Nacional y a otras entidades de carácter público por las ex-concesionarias, a fin de hacer las deducciones que sean procedentes, con anterioridad a la liberación del Fondo de Garantía.
Las actividades del Ministerio en este aspecto, durante 1978, estarán orientadas a la posible conclusión de todos los asuntos pendientes, relacionados con la fijación de las demás cifras imputables al Fondo de acuerdo con la ley.

3.– *Situación de bienes enajenados por ex-concesionarios de hidrocarburos con anterioridad a la promulgación de la Ley sobre Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos (1971)*

En relación con esta materia cabe indicar que el Ejecutivo Nacional, por intermedio del Ministerio, ha sostenido reiteradamente que, aún antes de la promulgación de la Ley sobre Bienes y Efectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos, en 1971, cualquier acto de disposición de los concesionarios sobre los bienes objeto de reversión, que no hubiera sido aprobado previamente por el Ministro, constituye una infracción de los artículos 103 de la Constitución y 80 de la Ley de Hidrocarburos, al hacerse de imposible cumplimiento el derecho que conforme a tales instrumentos jurídicos ha tenido la Nación a recibir dichos bienes a la extinción de las concesiones por cualquier causa.

En este sentido está pendiente de decisión por la Corte Suprema de Justicia, una demanda de la Nación por concepto de indemnización por los daños causados por la venta no autorizada efectuada por un concesionario, del edificio que le sirviera de oficina central, en Caracas.

Organización Latinoamericana de Energía

La Consultoría Jurídica del Ministerio ha ratificado últimamente el referido criterio, al asentar que los bienes adquiridos por los ex-concesionarios con destino a las concesiones de las cuales fueron titulares han debido ingresar al patrimonio nacional en concecuencia de la extinción de las concesiones y que la enajenación habida enervó hasta la aniquilación, el derecho de la República a asumir la propiedad de tales bienes. Como resultado se establece que la República sufre un daño que amerita de reparación así: 1) mediante acción judicial, en reclamación de daños y perjuicios, o 2) mediante la deducción correspondiente al Fondo de Garantía, de las cantidades necesarias para adquirir los bienes reemplazantes de los enajenados.

Tomando en cuenta que el caso en litigio es un caso típico representativo de la situación planteada, se ha notificado a Petróleos de Venezuela en el sentido de que debe instruir a sus empresas filiales respecto a la necesidad de abstenerse de celebrar acuerdos para la adquisición de bienes que hubieren sido afectos a las concesiones de hidrocarburos y de los cuales hubieran dispuesto las titulares de éstas sin la debida autorización del Ministerio.

El Ministerio considera los indicados casos y cualesquiera otros que pudieran presentarse, como posibles obligaciones pendientes de cumplimiento por parte de las ex-concesionarias de que se trate. La decisión final se adoptará una vez conocido el criterio de la Corte Suprema de Justicia en el proceso antes indicado.

4.– *Recuperación por la Nación de bienes afectos a reversión, transferidos con la autorización del Ministerio*

Mediante Resolución del Ministerio de Minas e Hodrocarburos No. 2.126, de 28 de diciembre de 1973, el Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio y de conformidad con lo establecido en la Ley sobre Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos, autorizó a la Creole Petroleum Corporation, a la sazón concesionaria de hidrocarburos, para transferir en forma gratuita a la Asociación Civil Avila determinados bienes, situados en terrenos baldíos en el Campo "La Floresta", en Caripito, jurisdicción del Distrito Bolívar del Estado Monagas, todos ellos afectos a reversión, en consideración a que serían destinados por la adquirente para sede y funcionamiento de un instituto educacional al servicio colectivo. Quedó claramente establecido en dicha Resolución que, en ningún caso, se podría dar a los bienes transferidos un destino diferente al educacional, salvo con la previa autorización del Ejecutivo Nacional dada por escrito; quedó asimismo perfectamente claro que en caso de incumplimiento de esta condición, el adquirente deberá hacer entrega a la Nación de dichos bienes, libres de gravámenes y cargas, sin indemnización alguna. Tal como consta en los archivos del Ministerio, en el documento de cesión suscrito por la Creole Petroleum Corporation y la Asociación Civil Educacional Avila, se ve que la transferencia se efectuó conforme a los términos expuestos.

Sin embargo, como resultado de inspecciones oculares llevadas a cabo por funcionarios competentes del Ministerio, se pudo constatar que la Asociación Civil Educacional Avila no ha dado el debido mantenimiento a las edificaciones, instalaciones, plantas y equipos que le fueron cedidos, así como la inexistencia o no funcionamiento de instituto educacional alguno.

Ante tal incumplimiento de los fines que justificaron la cesión de bienes indicada, el Ministerio, dentro de sus atribuciones, y con el fin de hacer efectiva su devolución a la Nación, ha dictado la Resolución No. 93, de fecha 20 de febrero de 1978, por la cual se ordena a la Asociación Civil Educacional Avila hacer entrega a la Nación de los bienes que le fueron transferidos, libres de gravámenes y cargas y sin pago de indemnización alguna. El Ejecutivo Nacional ha instruido al Procurador General de la República a fin de que adopte las medidas conducentes: al ingreso al patrimonio nacional, mediante inventario, de los referidos bienes, reservándose la Nación el ejercicio de cualquier acción por daños y perjuicios a que puede haber lugar como efecto del incumplimiento antes indicado.

Entre tanto el Campo se encuentra custodiado por las Fuerzas Armadas.

5.– *Tradición a las empresas operadoras, de los bienes recibidos por la Nación en virtud de la nacionalización de la industria y el comercio de los hidrocarburos*

El 24 de enero de 1977 me dirigí al ciudadano Procurador General de la República, comunicándole que, habida cuenta de que el Ministerio, mediante catorce (14) actos administrativos dictados en fecha 31 de diciembre de 1975, había declarado la transferencia a las empresas estatales operantes en el sector de hidrocarburos, de los bienes recibidos por la República de las antiguas concesionarias de hidrocarburos, como consecuencia de la instauración de la reserva en ese sector, lo instruía, a nombre del Ejecutivo Nacional, para redactar y suscribir los documentos necesarios para hacer efectiva la tradición de los referidos bienes.

6.– *Traslado a Petróleos de Venezuela del material relativo al desarrollo de los programas de explo-*

Organización Latinoamericana de Energía

ración en la llamada Faja Petrolífera del Orinoco.

El Ministerio participó a Petróleos de Venezuela la decisión del ciudadano Presidente de la República, de que la empresa nacional asuma la responsabilidad de programar y coordinar las actividades operacionales para el desarrollo de la llamada Faja Petrolífera del Orinoco, en especial las relativas al desarrollo de los programas de exploración de la Faja, de evaluación de los recursos de hidrocarburos que en ella se encuentran, de estudio de los métodos posibles de mejoramiento de los crudos de esta área y los demás proyectos que ha venido realizando el Ministerio de Energía y Minas en relación con estos recursos.

A fin de dar cumplimiento a esta decisión del ciudadano Presidente de la República, el Ministerio procedió a entregar el 30 de diciembre de 1977 toda la información disponible a Petróleos de Venezuela. Como el Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo –INTEVEP– bajo el patrocinio de Petróleos de Venezuela, tiene precisamente por objeto, según sus estatutos, hacer investigaciones científicas y tecnológicas en las áreas de hidrocarburos y de petroquímica y prestar servicios de apoyo tecnológico a Petróleos de Venezuela y sus empresas filiales, el Ministerio ha considerado conveniente enviar a ese Instituto los estudios realizados, a fin de que los mismos sean continuados en dicha institución.

Es entendido para el caso, que el Ejecutivo Nacional, por órgano del Despacho y en ejercicio de la facultad que le atribuye el arículo 21 de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, determinará, cuando se considere oportuno, las nuevas áreas en la Faja, en las cuales realizarán sus actividades Petróleos de Venezuela y sus empresas filiales.

Y que, desde luego, corresponde al Ejecutivo Nacional la definición de los lineamientos de la política a seguir para el desarrollo progresivo y la explotación de los recursos de hidrocarburos de la Faja.

7.– Anteproyecto de Ley Orgánica de Hidrocarburos presentado al Ejecutivo Nacional por la Comisión de juristas designada al efecto.

Como es del conocimiento del Soberano Congreso, en cumplimiento de instrucciones del ciudadano Presidente de la República se designó una Comisión de juristas, con el encargo de estudiar los cambios que fueren necesarios en la actual legislación de hidrocarburos, habida cuenta de la nacionalización ocurrida en el ámbito de la industria y el comercio de nuestro primer recurso natural.

Como fruto de un trabajo cuidadoso y contínuo durante un lapso de algo más de un año, la Comisión hizo entrega al Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio a mi cargo, y con fecha 18 de abril de 1977, del informe correspondiente, incluido un anteproyecto de Ley Orgánica de Hidrocarburos. Todo este material es objeto en la actualidad del adecuado estudio por parte del Ejecutivo Nacional, a fin de que pueda adoptarse oportunamente la medida que mejor responda al interés público.

Por el patriótico desinterés y notable preocupación puestas de manifiesto por la indicada Comisión de juristas en el cumplimiento de su cometido, considero la más elemental justicia dejar aquí público testimonio del reconocimiento del Ejecutivo Nacional a sus integrantes, los doctores Manuel R. Egaña, Florencio Contreras Quintero, Alvaro Silva Calderón y Guillermo Altuve Williams.

8.– Explotación de minerales no metálicos

El día 30 de mayo de 1977, y por disposición del ciudadano Presidente de la República, fue publicada la Resolución No. 71 del Ministerio de Energía y Minas, modificatoria de la Resolución No. 2.237, según la cual el Despacho concedía el visto bueno a la explotación de los minerales a que se refiere el artículo 7º de la Ley de Minas (no metálicos), sobre la base de información suministrada previamente por las empresas explotadoras, sobre el plan de explotación, los equipos o sistemas aplicados, y el personal empleado en estas actividades.

A consecuencia del auge en la industria de la construcción, esta reglamentación acarreó dificultades en el aprovisionamiento de los materiales necesarios, así como una especulación indebida en el precio de los mismos.

Pensó entonces el Ministerio que si el artículo 7º de la Ley de Minas establece que la explotación de los minerales a que se refiere ese artículo queda sujeta a la vigilancia de la autoridad en cuanto a la policía y seguridad de las labores; y el artículo 1º "ejusdem" atribuye a las actividades mineras el carácter de utilidad pública; y por cuanto, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 35 de la Ley Orgánica de la Administración Central, corresponde al Ministerio de Energía y Minas la fiscalización, control y conservación de los recursos mineros y de las industrias, la materia debe quedar sujeta al siguiente procedimiento:

1º) Las personas que explotan los minerales a que se refiere el artículo 7º de la Ley de

Organización Latinoamericana de Energía

Minas deben realizar las actividades de acuerdo con los principios técnicos aplicables, a objeto de que la explotación de los yacimientos sea efectuada de modo racional, con adecuado aprovechamiento de los recursos minerales, con preservación del medio ambiente y mantenimiento de la seguridad en las labores.

2º) Para asegurar la preservación de los efectos positivos de la extracción de dichos minerales, el Ministerio podrá solicitar de las personas a que se refiere el ordinal anterior, información acerca del plan de explotación del yacimiento y del sistema a ser utilizado, así como cualquier otra información que juzgue necesaria.

3º) Si como resultado de la fiscalización el Ministerio constatare que la explotación no se lleva a cabo según lo previsto en la resolución, se aplicarán las sanciones conforme a la ley.

En consecuencia, el Ejecutivo Nacional, a través de este Despacho, ha continuado ejerciendo efectivamente sus atribuciones de fiscalización y control de la explotación de los minerales no metálicos, en función de la racional utilización de los yacimientos y de la política de conservación ambiental a que se orienta su gestión, como lo demuestran los informes sobre las actividades que se realizan en todo el país.

Por su vinculación con la materia deseo exponer lo siguiente. En la Gaceta Oficial No. 31.367, de 23 de noviembre de 1977, apareció publicada la Resolución No. 54, del Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables, de 21 de los mismos mes y año, por la cual se designa una comisión permanente llamada a servir de instrumento de concertación entre dicho Ministerio y el sector privado vinculado al ramo de alfarería y de elaboración, en general, de productos de arcilla, y a asesorar al Ministerio sobre todo cuanto se relaciona con los procesos necesarios para la extracción y explotación del material requerido por la industria. Como responsable del Ministerio a mi cargo, creí de mi deber dirigirme al ciudadano Ministro del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables, a fin de manifestarle que, por cuanto es de la incumbencia del Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo con la Ley Orgánica de la Administración Central y de la Ley de Minas, todo lo relativo a la exploración y la explotación mineras, sus facultades no podrán ser disminuidas ni entrabadas como resultado del asesoramiento prestado por la Comisión permanente arriba mencionada.

En su amable contestación, el Ministro del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables me manifestó que la mencionada Resolución tiene por objeto contar con una comisión de asesoramiento que, al estar integrada por funcionarios del Despacho a su cargo y por representantes de la industria alfarera, facilita la comunicación y la definición de criterios y directrices en las actuaciones que dicho Despacho pudiera decidir conforme, entre otras competencias sobre la materia, a la específica que le atribuye el ordinal 22º del artículo 36 de la Ley Orgánica de la Administración Central en concordancia con el ordinal 3º del artículo 5º del Reglamento de esta última Ley. Hizo constar el ciudadano Ministro que ello en nada incide ni afecta la competencia que a su vez tiene el Ministerio de Energía y Minas en cuanto a la exploración y a la explotación mineras.

9.– Política de desarrollo de los recursos humanos al servicio del Ministerio

En el segundo trimestre de 1977 se dio comienzo a la segunda etapa del Plan de Adiestramiento del Ministerio, con la atención de las necesidades de adiestramiento detectadas a los funcionarios del Despacho en 1976, a través del "Diagnóstico de Necesidades de Capacitación". La meta fijada para el primer año de implementación del Plan, en abril de 1977,fue la cobertura de 750 necesidades. Para el mes de diciembre se había cubierto un total de 771 necesidades, lo cual representa un 2,8 o/o mas de la meta propuesta.

En el cuarto trimestre de 1977 se llevó a efecto el "Diagnóstico de la Situación Educativa-Laboral del Personal Obrero del Ministerio de Energía y Minas", como primera etapa del "Programa de Adiestramiento y Desarrollo para el Personal Obrero".

Cabe destacar que el Presupuesto para el financiamiento y ejecución de Programas Internos correspondió al 2,73 o/o del presupuesto global del Ministerio. No obstante una amplia actividad de dichos programas fue canalizada a través de organismos como el INAPET, lo cual no representó para el Despacho ningún tipo de costo directo.

Deseo ponderar ante los ciudadanos legisladores la importancia de estos planes en función del mejoramiento del empleado público, ya que han demostrado ser una fórmula eficiente para capacitarlos con miras a un mejor rendimiento

Organización Latinoamericana de Energía

de sus obligaciones y responsabilidades.

10.– Presupuesto de gastos previsto para ejercicio de 1978 en comparación con los recursos solicitados.

Inicialmente el Proyecto de Presupuesto total del Despacho para 1978 ascendía a Bs. 213.576.000, lo que indica que estaba por debajo del Presupuesto de 1977. Posteriormente se solicitó incrementar los gastos propios en Bs. 10.732.000, destinados a cancelar compromisos de ejercicios anteriores, por lo cual el monto estimado inicialmente en este rubro alcanzó a la cifra de Bs. 205.908.000, lo que indicaba que el Ministerio mantenía el mismo nivel en sus gastos propios con respecto a 1977. Sinembargo, el Presupuesto del Despacho finalmente aprobado para 1978 en sus gastos propios de reducido en Bs. 14.038.100,00, con respecto a los recursos solicitados para este rubro incialmente, tal como se señala en el cuadro siguiente.

Conceptos	Ley de Presupuesto 1977 y Modificaciones (1)	Proyecto de Presupuesto 1978 (2)	Ley de Presupuesto 1978 (3)	Diferencia 3 - 2
Gastos propios o de funcionamiento	205.905.921	195.176.000	181.137.900	-14.038.100
Organismos adscritos				
FONINVES	18.400.000	18.400.000	22.400.000	4.000.000
FUNVISIS			6.223.000	6.223,000
Total Ministerio	224.305.921	213.576.000	209.760.900	-3.815.100

Como tal disminución de recursos podría alterar el cumplimiento normal de los programas que debe acometer el Ministerio en el ejercicio fiscal 1978, ya que afecta importantes renglones de gastos, tales como sueldos del personal supernumerario y contratado, primas al personal profesional y técnico, becas, alquileres y otros, el Despacho ha solicitado ante el Ministerio de Hacienda una redistribución interna de las partidas aprobadas a fin de hacer frente a esta situación.

Por lo que se refiere a gastos destinados a organismos adscritos al Ministerio, como son: FONINVES y FUNVISIS (a partir del 2-5-77), el Presupuesto para 1978 tiene previstos recursos por Bs. 22.400.000 y Bs. 6.223.000, respectivamente.

II. ACTIVIDADES EN MATERIA DE HIDROCARBUROS

Voy ahora a analizar específicamente las actividades de exploración, reservas, explotación o producción, refinación, transporte por vías especiales, comercialización de exportación y mercado interno, precios e ingreso nacional petrolero y lineamientos generales de política en materia de hidrocarburos.

1.– Exploración, conservación y reservas

La actividad exploratoria durante 1977 se programó haciendo énfasis en la búsqueda de crudos medianos y livianos y se insistió en reevaluar las áreas determinadas a las operadoras, en base a la utilización integral de la información geofísica y geológica existente.

Los proyectos exploratorios de importancia comercial en las áreas geográficas determinadas a las empresas operadoras fueron aprobadas mediante el taladro y se continuó realizando actividades de exploración geofísica en las adyacentes, mediante métodos sismográficos, con el objeto de mejorar el conocimiento de dichas áreas y definir su potencial.

La perforación exploratoria tuvo un resultado satisfactorio, ya que se descubrieron 51 nuevas acumulaciones petrolíferas en diferentes regiones del país, siendo de destacar las de las áreas Centro, Lago, Lamar y Urdaneta, en la jurisdicción de Maracaibo; Acema-Cosma y Oritupano, en la jurisdicción de Maturín; y Limón, Yopales y Adas, en la jurisdicción de Barcelona. Asímismo se continuó la evaluación de las formaciones del cretáceo en el occidente y el oriente del país, mediante la perforación de pozos.

En relación con la actividad exploratoria por métodos geofísicos y sismográficos se levantaron 5.501 kilómetros de líneas, que comparados con 6.756 kilómetros en 1976, representan una disminución del 11 por ciento; esto se debió, además de las limitaciones del equipo, a dos razones fundamentales: primera, no se realizaron levantamientos costa afuera, caso en el cual el rendimiento es mucho mayor, por cuanto se labora en forma contínua; y segunda, la mayoría de los levantamientos en tierra, se hizo de detalle, con el propósito de, más que abarcar grandes áreas, recabar información específica.

Durante el año 1977 se terminaron 438 pozos, de los cuales 407 resultaron productores de petróleo, 12 se destinaron a inyección de fluidos, 1 resultó productor de gas y 18 secos.

Al comparar la cifra de 438 pozos con la del año anterior se nota un aumento de 99 pozos más terminados durante 1977.

De los 407 pozos terminados como productores, 296 fueron de desarrollo, 61 de extensión y 50 descubridores de nuevos yacimientos. De estos últimos fueron clasificados como exploratorios solamente 26, los cuales permitieron el descubrimiento de 29 yacimientos: 6 en occidente

Organización Latinoamericana de Energía

y 23 en el oriente del país. Los restantes 24 pozos se clasificaron como de avanzada y de desarrollo y permitieron el descubrimiento de 32 yacimientos: 6 en occidente y 26 en el oriente del país.

Por otra parte, de los 18 pozos secos, 2 eran de desarrollo, 5 de avanzada y 11 exploratorios.

Dentro de la actividad general de perforación es de destacar la evaluación del cretáceo, tendiente a obtener un mejor conocimiento de las perspectivas petrolíferas, tanto en la zona occidental como en la oriental.

Mediante este esfuerzo se logró añadir alrededor de unos 540 millones de barriles de nuevas reservas, cifra significativa aunque insuficiente para cambiar la tendencia a producir más petróleo del que se incorpora por medio de la exploración. En efecto, las reservas probadas de petróleo se estimaron para finales del año 1977, en 2.861 millones de metros cúbicos, equivalentes a 17.995 millones de barriles. Esta cifra, comparada con la correspondiente al año anterior, de 2.898 millones de metros cúbicos (18.229 millones de barriles), representa una disminución del 1,28 por ciento.

Sinembargo, la actividad exploratoria, los programas de recuperación secundaria y la revisión geológica de algunos yacimientos, programados para 1978, hacen esperar que los volúmenes de reservas de petróleo a incorporarse compensarán la disminución registrada en 1977.

Las reservas de gas natural se estimaron en 1.186.254 millones de metros cúbicos (41.887.500 millones de pies cúbicos), cifra que comparada con la del año anterior representa una disminución del 0,34 o/o, es decir, 4.106 millones de metros cúbicos (144.986 millones de pies cúbicos) menos.

Continuando con las medidas de conservación que ha venido adelantando el Despacho para la producción y utilización del gas natural, durante 1977 se aprobaron cuatro proyectos relativos al manejo de gas, con una inversión aproximada de Bs. 120.500.000 y una capacidad de compresión y transmisión de 6.116.430 m3 (216 millones de pies cúbicos) diarios. Asimismo, se adelantan los estudios para la instalación en el oriente del país, de dos plantas de extracción de hidrocarburos líquidos del gas natural, con una capacidad aproximada de producción de 23.000 barriles diarios cada una, y una inversión estimada en 700 millones de bolívares. Se prevé colocar esta producción en el mercado internacional, hasta tanto se asegure una completa utilización en el mercado interno, principalmente por parte de la industria petroquímica.

El utilizar el 98o/o del gas económicamente recolectable ha permitido acentuar en marcada forma las normas conservacionistas establecidas para los recursos de hidrocarburos. Esta política ha hecho posible llegar a una utilización integral y satisfactoria del gas natural, especialmente en aquellos proyectos de transformación de ese recurso, donde se obtiene un mayor valor agregado del mismo.

Desde temprana época la industria petrolera venezolana ha venido poniendo en práctica diversos métodos de recuperación suplementaria y ha hecho aportes importantes a esta rama de la tecnología. Los proyectos de esta naturaleza existentes en Venezuela, además de estar dirigidos hacia una mayor recuperación de petróleo, han tenido también como objetivo la conservación del gas natural producido. En consecución de tal fin, durante el período 1974-1977 se aprobaron veintinueve (29) proyectos de inyección de gas y de agua en diferentes yacimientos petrolíferos, a objeto de incrementar sus reservas recuperables en 109 millones de metros cúbicos (648 millones de barriles) de petróleo, con una inversión de 91 millones de bolívares.

Cabe destacar que en el lapso en consideración se aprobaron también cuatro proyectos térmicos para evaluar un método de producir y recuperar más petróleo pesado, con una inversión aproximada de 152 millones de bolívares. Los resultados de estos últimos proyectos tienen una singular importancia para la explotación eficiente de petróleo pesado en gran escala en nuestro país, ya que los mismos servirán de guía para extender la explotación racional de este tipo de petróleo crudo a otras áreas y regiones y sustituir parcialmente la de petróleos liviano y mediano, siendo entendido que el petróleo pesado constituye la mayor parte de las reservas con que cuenta el país.

Durante el año 1977 se continuó la evaluación y análisis de los datos geofísicos existentes y el desarrollo de las interpretaciones geológicas de la Faja Petrolífera del Orinoco. No se efectuaron levantamientos geofísicos ni aeromagnetométricos debido a que los proyectos elaborados por el Despacho fueron, como he dicho, pasados a Petróleos de Venezuela, para su ejecución. Por lo tanto, permanece en 12.731 km. el total de líneas sísmicas y en 8.964 km. el de líneas aeromagnetométricas, levantadas en la Faja desde 1970.

Se perforaron 8 pozos evaluatorios en los Estados Monagas y Guárico, correspondientes al programa de 1976, con los cuales se alcanzó un total de 27.240 pies de arena neta petrolífera. Los crudos encontrados varían entre 10º al 13º API.

Organización Latinoamericana de Energía

Con el objeto de continuar evaluando los parámetros del proyecto piloto integral de producción–mejoramiento, de 125.000 barriles diarios, se inició el mencionado proyecto en el área de Cerro Negro, al Sur del Estado Monagas, en donde se aplican las técnicas más avanzadas de instrumentación de pozos en materia de recuperación.

Se continuó el análisis de la información geofísica-geológica de la Faja Petrolífera del Orinoco, la fiscalización y control del desarrollo del Proyecto Piloto de Cerro Negro y se completó la evaluación geológica detallada del área, determinándose sus características y volúmenes de hidrocarburos.

Se discutieron los esquemas de integración de procesos para mejoramiento de crudos con institutos de investigación de Alemania, Francia, Estados Unidos y Canadá, y se inició la compilación y el análisis sistemático de todas las áreas de crudos no convencionales, para cuantificar y calificar dichos recursos a fin de asesorar al Despacho para los lineamientos de política en esa materia.

Se inició el análisis de las características y condiciones actuales de áreas y campos marginales, a fin de establecer las alternativas económicas para su manejo, las cuales servirán al Despacho para decidir sobre su destino final. Se continuó la evaluación de los proyectos de producción y recuperación secundaria de los crudos pesados y extrapesados a nivel nacional y se prosiguió con el programa caracterización de crudos mediante el envío de muestras a laboratorios nacionales y extranjeros.

De una manera general es de indicar que, en materia de conservación, el Ministerio continuará en 1978 la política anteriormente trazada, mediante la cual se espera incrementar satisfactoriamente el programa exploratorio para el descubrimiento de nuevas acumulaciones de hidrocarburos en las áreas actualmente operadas por las empresas. Dichas áreas se evaluarán intensamente por métodos geofísicos y se continuará avanzando hacia aquellas adyacentes a las determinadas, para definir técnicamente su potencial.

En la estrategia de exploración, la conservación se expresa de diversas maneras. Para el caso hay que tener en cuenta el hecho de que asumimos ahora una tarea de alta importancia nacional que no puede soslayarse, como es la búsqueda, en el enorme cúmulo de información exploratoria dejada por las ex-concesionarias, luego de la nacionalización, las informaciones y registros válidos, que deben ser reevaluados en función de la necesidad del país de establecer con la mayor claridad posible el potencial hidrocarburífero del país.

De esta acción debe surgir una nueva estrategia de exploración, destinada a incorporar las áreas de mayor perspectiva de hidrocarburos mediante su reexploración con métodos modernos, para descubrir nuevos potenciales. Los consecionarios, por razónes económicas dictadas por el bajo precio del petróleo para aquel momento o por razones técnicas debido a la gravedad baja del crudo, que entonces no era posible operar, abandonaron muchos yacimientos que no poseían volúmenes grandes o contenían petróleos pesados. Estos recursos petrolíferos son hoy de importancia para la Nación y para el mundo y deben ser incorporados como parte de nuevas reservas.

Debemos enfrentarnos con fuerza creadora, basada en decisiones fundamentadas, a una estrategia exploratoria que se proponga descubrir los recursos, previendo su mejor utilización en función del interés nacional a largo plazo. Citemos un ejemplo al respecto para definir el tipo de problema a resolver.

a) Poseemos provincias gasíferas que podrían disponerse, debidamente exploradas y evaluadas cuantitativamente (Barra de Maracaibo, Oriente de Guárico y Formación Los Jabillos, en Quiriquire), para sustentar industrias petroquímicas de Zulia y oriente, sin necesidad de atarlas a la producción de petróleo por depender del gas asociado. Esto juega un importante papel a la hora de pensar en la conservación del crudo, ya que el gas libre puede ser producido o no, según la necesidad, y por ello constituye una reserva estratégica en una industria básica para el país como es la petroquímica. Se puede usar gas asociado para alimentarla, pero si esta alternativa, en un momento dado, no es conveniente, porque no lo es producir el petróleo que lo acompaña, se puede usar el gas libre. De allí se deduce que el descubrimiento de un potencial de gas libre en la zona geográfica donde se instale o se haya instalado (caso El Tablazo) una industria de alto proceso que utiliza el gas como materia prima, es tarea prioritaria para la exploración, con nuevo sentido y contenido de interés nacional.

b) Debemos incrementar la utilización de los crudos pesados, sobre los cuales hay bases suficientes para afirmar que disponemos de una reserva estratégica mundial, mientras hemos llegado a niveles bajos en crudos medianos y livianos.

Esto determina un esfuerzo exploratorio en

Organización Latinoamericana de Energía

el sentido de buscar petróleos medianos y livianos para aumentar el potencial de estas reservas (programas en el cretáceo en Zulia, con primeros resultados ya logrados y nuevos esfuerzos en oriente) y crear un equilibrio adecudo a nuestra relación producción-reservas a mediano plazo (sobre todo por el reflejo de sus resultados en la actividad de refinación y, consecuentemente, de mercados).

En consideración a las realidades presentes e inspirado en los sanos e indiscutibles principios conservacionistas examinados, el Ministerio, mediante oficio No. 1.519, de 28 de octubre de 1977, comunicó los siguientes lineamientos a Petróleos de Venezuela en materia de exploración para 1978:

1o) El esfuerzo exploratorio se orientará, con mayor énfasis, en la búsqueda de acumulaciones de hidrocarburos livianos y medianos.

2º) La exploración de áreas prospectivas de importancia comercial en áreas determinadas a las empresas operadoras, deberán continuarse en el año 1978 mediante la perforación, por taladro, particularmente en el Cretácico en el Lago de Maracaibo y Golfo de la Vela; Eoceno en Barúa–Motatán, Terciario en el Oriente de Venezuela y Barinas.

3º) Se procederá a la evaluación, mediante el taladro, de aquellas áreas determinadas donde existan condiciones favorables para acumulaciones de gas no asociado con importancia comercial.

4º) Se continuará la evaluación geológica y geofísica de aquellas áreas de interés exploratorio, cuya definición estructural y estratigráfica justifique el esfuerzo programado.

5º) Mediante el procesamiento y evaluación de la información geológica y geofísica de las áreas de interés exploratorio fuera de las áreas determinadas, se deberán seleccionar aquellas que justifiquen la perforación de pozos estratigráficos y exploratorios que eventualmente conduzcan a la solicitud de nuevas áreas.

6º) La exploración en las áreas limítrofes con países vecinos se considera de primordial importancia; por tanto, se deberá proceder a la reevaluación de la información existente, con el fin de que, cuando el Ejecutivo Nacional lo considere conveniente, se puedan realizar, sin dilación, actividades exploratorias adicionales.

Entre dichas áreas cabe mencionar las siguientes: Plataforma Continental entre Trinidad, Granada y Venezuela; Plataforma Continental Deltana entre Trinidad-Venezuela y, finalmente, parte suroccidental de la Cuenca de Maracaibo.

2.– Explotación o producción

Durante el año 1977 la producción diaria de petróleo alcanzó la cifra promedio de 2.237.854 barriles por día, es decir, una producción total de petróleo crudo durante el año de 1977 de 816.816.587 barriles, que comparada con los 839.737.228 barriles producidos en el año anterior, representa una disminución de 22,920.641 barriles, es decir, de 2,73 por ciento.

Durante 1977 la producción bruta de gas natural fue de 37.512 millones de metros cúbicos (1.324.736 millones de piés cúbicos), lo cual representa un aumento de 1,01 por ciento con relación a los registros del año 1976. Este aumento obedece a un incremento de la producción de petróleo en la jurisdicción de Barcelona, donde la relación gas-petróleo es la más alta del país.

Del gas natural físicamente recolectable fueron aprovechados 34.684 millones de metros cúbicos (1.224.865 millones de piés cúbicos), es decir, el 92, 46 por ciento, correspondiéndole 52,93 por ciento a la inyección de gas natural y el 39,53 por ciento a la utilización como combustible y otros usos.

Por último, el gas arrojado a la atmósfera fue de 2.828 millones de piés cúbicos, equivalente a 7,54 o/o del total producido.

En cuanto a la utilización del gas económico recolectable se alcanzó la cifra de 98 por ciento del total producido, otra de las metas de la política de conservación de los hidrocarburos.

Las reservas de gas natural se estiman para 1977 en 1,87 billones de metros cúbicos, cifra ésta que representa una disminución del 0,34 por ciento con respecto al año 1976.

Como continuación de las medidas de conservación que ha venido adelantando el Ejecutivo Nacional en cuanto a la producción y utilización del gas natural, durante el año de 1977 se aprobaron 4 proyectos relativos al manejo de este curso, con una capacidad de compresión y

Organización Latinoamericana de Energía

transmisión de 6.116.430 metros cúbicos diarios. Asimismo, se adelantan los estudios para la instalación en el oriente del país, de 2 plantas de extracción de líquido del gas natural, con una capacidad aproximada de producción de 23.000 barriles diarios cada una.

Por otra parte, el Ministerio se propone, hasta donde sea posible, sustituir gradualmente la inyección de gas a los yacimientos, por inyección de agua, a medida que vayan creciendo los requerimientos de gas por parte del sector petroquímico y así convenga a la explotación eficiente de los yacimientos petrolíferos.

En lo que se refiere a la recuperación secu ndaria, durante el año 1977 los proyectos activos en esta operación, incluidos los térmicos, proporcionaron el 45,0 por ciento de la producción, así:

118 proyectos de gas, en los cuales se utilizaron 52,92 millones de metros cúbicos de gas por día, con una producción de 605.000 barriles de petróleo por día.

76 de inyección de agua, en los cuales se inyectaron 143.050 barriles de agua por día y se obtuvo una producción de 390.000 barriles de petróleo diario.

50 térmicos, en 11 de los cuales se inyectó un promedio de unas 2.000 toneladas de vapor de agua por día, obteniéndose una producción de unos 144.000 barriles diarios de petróleo.

Para 1978 fueron comunicados a Petróleos de Venezuela los siguientes lineamientos en materia de explotación o producción:

1º) Producción de petróleo:

a) La producción de petróleo en el año 1978 será de 803 millones de barriles, con una variación no mayor de 2o/o. En virtud de razones técnicas es aconsejable que la producción no sea en ningún caso mayor que la producción de 1976, decisión que sólo podría ser reconsiderada en el caso que así lo requieran los altos intereses nacionales. Deberá mantenerse en lo posible la producción proveniente de las áreas donde una paralización de actividades podría conducir a una pérdida de petróleo recuperable.

De la producción total, no más de 560 millones de barriles, deberá ser de petróleo de gravedad mayor de 22º API.

b) Deberán hacerse los esfuerzos necesarios a fin de que la relación reserva producción de petróleo mediano-liviano no sea menor de 15 años.

c) Deberán realizarse las actividades necesarias, preferentemente reparación de pozos inactivos y proyectos de recuperación suplementaria, para lograr un potencial de dos millones ochocientos mil (2.800.000) barriles de petróleo por día, con una utilización integral del gas natural que se puede producir asociado con él.

d) Deberán mantener la operación normal de las plantas de procesamiento de gas natural para la obtención de hidrocarburos líquidos o un nivel promedio no menor de 70.000 barriles diarios.

e) Deberán realizarse los estudios necesarios para el aprovechamiento racional de las instalaciones de transporte y almacenaje de los hidrocarburos, a fin de reducir los costos de operación.

2º) Recuperación suplementaria de petróleo:

a) Se deberá continuar los estudios técnico-económicos de aquellos yacimientos petrolíferos ubicados en las áreas que tienen determinadas las empresas operadoras, susceptibles de ser sometidas a programas de inyección de fluidos. En la toma de decisión sobre los resultados de dichos estudios, se deberá tomar en cuenta el incremento del ingreso fiscal nacional y el aumento en el volumen de petróleo recuperable. En el caso de que estos proyectos no sean rentables para la industria, deberán sugerir las medidad que aseguren una rentabilidad aceptable después del pago de los impuestos correspondientes.

b) Se deberá proceder a la sustitución gradual del gas natural de inyección por agua en aquellos yacimientos donde sea factible y así se justifique, para satisfacer la creciente demanda de este recurso energético.

c) Se deberá continuar el estudio de la conversión de los proyectos existentes de inyección alterna en inyección contínua de vapor de agua.

3º) Utilización del gas natural:

a) La utilización del gas natural producido y económicamente recolectable deberá mantenerse en un promedio anual

Organización Latinoamericana de Energía

no menor del 98 por ciento.

b) *En el año 1978 y subsiguientes se totarán las previsiones necesarias a fin de que los sistemas de gasoductos para distribución de gas natural, atiendan satisfactoriamente las crecientes demandas que se prevén de tal recurso en las regiones oriental y central del país.*

c) *Deberá procederse a la integración de los sistemas de utilización y distribución de gas de las operadoras. Asimismo, se continuará el estudio tendiente a permitir la instalación de plantas para extraer los líquidos del gas natural en áreas donde tal proceso no se esté aplicando, mereciendo prioridad el Estado Anzoátegui.*

Haciendo un balance de la explotación en el año 1977, se observa que las reservas probadas han disminuido en 233 millones de barriles, aproximadamente, en el potencial de producción es de sólo 2.550.000. El nivel a 2.800.000 b/d será difícil de lograr antes de 1979. Consideramos que para operar una industria petrolera en óptimas condiciones, el nivel de producción no debe ser mayor del 85 por ciento del potencial, así como una relación de producción-reserva para un mínimo de 15 años.

3.— *Refinación*

El petróleo crudo refinado en Venezuela durante el año 1977 alcanzó un volumen total de, aproximadamente, 353 millones de barriles, lo cual representa una disminución de 13.841 barriles por día, o sea, 1,4 o/o con respecto a lo refinado el año anterior. Los rendimientos de producción obtenidos de la refinación son para 1977 de 18,9 o/o de gasolinas, 18,6 o/o de kerosene y diesel, 18,2 o/o de combustibles residuales de bajo contenido de azufre, 39,1 o/o de combustibles residuales de alto contenido de azufre y 5,2 o/o de otros productos.

La composición de los crudos refinados en el país durante el año 1977 fue de 51,5 o/o medianos, 37,2 o/o livianos, y 11,3 o/o pesados.

Venezuela cuenta con una capacidad instalada de refinación primaria de 247.289 metros cúbicos (1.555.400 barriles) diarios, la cual se complementa con una capacidad de procesamiento secundario de, aproximadamente, 163.757 metros cúbicos (1.030.000 barriles) por día, una capacidad de reformación de gas natural para la producción de hidrógeno de 3.438.000 metos cúbicos (123.002.145 pies cúbicos) diarios y una capacidad de procesos de conversión, representados por desintegración catalítica, y alquilación, de 10.477 metros cúbicos (65.900 barriles) diarios.

Los rendimientos de productos refinados obtenidos son similares a los de años anteriores, debido a las condiciones en el mercado mundial de productos refinados que favorecen la exportación de combustibles residuales y al procesamiento de dietas de crudos de composición semejantes a los de años recientes. Por otra parte, el volumen producido de gasolinas de motor es el máximo posible que se puede obtener de los crudos procesados y de las instalaciones disponibles, y se destina principalmente a satisfacer el consumo nacional, estimándose que este volumen será insuficiente en los comienzos de la próxima década para cubrir los requerimientos locales. Este hecho, unido a la necesidad de refinar volúmenes adicionales de crudos pesados, ha conducido a la ejecución de cuantiosas inversiones, tendientes a modificar el patrón de refinación existente, mediante la adición de instalaciones que permitan la producción de derivados livianos a expensas de los combustibles residuales. De esta manera la industria de la refinación del petróleo, vista como parte integrante de la industria petrolera, obtendrá la flexibilidad necesaria para adaptarse a los constantes cambios en los mercados consumidores y contribuirá a asegurar los ingresos fiscales de la Nación. Por otra parte, el cambio de patrón de refinación está enmarcado dentro de una política energética coherente, donde se combinan las necesidades energéticas del país con las de producción de petróleo, de gas, de conservación y de desarrollo en las industrias petroquímicas y siderúrgicas.

Para el período 1977-1983 se prevén los siguientes planes:

a) *La evaluación y análisis de los proyectos necesarios para el cambio de los patrones de refinación existentes en el país. Para este programa se ha estimado una inversión del orden de los 7.000 millones de bolívares, habiendo sido iniciadas durante 1977 las obras de construcción del proyecto de modificación de la refinería de El Palito, a un costo de 900 millones de bolívares, y del proyecto de la ampliación de la unidad de craqueo catalítico existente en la refinería de Cardón, a un costo de 150 millones de bolívares. Igualmente se recibió en el Despacho la memoria descriptiva del proyecto de modificación del patrón de refinación de Amuay, a un costo de 3.300 millones de bolívares, y además se adelantan los diseños de construcción de instalacio-*

Organización Latinoamericana de Energía

nes para la Refinería de Puerto La Cruz, por un costo de 1.500 millones de bolívares. Finalmente, se considera el aprovechamiento de las naftas disponibles en las refinerías, para la producción de aromáticos, principalmente benceno, tolueno y xileno; a tal efecto durante 1977 la empresa Maraven concluyó los estudios de factibilidad e inició los diseños para la instalación, en la Refinería de Cardón, de una planta para la recuperación de 15.000 barriles diarios de estos productos.

b) La construcción de una refinería en el Estado Monagas para el procesamiento de petróleos crudos provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco, habiéndose realizado las evaluaciones de procesos y adelantándose los estudios de localización de las instalaciones.

c) El desarrollo de procesos que permitan el tratamiento de petróleos pesados a fin de convertirlos en productos de alto valor comercial.

En tal sentido se adelantan los estudios necesarios para la instalación de una unidad experimental para la desmetalización de residuos pesados en la Refinería de Cardón, a un costo de 100 millones de bolívares y una unidad experimental para la hidrodesulfuración y craqueo catalítico de crudo Boscán, en la Refinería de Bajo Grande, a un costo de 130 millones de bolívares.

d) La prevensión y eliminación de fuentes de contaminación ambiental en las refinerías. Los nuevos proyectos consideran además, la construcción de las instalaciones adecuadas para lograr que la operación de las refinerías se realice dentro de las normas más exigentes en la materia, previéndose para este efecto la suma de 190 millones de bolívares en las Refinerías de Puerto La Cruz y El Palito.

4.– Transporte por vías especiales

Oleoductos

Para el 31 de diciembre de 1977 la industria contaba con una red de oleoductos de 6.119 km. de longitud, de los cuales 3.389 corresponden a la clasificación de oleoductos principales y 2.730 km., a oleoductos secundarios, por lo que no se acusa cambio alguno con respecto a 1976.

Gasoductos

Para fines del ejercicio 1977, la longitud de la red de gasoductos se incrementó en 308 kilómetros, alcanzando un total de 3.616 kilómetros, lo cual representa un aumento con respecto a 1976 de 9,3 o/o. Los gasoductos terminados en 1977 fueron:

- *Gasoducto de 26 pulgadas de diámetro y 129 kilómetros de longitud, el cual forma el lazo denominado Km 92 - Km 221 y va paralelo al gasoducto C.V.P. Anaco–Puerto Ordaz.*

- *Gasoducto de 26 pulgadas de diámetro y 152 kilómetros de longitud el cual forma el lazo denominado Anaco - Km 152 y va paralelo al gasoducto Anaco–Caracas.*

- *Gasoducto de 20 pulgadas de diámetro y 27 kilómetros de longitud que forma el lazo denominado La Cabrera–Guacara y va paralelo al gasoducto C.V.P. Caracas–Valencia.*

Con respecto a los sistemas de gasoductos merece destacarse la ampliación existente entre Anaco y Puerto Ordaz por parte de la Corporación Venezolana del Petróleo, a objeto de satisfacer la demanda de gas natural requerida para el desarrollo industria de la región de Guayana. Con esta ampliación se concluirá en 1980, se incrementará la capacidad de dicho sistema, de 7.079.145 metros cúbicos (250 millones de pies cúbicos) diarios, a 18.346.311 metros cúbicos (648 millones de pies cúbicos) diarios de gas natural.

5.– Comercio exterior e interior

Durante 1977 la exportación directa total del petróleo crudo, productos refinados y productos líquidos del gas alcanzó a 736.943.440 barriles (2.019.023 b/d). Al comparar esta cifra con el total exportado durante 1976, de 787.798.738 (2.152.456 b/d), se observa una disminución en las exportaciones de 50.855.298 barriles (133.433 b/d.), o sea el 6,5 por ciento.

Esta disminución se debió a la política de conservación del Estado, que impone una reducción en la producción de petróleo crudo y al aumento en el consumo interno, que limitó las disponibilidades para la exportación.

Para 1977 las exportaciones de crudo se situaron en 485.455.738 barriles, cifra ésta inferior en 16.071.985 barriles, es decir 3,2 por ciento, a las exportaciones realizadas durante 1976.

Al analizar la composición de las exportaciones por tipo de crudo se observa, sinembargo, que las exportaciones de crudos pesados aumenta-

Organización Latinoamericana de Energía

ron en 25.216.879 barriles, aproximadamente un 18,7 por ciento con respecto a 1976, al situarse en 159.874.125 barriles (438.011 b/d.). Del Total de exportaciones de crudos, los pesados representaron el 32,9 por ciento para 1977 y el 26,8 por ciento para 1976.

Las exportaciones de crudos medianos fueron de aproximadamente 130.485.603 y la de crudos livianos de 135.625.627, cifras éstas inferiores a las exportaciones realizadas en 1976, en 18.201.083 barriles (12,2 por ciento) y 22.097.144 barriles (14,0 por ciento) respectivamente.

De esta manera, al disminuir las exportaciones de crudos livianos y medianos, y aumentar las de crudos pesados, se racionalizan las exportaciones de crudos con respecto a las disponibilidades físicas de estos crudos.

El aumento en las exportaciones de crudos pesados es muy significativo, por cuanto pone de manifiesto el esfuerzo realizado por la industria petrolera nacional en materia de comercialización, al colocar un mayor volumen de este tipo de crudo en el mercado internacional, satisfaciendo de tal manera uno de los lineamientos de política de comercialización trazados por el Ministerio.

Las exportaciones de crudos condensados alcanzaron a 2.623.871 barriles, superiores en 447.816 barriles, es decir 20,6 por ciento, al de las cifras de 1976. Este incremento en las exportaciones del crudo condensado Santa Rosa responde a los requerimientos por este tipo de crudo en el mercado mundial.

Las exportaciones de crudos reconstituidos experimentaron una baja de 1.438.453 barriles, 2,5 por ciento, con relación a 1976, al situarse en 56.846.512. Esta reducción en las exportaciones de crudos reconstituidos, se debió en parte a los mayores requerimientos de productos por parte de la demanda del mercado interno.

Las exportaciones de productos derivados del petróleo se situaron en 251.487.702 barriles, cifra que refleja una disminución de 34.783.313 barriles, al compararla con las exportaciones de productos en 1976, lo que representa el 12,2 por ciento.

La participación de productos dentro del total exportado en 1977 fue de 34,1 por ciento menor que en 1976, que fue de 36,3 por ciento. Esta ligera disminución se debe fundamentalmente a la disminución en las exportaciones de los combustibles residuales.

Los combustibles residuales continuaron siendo en 1977 el principal producto de exportación, al representar el 73,5 por ciento de las exportaciones de productos y el 25,1 por ciento de las exportaciones en general.

Las exportaciones de residual para 1977 alcanzaron a 185.066.199 barriles, de los cuales 132.205.546 fueron de combustibles residuales de alto azufre y 52.860.259 barriles de combustibles residuales de bajo azufre.

Como lo dijera al Congreso en la Memoria anterior, las exportaciones de combustibles residuales fueron para 1976, de 221.694.708 barriles, de los cuales 153.627.933 barriles fueron de alto azufre y 68.066.775 barriles de bajo azufre. Al comparar las cifras de exportaciones en los años 1977 y 1976 se observan las siguientes bajas: 21.421.993 barriles (13,9 por ciento) en residuales de alto contenido de azufre y 15.206,516 barriles (22,3 por ciento) en residuales de bajo contenido de azufre, para una disminución en el total de exportaciones de residual de 36.628.509 (16,5 por ciento). Ello debido a que la situación del mercado de combustible residual durante la segunda mitad de 1977 fue muy débil, a pesar del esfuerzo hecho por las empresas petroleras nacionales en el sentido de tratar de colocar estos productos en el mercado internacional a buenos precios y términos favorables.

Para 1977 las exportaciones de gases licuados del petróleo alcanzaron a 18.925.095 barriles, es decir, un aumento de 3.024.188 barriles, 19,0 por ciento, con relación al año 1976. Este aumento en las exportaciones de los gases licuados del petróleo se debe fundamentalmente a la fuerte demanda en los mercados internacionales por el propano y el butano, lo cual permitió colocar volúmenes adicionales de estos productos a precios sumamente satisfactorios para Venezuela.

En el año 1977 la industria nacionalizada continuó realizando esfuerzos a fin de diversificar mercados, logrando aumentar sus colocaciones a nuevos clientes, sin menoscabo de cumplir con clientes tradicionales. La diversificación de los mercados ha sido un importante objetivo de la política petrolera nacional, cuyo propósito es maximizar los beneficios y minimizar los riesgos que se derivan de nuestras exportaciones petroleras. Sinembargo, su significado es económicamente complejo y ha sido frecuentemente confundido. En efecto, los mercados naturales ofrecen ventajas económicas ótimas, especialmente en cuanto a precios y condiciones de pago, y particularmente si dentro de estos mercados se logra diversificar clientes directos e independientes de los canales de las transnacionales. Al seleccionar estos clientes, además de las condiciones antes descritas, se observan sus caracte-

Organización Latinoamericana de Energía

rísticas en cuanto a seguridad y solvencia, a fin de evitar clientes morosos e inseguros.

La idea es producir únicamente lo necesario y vender mejor, estimulando a la vez las investigaciones en fuentes alternas de energía, a fin de poder utilizar el petróleo es usos más nobles que el de simple combustible.

En lo referente al comercio interior, la demanda interna de productos refinados de petróleo en el año 1977 alcanzó un promedio diario de 275.993 barriles y en relación al año anterior presentó un incremento de 18.835 barriles diarios, equivalentes al 7,3 o/o.

Dicha demanda está integrada por los requerimientos que de los mencionados productos hacen los sectores Industria y Uso Doméstico, con un total de un 82 o/o, así como los sectores Industria Petrolera y Entrega a Naves, que participaron en un 9,3 y 8,5 o/o, respectivamente.

El Sector Industria y Uso Doméstico – el cual está integrado por la demanda de productos refinados de petróleo que efectúan las diferentes actividades de producción y consumo en el país – continúa siendo el que determina fundamentalmente las variaciones del mercado, habiendo utilizado durante 1977, 227.001 barriles diarios, con un aumento de 19.644 barriles diarios, equivalentes al 9,5 o/o. De este volumen realizado, las gasolinas de motor representaron el 58,5 o/o del consumo del sector, presentando una tasa anual de crecimiento de 14,7 o/o, la cual sobrepasa ampliamente a la prevista en el V Plan de la Nación (9,1 o/o).

De las gasolinas de motor, las de mediano y alto octanaje fueron las que presentaron las elevadas tasas anuales de crecimiento del orden del 16,6 y 21,1 o/o, respectivamente, con volúmenes de consumo de 87.678 y 32.448 barriles diarios. El consumo de la gasolina de bajo octanaje continuó su tasa anual decreciente (10,7 o/o), es decir, 1.553 barriles diarios menos que el año anterior, situándose su volumen en 12.631 barriles diarios. Es de hacer notar que cada vez existe mayor participación en el consumo de gasolina de mediano y alto octanaje.

La utilización de los demás productos en el sector mencionado acusaron aumentos, siendo significativos el de diesel gasóleo con 1.895 barriles diarios, (4,6 o/o), el asfalto con 2.378 barriles diarios (23, 7 o/o), presentándose una disminución en el consumo de fuel-oil de 1.189 barriles diarios (7,5 o/o). Esto obedeció a la mayor utilización de ellos, especialmente el diesel-gasoil, en las actividades de Transporte y Electricidad.

El consumo realizado por la industria petrolera alcanzó a 25.538 barriles diarios, lo que representa una disminución del 9,1 o/o, de acuerdo a los márgenes actuales en los niveles de producción de petróleo. El sector Entrega a Naves recuperó sus niveles de consumo en 8,0 o/o por cuanto las naves y aeronaves en tránsito internacional se abastecieron en puertos y aeropuertos del país en un promedio de 23.453 barriles diarios, lo que significa un incremento de 1.740 barriles diarios.

La situación antes planteada nos indica la existencia de un elevado consumo de productos refinados de petróleo, especialmente de gasolinas de motor y diesel gasóleo –los cuales poseen el mayor valor– incrementándose en forma alarmante, influido en gran medida por el bajo nivel de precios existentes en el país, hecho que estimula el uso no racional de los combustibles, e implica, desde el punto de vista fiscal, un cuantioso sacrficio para el Estado.

Este consumo adquiere mayor relieve en la medida en que afecta a las diferentes actividades, tanto de la industria como de la economía del país. A la industria, puesto que el satisfacer internamente las necesidades de productos le crea desequilibrios en el sector productivo, colocándose en una situación vulnerable debido a la incidencia negativa que ejerce en las reservas de crudo, especialmente de livianos, en los volúmenes de productos y refinación, y en la distribución y exportación de petróleo. A la economía nacional, por los efectos de tipo económico, social y ecológico que genera.

Como consecuencia de la Resolución del Despacho No. 2.232, de 2 de diciembre de 1976, mediante la cual se dictaron las "Normas para la Explotación del Mercado Interno de los Productos de Hidrocarburos", que en su artículo 1º atribuye a las empresas del Estado, constituidas para operar la industria y el comercio de los hidrocarburos, el ejercicio de las actividades indicadas en el artículo primero de la Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno de los Productos Derivados de Hidrocarburos, comenzó por parte de Petróleos de Venezuela, a través de sus filiales, la reorganización y redistribución del mencionado mercado interno de los hidrocarburos, lo que redundará en una mejor utilización de los recursos disponibles y, por ende, en un mejor servicio al público.

La problemática del suministro de los derivados de hidrocarburos para el consumo interno ha venido siendo estudiado en todos sus aspectos; los resultados de estos análisis han permitido iniciar una política tendiente a racionalizar, en forma total, este servicio público de vital importancia

Organización Latinoamericana de Energía

para la economía de la Nación y los planes de su desarrollo. No ha de pasar inadvertido que los programas inmediatos comprenden acciones que garantizan el seguro suministro, la conservación de los derivados, la limitación de la contaminación ambiental y el establecimiento de nuevas estructuras económicas para el mercado interno, que permitan su evolución futura sobre bases estables, armónicas con la realidad del comercio de los derivados del petróleo.

El problema más agudo consiste, como hemos dicho, en los precios vigentes para estos derivados, los cuales determinan pér didas apreciables para la industria nacionalizada, toda vez que dichos precios son inferiores al costo de producción de los derivados. En efecto, si se compara el costo promedio de un barril de estos derivados con el precio de venta en el mercado interno, se nota una pérdida para la industria del Bs. 11,00 por barril. Esta situación desventajosa tiende además a estimular el desperdicio, el consumo irracional de los combustibles y el comercio irregular de los mismos, por lo cual se impone sincerizar los precios y estabilizar la economía de la industria.

A propósito del comercio irregular de combustibles observado en algunos sitios limítrofes de la República, me parece de interés hacer notar que el Ministerio a mi cargo, conjuntamente con el Ministerio de la Defensa, dictó con fecha 13 de febrero de 1978, las Normas para el Expendio de Combustibles Derivados de Hidrocarburos, a las cuales debe sujetarse la actividad de dicho expendio. Cabe destacar la prohibición del expendio de combustibles en situaciones distintas a las señaladas en las Normas, inclusive las circunstancias que agravan la infracción, la cual es sancionada de conformidad con lo establecido en la Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno de los Productos Derivados de Hidrocarburos.

Para 1978 los lineamientos operativos comunicados a Petróleos de Venezuela en materia de comercialización han sido los siguientes:

1º) Respecto al comercio exterior:

Hacer los mayores esfuerzos tendientes a la diversificación de los mercados en el exterior, tomando en cuenta la rentabilidad y seguridad de las nuevas posibilidades y el interés que haya en conservar mercados tradicionales.

En igual sentido, tratar de mantener o incrementar las ventas a consumidores finales, directamente, o a través de los convenios de agencia existentes.

Se deberá desarrollar una estrategia de comercialización de crudos pesados que permita la colocación de este tipo de crudos en forma favorable en el mercado internacional.

2º) Respecto al comercio interior:

Realizar las inversiones necesarias para lograr la racionalización de los sistemas de distribución de productos en el mercado interno.

En tal sentido se procederá a:

a) La construcción de nuevas plantas de ventas y ampliación de la capacidad de despacho de las ya existentes.

b) La adquisición de unidades de transporte tanto terrestre como marítimo.

c) La construcción de nuevas redes de poliductos y ampliación de las capacidades de las ya existentes.

d) La construcción de nuevas estaciones de servicio, particularmente en aquellas donde la infraestructura actual sea insuficiente.

Se continuarán los estudios necesarios conduncentes al establecimiento de tarifas para el transporte terrestre de los hidrocarburos aplicables a las distintas áreas geográficas del país.

Se realizará una investigación exhaustiva por actividad económica, del uso de los hidrocarburos en el mercado interno.

Se deberá hacer el mayor esfuerzo, mediante la adecuada coordinación con las empresas operadoras, para mejorar, en todo sentido, la prestación del servicio público del mercado interno de los productos derivados de hidrocarburos.

6.— Precios e ingresos petroleros

Durante 1977 se continuó con la práctica de establecer trimestralmente los precios mínimos de venta de los petróleos crudos y productos refinados a ser exportados. En el caso de los combustibles residuales, los precios mínimos de venta al exterior se establecen mensualmente desde octubre de 1976, a fin de poder captar y reaccionar más rápidamente a los movimientos en el mercado de estos combustibles, que constituyen el principal producto refinado exportado por Venezuela.

Esta política de ajustes periódicos ha permitido que para el cuarto trimestre de 1977 el precio de los crudos medianos aumentara en 0,10 $/bl

Organización Latinoamericana de Energía

y el de los crudos pesados en 0,15 $/bl. Asimismo permitió que los precios de los combustibles residuales lograran considerables aumentos, alcanzando el máximo nivel para marzo del año en referencia, para entrar luego al período de baja demanda, cuando los precios se ajustaron hacia abajo en forma escalonada. Actualmente los precios mínimos de venta establecidos por Petróleos de Venezuela para los combustibles residuales se mantienen por encima de los aumentos acordados por la OPEP, al compararlos con los precios vigentes para el tercer trimestre de 1976.

Los valores de exportación que rigieron en el período comprendido entre el 1º de enero y el 31 de diciembre de 1977, se fijaron en la Gaceta Oficial No. 31.293, de fecha 9 de agosto de 1977.

Los valores básicos de esta Resolución, así como el ajuste general, son idénticos a los que rigieron durante 1976. En esta Resolución se ratigicó el ajuste por flete y el ajuste por contenido de azufre que rigió a partir del 1º de julio de 1976.

A continuación se señala la evolución del valor de exportación promedio de los hidrocarburos venezolanos en el cual se pueden observar las siguientes etapas: primero, hasta 1973 un incremento moderado en los valores de exportación; segundo, un brusco aumento en 1974, como consecuencia de la crisis energética y el cese de la oferta de algunos países productores de petróleo; tercero, en 1975, una ligera disminución en el valor de exportación fiscal para ese año, que se logró por incremento de la tasa de impuesto sobre la renta; cuarto, un ligero aumento en 1976 y finalmente, una nueva disminución en 1977, al reflejarse para todo el año la reducción en el complemento de fletes y ajuste por azufre, efectiva desde el 1º de julio de 1976.

Años	Valor de Exportacion $/bl.
1971	2,48 a/
1972	3,02
1973	4,42

Años	Valor de exportación $/bl.
1974	14,35
1975	13,76
1976	14,25
1977	13,85 b/

a/ Promedio de precios de referencia y valor de exportación.

b/ Estimado.

Los impuestos de hidrocarburos liquidados correspondientes al año 1977 alcanzaron, en números redondos, a la suma de Bs. 8.419 millones. De este total, Bs. 7.669 millones correspondieron a impuestos de explotación de petróleo, Bs. 406 millones a impuestos de explotación de gas natural y el resto a impuestos de consumo de transporte. Al comparar los impuestos liquidados en el año 1977 con los del año anterior se nota un aumento de Bs. 1.421 millones, es decir, de 20o/o, debido al ajuste del 10o/o a partir de enero de 1977, en los precios de los petróleos de referencia, East–Texas, y West-Texas, utilizados en el cálculo del impuesto de explotación, ya que en 1976 se liquidó a las empresas operadoras los impuestos correspondientes a sólo once meses, en lugar de los doce meses, por las razones que aparece en la Memoria correspondiente.

El impuesto sobre la renta, por su parte, totalizó en 1977, Bs. 19.000 millones, que comparados con Bs. 21.969 millones, de 1976, muestran una reducción de Bs. 2.968 millones, no obstante el incremento de la tasa nominal, que cambió de 65,7 o/o en 1976 a 67,7 o/o en 1977. Dicha reducción es consecuencia, fundamentalmente, del menor volumen exportado y de un valor promedio de exportación inferior al de 1976, por efecto de la racionalización de las exportaciones en función de las disponibilidades del petróleo.

La situación planteada, unida a los distintos instrumentos utilizados por el Estado para participar en los resultados financieros de la industria, permitieron para 1977 un ingreso petrolero nacional próximo a los Bs. 35.000 millones (Bs. 41,00 ó $ 10,00 por barril de hidrocarburos líquidos producido), que comparado con Bs. 33.014 millones (Bs. 38,00 ó $ 9,00 por barril de hidrocarburo líquidos producido), del año anterior, significa un aumento de 3,00 Bs./bl, o sea, cerca de 1,00 dólar de aumento por barril.

INGRESO PETROLERO NACIONAL – 1975 – 1977

Concepto	1975	1976	1977*
Ingreso Petrolero Nacional MMBs	30.026 a/	33.014 b/	34.889 b/
Ingreso Petrolero Nacional Bs/bl	34,00	38,00	41,00
Producción de Hidrocarburos Líquidos, MMbls	884	868	845

* Cifras preliminares.

a/ Comprende la participación fiscal, la cual está formada por el impuesto sobre la renta, regalía y otros impuestos menores y la utilidad neta de C.V.P.

b/ Comprende la participación fiscal, compuesta por los elementos indicadores para el año 1970, más el impuesto sobre la renta pagada por las empresas que prestan asistencia técnica a las operadoras y la participación empresarial, que está dada por la utilidad de las operadoras y el aporte a Petróleos de Venezuela.

Organización Latinoamericana de Energía

Por otra parte, la participación empresarial, elemento integral del ingreso petrolero nacional, se estima para 1977 en 10,00 Bs/bl, o sea, más de 2,00 dólares por barril de hidrocarburos líquidos producido.

El cuadro que sigue muestra un estudio comparativo de la participación fiscal y del ingreso petrolero nacional, en los dos primeros años de la industria nacionalizada.

PARTICIPACION FISCAL E INGRESO PETROLERO NACIONAL

Concepto		1976	1977*
Participación Fiscal Total	MMBs	29.429	26.827
Impuesto sobre la renta	"	21.969	19.001
Por actividades de las operadoras 1/	"	21.230	18.206
Por asistencia tecnológica 2/	"	739	795
Regalía de petróleo y gas 3/	"	7.427	7.776
Otros impuestos	"	33	50
Participación fiscal por barril exportado	Bs.	37,00	36,00
Participación fiscal por barril producido	"	34,00	32,00
Ingreso Petrolero Nacional	MMBs	33.014	34.889
Participación Fiscal	"	29.429	26.827
Participación Empresarial	"	3.585	8.062
Utilidad (pérdida) operadora	"	1.093	5.452
Aporte a Petróleos de Venezuela	"	2.492	2.610
Ingreso petrolero nacional por barril exportado	Bs.	42,00	47,00
Ingreso petrolero nacional por barril producido	"	38,00	41,00
Volumen exportado (MBls/d)		2.153	2.019
Volumen de hidrocarburos líquidos producido (MBls/d)		2.371	2.314

*Cifras preliminares

1/ Precios fiscales de exportación: 1976 = 14,25 $/bl.
1977 = 13,85 $/bl.

2/ Se refiere al impuesto que pagan las empresas de servicio por asistencia tecnológica

3/ Precio promedio de liquidación: 1976 = 320,38 Bs/M^3
1977 = 348,37 Bs/M^3

En cuanto a las nuevas inversiones en activos fijos, durante 1977 la industria petrolera nacional realizó inversiones por un monto total de Bs. 2.000 millones, a fin de cumplir con los requisitos mínimos trazados por el Ejecutivo Nacional en las áreas de exploración, producción, transporte y refinación y otras actividades que involucran la continuidad operacional de la industria en forma eficiente y que garantizan los niveles de reservas probadas previamente establecidas. En tal sentido, las inversiones citadas se distribuyen, aproximadamente, en 19o/o en exploración, 55o/o en producción, 10o/o en las diferentes formas de transporte, 9o/o en refinación y 7o/o en otras actividades que incluye ventas y administración.

En resumen, si dentro de la serie estadística de producción se compara la producción promedio fijada por el Ejecutivo Nacional en el V Plan de la Nación, para los años que corren hasta 1980, de alrededor de 2.200.000 barriles diarios de petróleo, con el nivel correspondiente a cualquier año anterior, como por ejemplo, el año 1955, cuando se produjo 2.157.000 barriles diarios, observamos que, mientras la relación reservas-producción de petróleo y gas natural era para 1955 de 15,8 y 32,2 años, respectivamente, para 1977 la misma relación reserva-producción, fue para el petróleo de 22 años y para el gas natural de 66,5 años, cifras muy superiores a las tomadas en comparación. De igual forma, se puede notar que para 1955, la cantidad de gas arrojado a la atmósfera por barril de petróleo producido fue de 778 pies cúbicos, mientras que para 1977 fue sólo de 121 pies cúbicos.

De igual manera en base a los indicadores presentados puede afirmarse que hay coherencia conservacionista en la política de precios que nuestro país comparte con los otros miembros de la OPEP, en el sentido de dar al producto un precio justo que permita a cada país exportador recibir los ingresos que requiere para el desarrollo de una economía autónoma, diversificada, sin agotar aceleradamente los recursos de hidrocarburos, que no son renovables.

III. ACTIVIDADES EN MATERIAS MINERA Y GEOLOGICA

Se analiza seguidamente las principales actividades desarrolladas en materia de minas y de geología, investigaciones geoanalíticas y tecnológicas, planificación y economía mineras.

De una manera general cabe destacar la preparación del proyecto de resolución para la reglamentación del ejercicio de la exploración y explotación de los minerales a que se refiere el artículo 2º de la Ley de Minas, el cual fue reservado al Estado en todo el territorio nacional según Decreto No. 2.039 de 15 de febrero de 1977, tal como lo anuncié en la Memoria anterior.

Actualmente dicho proyecto, bajo el título de "Normas para el Otorgamiento de Concesiones Mineras", ya concluído, es analizado cuidadosamente por mi Despacho, a fin de que sea, en definitiva, un instrumento que atienda a la realidad nacional y a los superiores intereses del país.

1.– Actividades mineras

Entre las actividades realizadas durante el año en materia de minas se encuentran:

a) Hierro

Durante el año se instrumentó la aplicación de la Resolución No. 1.587, de 5 de julio de 1976, relativa a las Normas para el Ejercicio de la Explotación del Mineral de Hierro.

b) Zinc, plomo, cobre y plata

Durante el año se recibieron propuestas de varias empresas internacionales, de asociación con el Estado para el desarrollo de la explotación, industrialización y comercialización de las menas complejas de Bailadores, Estado Mérida, las cuales fueron exhaustivamente analizadas por la Comisión designada al efecto. Sobre tales pro-

Organización Latinoamericana de Energía

puestas se preparó un informe que es objeto de estudio por el Ejecutivo Nacional, el cual ha de tener en cuenta para la decisión final, las opiniones emitidas por todos los sectores relacionados con la materia.

En el área del yacimiento se perforaron 509 m. con recuperación de muestras, se realizaron los análisis químicos correspondientes, se dio inicio a un programa de pruebas mineralógicas en los laboratorios de la UCV, a los fines de mejorar el diagrama de flujo del proceso de concentración de los minerales.

c) Carbón

En el yacimiento de Taguay, Estado Aragua, se continuaron las actividades exploratorias y se inició la perforación de sondeos con recuperación de testigos. Los primeros resultados se consideran exitosos, al comprobarse la existencia, previamente no confirmada, de carbones, con indicios de mantos casi horizontales, a poca profundidad.

Se elaboró el Mapa Indice de Carbones en Venezuela, a través de la recopilación, análisis y correlación de la información geológica existente en el país, a objeto de determinar áreas potenciales para el desarrollo de este mineral. El mencionado Mapa está en fase de revisión, a los fines de seleccionar áreas prioritarias para la correspondiente determinación y verificación de cantidades y calidades.

d) Aluminio

En el yacimiento de Los Guaicas se realizaron labores de topografía y geología sobre 1.400 hectáreas.

e) Talco

Se estimaron nuevamente las reservas del yacimiento de talco de Cabimba, Estado Yaracuy, dentro del programa de su evaluación, con el resultado total de más de 2 millones de TM. Se analizaron procesos alternativos con base en ensayos realizados en la Escuela de Minas de Colorado, E.E.U.U.A., orientados a obtener un producto refinado utilizable en cerámica y otras industrias. Los estudios geológicos y de mercado que se realizan podrán definir la viabilidad y posterior promoción del proyecto.

f) Fosfatos

Continuó el programa de evaluación del yacimiento fosfático de Lizardo, Estado Falcón, a través de trabajos topográficos, sondeos y análisis de muestras con determinaciones químicas, elaboración de columnas estratigráficas y mapas diversos.

g) Calizas

Se prestó asistencia técnica a la Compañía Nacional de Cales (CONACAL) para la producción de caliza agrícola, a través de la supervisión del contrato de estudios geológicos y elaboración del proyecto minero.

h) Titanio

Continuó el programa de evaluación de los yacimientos de ilmenita del Complejo de San Quintín, Estado Yaracuy, cuyas reservas se estiman al presente en más de 30 millones de TM., con contenido promedio de 5,9 o/o de dióxido de titanio. Se tomaron muestras representativas del yacimiento para ser sometidas a análisis en laboratorios especializados, tanto en el país como en el exterior, a los fines de completar los estudios de caracterización y determinar la factibilidad de separar el mineral en productos concentrados comerciales. Paralelamente se realizan estudios de procesos para obtener productos derivados del titanio que en la actualidad se importan.

i) Diamante

Con el objeto de planificar la racional explotación del diamante en el país se contrató la elaboración de mapas y estudios geomorfológicos sobre 9.750 km^2. en la cuenca del río Cuchivero, que abarca la zona minera de Guaniamo. Asímismo se gestiona el estudio general del potencial diamantífero del país, y la realización de una operación piloto en la zona del Guaniamo, en búsqueda de kimberlitas, así como el estudio geofísico aéreo, magnético y radimétrico en la cuenca del Cuchivero.

Se ha continuado con los levantamientos aerofotogramétricos correspondientes al Catastro Minero Nacional. Se han iniciado además los trabajos preparatorios para la creación de un Centro de Información para la Dirección de Minas, que suministre la información requerida en la preparación de los proyectos mineros que adelanta dicha Dirección.

Durante el año se prestó el asesoramiemto técnico requerido por entidades estatales y por empresas mineras activas en el país, y continuó la labor de fiscalización y control de las actividades mineras.

Organización Latinoamericana de Energía

Para 1978 se ha programado continuar la exploración y evaluación del yacimiento fosfático de Lizardo, a los fines de industrializar los fosfatos de calcio y aluminio, para su utilización en alimentación animal y fertilización. Se iniciará la perforación de 1.190 m., con recuperación de testigos, análisis de muestras, apertura de nuevos accesos y realización de estudios geotécnicos en los sitios previstos para la construcción de las instalaciones en el Proyecto de Bailadores, sujeto a lo antes dicho. Se perforarán nuevos pozos en la continuación de los estudios de carbones de Taguay, a objeto de corregir o verificar sus espesores en la zona. Continuará la evaluación de las menas de aluminio en la región de Los Guaicas, con la caracterización de los minerales existentes y realización de pruebas básicas de separación con muestras representativas, para determinar la factibilidad técnico-económica de obtener productos comerciales. Se realizará el estudio de factibilidad final para promover el proyecto de Talco de Cabimba. Se proyecta la adquisición de experiencia y tecnología eficientes a los fines de desarrollar el Centro de Documentación para organizar y coordinar la información técnica existente. Se terminarán los estudios del yacimiento de titanio de San Quintín, encaminados a determinar la factibilidad de producir concentrados y pigmentos químicos. Se iniciarán los estudios encaminados a la racionalización de la explotación diamantífera a través de una evaluación piloto en la zona del Guaniamo. Se proyecta, en fin, ejecutar un programa de verificación de las concesiones vigentes comprobando la ubicación de sus límites y la existencia del mineral objeto de la concesión.

2.– *Actividades geológicas*

A través del Centro de Análisis e Información Geológica-Minera (CAIGEOMIN) se incorporaron 222 nuevos planos a la Planoteca y 447 informes producidos por las Direcciones de Geología y de Minas. Para la presente fecha las Planotecas: (Activa y Semi-Activa) cuentan con 24.728 planos y el Centro con 2.473 informes codificados.

Se colaboró con diversos organismos públicos, empresas del Estado, corporaciones regionales y otras entidades oficiales, en el asesoramiento y pasantías de entrenamiento para la formación de sus respectivos centros de información y bancos de datos. Se continuó participando en la Comisión Presidencial para el Establecimiento del Sistema Nacional de Información; en el Comité Técnico de Documentación y Ciencias de la Información (COVENIN), donde se estudian las aplicaciones del "microfilm", en los organismos estatales; en la organización de la Red de Información en Ingeniería, Arquitectura y Afines (REDINARA), y en el Sistema Nacional de Información Tecnológica e Industrial (SINASITI).

En el aspecto de los recursos minerales estuvieron activos veintisiete frentes de trabajo en las cinco zonas en que se ha dividido el país a estos efectos. En la región Centro-Occidental (Yaracuy-Lara-Portuguesa-Falcón) se ejecutaron trabajos geológicos, topográficos y geofísicos en detalle sobre depósitos de talco, dolomita, fosfatos, cuarzo (mena de silicio), asbestos y sulfuros, evaluándose cerca de 55 millones de TM. de dolomita con un tenor superior a 18 o/o, 2.500.000 TM. de mena de silicio, 100.000 TM. de talco, y ubicándose áreas potenciales de sulfuros de cobre, fosfatos y asbestos. En la región Central estudian por geología y geofísica sica o se someten a perforación, importantes depósitos de diatomita, habiéndose puesto al descubierto durante el año más de 5.000.000 de TM. en Carabobo, a menos de 10 metros de profundidad; en Aragua se ubicaron perforaciones sobre depósitos lenticulares de barita y se efectuaron estudios geoquímicos y metalométricos para sulfuros; en Guárico se evaluaron cerca de 70.000 TM. de yeso de alta pureza. Comenzaron los trabajos exploratorios en la gran cuenca fosfática del Táchira. Coordinadamente con CONAN se dio inicio al programa regional de geoquímica exploratoria para metales base y radioactivos.

Durante el año continuó el estudio detallado de la región zuliana, ubicándose áreas con sulfuros en Piché-Cogollo y El Totumo-Inciarte y nuevos depósitos de cobre nativo en las rocas volcánicas; la región de El Palmar-Cachirí-Lajas fue estudiada en detalle para metales base. Se dio comienzo a la exploración para fosfatos en Zulia, ubicándose zonas con mantos comerciales.

En Guayana los estudios se concentraron en la importante zona bauxística de Kamoirán, la cual, de acuerdo con los resultados de las investigaciones, guarda reservas importantes de laterita y bauxita.

Las exploraciones geológicas cubrieron aproximadamente 14.900 km^2. en estudios de reconocimiento y/o semidetalle en zonas remotas, y detallados en las cordilleras Andina, de La Costa y Perijá, distribuídos así: Andes - 1.700 km^2; Zulia 1.325 km^2; región central y nor-oriental - 2.350 km^2; Guayana 3.500 km^2. y Sur 6.000 km^2. Se encuentran prácticamente finalizados los estudios de campo regionales en Los Andes, restando sólo por cubrir áreas restringidas en Perijá y Cordillera de La Costa. Se presentó el

Organización Latinoamericana de Energía

Mapa Geológico-Estructural de Venezuela (1/500.000) y el Mapa de Anomalía de Bouger del Norte de Venezuela (1/1.000.000).

En materia de geología marina continuó el programa de estudio de la dinámica sedimentaria en playas de mediana y alta energía (Mamo-Chuspa), así como la revisión de la información geológica marina existente sobre el Golfo de Venezuela, habiéndose dado inicio al estudio detallado en la parte sur del Golfete de Coro. Se llevó a cabo una investigación sobre fosfatos en la Plataforma Continental Nororiental (costas del Estado Sucre), cuyo informe final fue presentado a mediados del año 1977. Se continuó con la recopilación de informes y mapas geotectónicos de la costa venezolana y áreas marinas adyacentes, a diferentes escalas. Finalizó la primera fase del estudio de reconocimiento general del Archipiélago de Los Roques, cuyos resultados se presentaron ante el V Congreso Geológico Venezolano.

El Mapa Energético de Venezuela se encuentra en fase final de preparación para su presentación a la II Conferencia de Energía y Recursos Minerales del Area Circumpacífica. Asimismo se elaboró el informe final sobre el estudio cooperativo con INTECMAR (Universidad Simón Bolívar), que abarca investigación geológica marina, sedimentológica y biológica, a lo largo de la costa, islas y plataforma continental (Turiamo, Carabobo-Punta Tucacas, Falcón).

La actividad geotécnica durante el año cubrió varios aspectos. Así, se concluyó el mapa de la zona Sureste, Región Capital (1/25.000), que abarca litología y comportamiento geotécnico, y el Mapa de Santa Mónica (clinometría y estabilidad geodinámica).

En relación con cartografía geológica-minera cabe señalar la interpretación geológica-estructural (1/250.000) sobre 15.000 km^2 del Escudo de Guayana, de imágenes de radar lateral y la interpretación, a la misma escala, de anomalías sobre 20.000 km^2, asimismo, el análisis primario de fractura en la Sierra de Perijá (Zulia) y Táchira noroccidental, con imágenes de radar (1/250.000) sobre 75.000 km^2. Con estudios fotogeológicos se cubrieron 7.260 km^2, a escala 1/50.000, del frente montañoso Altagracia de Orituco-depresión de Unare y Píritu-Bergantín.

Se preparó el Croquis de Venezuela, con imágenes de satélite (falso color, 1/1.000.000), que fue publicado a escala 1/4.000.000 para su distribución. Se elaboró el proyecto Radar (fase de ejecución), que cubrirá 580.000 km^2 del territorio nacional al norte del paralelo 8°, y el proyecto piloto de investigación integral de anomalías detalladas en imágenes de los Satélites "Land-Sat- I, II en la Faja Petrolífera del Orinoco (33.273 km^3, a escala 1/500.000).

Durante el año los funcionarios correspondientes participaron en la VIII Conferencia Geológica del Caribe, el V Congreso Geológico Venezolano, el I Congreso Ibero-Latinoamericano de Geofísica, el Symposium sobre Técnicas de Exploración Minera en Regiones Tropicales lluviosas, y los Seminarios sobre Riesgos Geológicos y sobre Ingeniería Sismonesistente.

Para 1978 se proyecta cubrir 20.000 km^2 de territorio nacional, con exploración geológica (Centro Oriente, Andes, Guayana y Sur, y Zulia). En Guayana se continuará la exploración de la cuenca del Paragua y en Amazonas se iniciará las de los ríos Negro, Canama, Yatua y Tiringrín. En la región Nororiental se hará énfasis en la ubicación de horizontes carbonosos del cretáceo y mioceno; se estimarán reservas de caliza y se determinarán estructuras favorables a la acumulación de hidrocarburos. Continuarán las investigaciones de geología marina sobre los sedimentos en las Dependencias Federales, con énfasis en el archipiélago de Los Roques y Las Aves; sobre dinámica sedimentaria estadística en playas del Litoral Central; sobre batimetría y sísmica de los márgenes continentales e insulares de Venezuela y áreas adyacentes, con énfasis en la Fosa de Bonaire, la región oriental y el Delta del Orinoco; sobre geomorfología del Golfete de Coro y áreas adyacentes del Golfo de Venezuela; y sobre geología ambiental y costera en las lagunas litorales (sistema Tacarigua-Unare-Píritu). Continuarán la evaluación de depósitos de diatomita en Aragua y Carabobo, las perforaciones para evaluar los depósitos de barita y cobre en Aragua central, y se dará inicio a la exploración para carbón en esta zona. Asimismo proseguirán los estudios de evaluación de los depósitos de hierro en Lara sudoccidental, la perforación para talco en Agua Viva, Yaracuy, y para dolomitas en Falcón. Se dará inicio al programa de evaluación de minerales radioactivos en cooperación con el CONAN, con el estudio de rocas porfíricas y volcanogénicas. Se dará inicio también al programa exploratorio del diamante en el Distrito Cedeño, Estado Bolívar. Se estudiará detalladamente en el campo, los posibles depósitos de hierro en Imataca Occidental. Continuarán los estudios sobre las posibles carbonatitas en la región sur (área de Cácaro). Continuará asimismo la evaluación de la zona sur del Cerro Impacto, así como también la evaluación integral de las posibles reservas estañíferas. Se elaborarán los Mapas Metalométricos regionales.

3.– *Investigaciones geoanalíticas y tecnológicas*

En el aspecto de estudios de petrología cabe indicar que finalizó la primera fase del estudio

Organización Latinoamericana de Energía

sobre la combustión subterránea del carbón y limolitas carbonosas en la Formación Marcelina, Perijá, consistente en la descripción general, mapa geológico, desmuestre y estudio en detalle de las rocas afectadas por el fenómeno. Se concluyó el estudio sobre las características petrológicas, metalogénicas y mineralógicas del yacimiento de cobre nativo de Caño Tigre, Perijá, iniciado en 1976. Se continuó el programa a largo plazo, junto con la Dirección de Hidrocarburos no Convencionales, de estudio del Basamento Precámbrico-Paleozoico de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Durante el año se concluyeron varios estudios paleontológicos sobre los foraminíferos y el pleistoceno marino de Venezuela, la aplicación de foraminíferos planetónicos a la bioestratigrafía del Terciario en el país, la bioestratigrafía de los Cerros de Caigüire (Cumaná, Estado Sucre), la zonación bioestratigráfica Paleoceno-Reciente de Venezuela y la colección de foraminíferos planetónicos del Despacho.

Conjuntamente con la Universidad Simón Bolívar se inició el levantamiento gravimétrico detallado del área de Tinaquillo, para el estudio de los cuerpos ultramáficos en el borde sur de la Placa del Caribe; se efectuó el Mapa de Anomalía de Bouguer residual en la región Nororiental de Venezuela y se finalizó el estudio sobre gravimetría en Venezuela.

Entre los programas de investigación geoquímica cabe señalar la continuación del estudio a largo plazo sobre la petrogénesis del Cerro Impacto, orientado a determinar la magnitud e importancia económica de las tierras raras y otros minerales potencialmente económicos, tales como niobio, vanadio, bario, zinc, cesio e ytrio, en la costa de laterita ferruginosa de más de 250 m. de espesor y las zonas fenitizadas del área. Finalizó la primera etapa del estudio de los minerales de estaño, tántalo, niobio y titanio en la zona del Caño Aguamena, Estado Bolívar, iniciado en 1976, y culminaron los estudios analíticos de la correlación y agrupaciones geoquímicas en las lateritas del Cerro Impacto, que demuestran la presencia de varias asociaciones de minerales minoritarios en las lateritas, mediante métodos estadísticos y programas de computación.

El Laboratorio Tecnológico de Ciudad Bolívar desarrolló los programas de investigación que adelanta en San Isidro (cuarcitas ferruginosas), Bailadores, María Luisa, y en relación con la cinética de lixiviación en soluciones cianuradas, que han permitido acumular experiencias en los métodos físicos de enriquecimiento de cuarcitas ferruginosas, con resultados altamente satisfactorios en el laboratorio.

Entre los programas adelantados por los Laboratorios de Servicios Analíticos merece destacarse la primera etapa del estudio de fenómenos de meteorización de rocas en ambientes de sabana y selva (ambiente tropical), así como la continuación de la integración de datos obtenidos en análisis de minerales de niobio y tántalo en Venezuela, el estudio de las lateritas de la región de Los Guaicas (Estado Bolívar), que investiga los métodos metalúrgicos más adecuados para la utilización eventual de estos materiales en los procesos de reducción aplicados en las plantas procesadoras de aluminio (Alcasa y Venalum), y la investigación sobre los procesos más adecuados para obtener celulosa a partir de caña brava mediante diferentes tratamientos.

Por lo que respecta a las metas fijadas para 1978 se iniciarán los estudios sobre la génesis de la mineralización de cobre en el Estado Táchira; sobre los complejos ultramáficos y ofiolíticos en la Cordillera de la Costa y Guayana, las rocas ultramáficas de Tinaquillo, Cojedes, y el Complejo Máfico de El Pao, Bolívar; sobre las microfaunas planctónicas en la región caribe-antillana y sobre las microfaunas halladas en los sondeos de la Faja Petrolífera del Orinoco (estudio integral). Continuará el estudio de la combustión subterránea del carbón y limolitas carconáceas de la Formación Marcelina (Perijá), y el estudio integral de largo alcance sobre el basamento de las Cuencas Oriental y Occidental de Venezuela. Se iniciará la elaboración de la Carta de Anomalía al Aire Libre y Anomalía de Bouguer con base ISGN 1971 y continuarán los levantamientos gravimétrico y magnético al sur del Táchira y occidente de Barinas y Apure, así como también al sur del paralelo 8º (Apure-Barinas- Cojedes-Bolívar-Amazonas). Entrará en funcionamiento el Laboratorio de Medición de Edades Isotópicas, para iniciar los estudios geocronológicos en todo el territorio nacional. Continuará la investigación geoquímica detallada sobre la petrogénesis del Cerro Impacto, y sobre la petrogénesis de los minerales de estaño, niobio y tántalo de la Guayana. Se dará inicio al estudio sobre la meteorización de rocas en clima tropical (Cordillera de la Costa y Estado Bolívar); a la investigación petrogenética y mineralógica de rocas alcalinas y asociadas en el Estado Bolívar y Territorio Federal Amazonas y al estudio de la petrogénesis y asociación mineral de cuerpos intrusivos máficos alcalinos, carbonalíticos y kimberlíticos en Guayana. Por último, se procederá a la construcción y puesta en marcha del Laboratorio Tecnológico de Minerales no-Metálicos del Estado Táchira, en las inmediaciones de Rubio, Estado Táchira, como gestión conjunta del Despacho y la Universidad Nacional Experimental del Táchira, en terrenos nacionales adscritos a tal efecto al Ministerio.

Organización Latinoamericana de Energía

4.– *Actividades en materias de planificación y economía mineras*

El valor de la producción correspondiente al mineral de hierro alcanzó a Bs. 912,7 millones; la del diamante a Bs. 107,8 millones y a Bs. 15,4 millones la del oro y el carbón. El descenso en la producción se debió básicamenta a la declinación de las ventas del mineral, ocasionada por la contracción de la industria siderúrgi- internacional iniciada en 1975.

Analizando en detalle determinados renglones encontramos:

a) *Hierro*

Durante 1977, segundo año de actividades de Ferrominera Orinoco, la producción de mineral de hierro de Cerro Bolívar y El Pao alcanzó 13,5 millones de toneladas, en tanto que las ventas de mineral totalizaron 12,5 millones de toneladas, distribuídas así: Estados Unidos 50,6 o/o; Europa 46,4 o/o; Argentina 1 o/o; ventas en el país 2 o/o.

Los altos niveles de inventario de mineral acumulados por la industria siderúrgica mundial, a consecuencia de las dificultades que la misma atraviesa y que se estima continuarán, condujeron a que nuestras exportaciones de mineral disminuyeran, lo que, a su vez, condujo a una contracción de los ingresos de la industria del hierro, que se situaron en Bs. 836,1 millones. Los costos fueron de Bs. 541,8 millones, con una disminución de Bs. 240,7 (30, 8 o/o) con respecto a 1976. La utilidad bruta de la industria alcanzó a Bs. 294,3 millones, de los cuales Bs. 176,6 millones correspondieron al impuesto sobre la renta, y Bs. 117,7 millones a utilidad neta de Ferrominera Orinoco.

Tomando en consideración que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 35 de la Ley Orgánica de la Administración Central, corresponden a este Ministerio la planificación y la realización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de minas, comprehensivas del desarrollo, aprovechamiento y control de los recursos naturales no renovables, así como de las industrias mineras, y siendo la industria de la explotación del mineral de hierro una actividad reservada al Estado, el Ministerio consideró conveniente para el interés nacional, la armónica adopción de las decisiones concernientes a la conservación y al comercio del mineral de hierro, con fundamento en la más completa información técnico-económica. Por ello dicté la Resolución No. 313, de 22 de agosto de 1977, por la cual se reestructura la Comisión Coordinadora de la Conservación y el Comercio del Hierro, en la siguiente forma:

La Comisión está llamada a asesorar al Ministro de Energía y Minas en todo lo relativo a la conservación y el comercio del hierro, especialmente en cuanto concierne a los planes generales quinquenales y a los programas anuales, que las empresas operadoras de la explotación del mineral de hie- de valores de exportación, y cualquier otro asunto que le encomiende el Ministro, sobre la materia.

La Comisión quedó integrada por el Director de Planificación y Economía Minera, el Director de Minas y el Jefe de la División de Mercados de la Dirección de Planificación y Economía Minera, todos del Ministerio, y por el Gerente de Ventas y el Gerente de Desarrollo Regional de Yacimientos, ambos de la empresa Ferrominera Orinoco.

Las empresas operantes de la explotación del mineral de hierro deben suministrar a la Comisión todos los datos e informaciones que les sean requeridos.

Durante el año de la Memoria la Comisión celebró sus reuniones ordinarias, analizó la situación del mercado mundial y nacional del mineral de hierro y del acero y tuvo conocimiento del Primer Plan Quinquenal de la Industria del Hierro.

b) *Oro*

La producción de oro durante el año 1977 totalizó 544 kg., cifra superior en 6 o/o a la del año anterior; la distribución de la producción fue la siguiente: Sindicato de Patronos Mineros 44 o/o; productores de libre aprovechamiento 13,3 o/o; otros concesionarios 42,7 o/o. Los precios promedios del oro en el mercado monetario internacional fluctuaron durante el año, alcanzando sus niveles máximos ($135,06 la onza troy) en diciembre, y mínimo ($ 109,9) en agosto.

c) *Diamante*

La producción de diamante durante el año, proveniente de las áreas de libre aprovechamiento en el Estado Bolívar, totalizó 710.000 quilates métricos, cantidad inferior en un 16,4 o/o a la de 1976. El valor de la producción ascendió en un 40,9 o/o

Organización Latinoamericana de Energía

con relación al año anterior, debido fundamentalmente a una mayor producción de diamante tipo talla, más valioso en el mercado.

d) Carbón

La producción de carbón provino, en un 53,6 o/o, de los yacimientos del Estado Táchira y en un 46,4 o/o de Naricual (Anzoátegui), para un total de 113.700 toneladas, lo que supera en un 31,3 o/o a la de 1976.

IV. ACTIVIDADES EN MATERIA ENERGETICA EN GENERAL

1.– Generalidades

La promulgación de la Ley Orgánica de la Administración Central, en lo que respecta al Ministerio a mi cargo, conduce a la creación, como he dicho, de la Dirección General Sectorial de Energía. Hasta entonces no existía ente alguno de la Administración Central que se ocupara de esta materia; al contrario, sólo existían múltiples organismos, la mayoría de ellos pertenecientes al ámbito de la administración descentralizada, que actuaban, en el mejor de los casos, en coordinación fragmentaria con otros. A esta nueva Dirección se le ha encargado la elaboración del Plan Energético Nacional, en colaboración con los distintos organismos que atienden el sector energía, así como la coordinación y ejecución de la política de investigación, desarrollo, fiscalización, control y conservación de los recursos energéticos renovables y de los no convencionales fuera del ámbito de los hidrocarburos.

Para ello establece y mantiene las relaciones con el Consejo Nacional de la Energía, Consejo Nacional para el Desarrollo de la Industria Nuclear, Comisión del Plan Nacional de Electrificación, Consejo Nacional de la Industria Petroquímica y Consejo Nacional de la Industria del Carbón, a través de los cuales se asesora sobre normas y planes de política general para la cabal realización de los objetivos energéticos. Asimismo planifica y controla la producción, distribución y consumo de fuentes energéticas, realiza la inspección y fiscalización de las empresas que ejercen actividades en el campo energético y coordina las políticas tendientes a la racionalización del consumo interno de energía.

El marco dentro del cual le toca desenvolverse lo conforma, no sólo el aspecto energético nacional, sino también la situación energética internacional, por el hecho de ser Venezuela un país exportador neto de energía y un consumidor creciente de la misma.

La realidad internacional nos presenta un cuadro caracterizado por una demanda creciente de energía, en especial de hidrocarburos, sin contar con reservas suficientes, lo cual plantea la necesidad de la incorporación de nuevas fuentes energéticas que contribuyan a cubrir el déficir neto entre la oferta entregada y la demanda insatisfecha, la reducción del dispendio a través de medidas de conservación y mejor uso de las fuentes, el desarrollo de tecnologías más eficientes y una moderación en los hábitos actuales de consumo.

La realidad nacional, por otra parte, muestra una corriente de opinión favorable a implementar una política energética integral y una mejor comprensión global de la conveniencia de racionalizar el consumo de combustible. En este sentido merece destacar que el Ejecutivo Nacional adelanta porgramas, a través de distintos organismos de la administración descentralizada, que, en su conjunto, tienden a satisfacer el postulado básico conservacionista que orienta nuestra política energética.

Es así como se ha otorgado la primera prioridad al aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos del país, destacándose, además del programa del Río Caroní, el comienzo masivo de las obras correspondientes al proyecto de aprovechamiento de los Ríos Uribante y Caparo, así como la evaluación, en sitio, de las posibilidades del Río Caura.

Por otra parte se han hecho manifiestas las acciones en relación con la política de transporte, concretamente del automotriz, al patrocinar la reducción del uso de vehículos de alto consumo de gasolina y promover la fabricación en el país de vehículos energéticamente más eficientes.

En el mismo orden de ideas es de destacar el inicio del Programa del Metro de Caracas y del Programa Ferroviario Nacional. El primero repercutirá favorablemente en el ahorro del consumo de gasolina, por cuanto disminuye la demanda de transporte en autobuses, autos por puesto y particulares y a la vez facilita una mayor velocidad de marcha para los viajes realizados en la superficie, lo cual permite un mayor rendimiento en los recorridos. Vale la pena señalar que se estima que la demanda de gasolina en el área metropolitana para 1980, con el Metro en servicio, será de 99,1 millones de litros menos que sin el Metro y para 1990 alcanzará a 139,5 millones de litros. El programa ferroviario por su parte posibilitará un gran ahorro de combustible en el transporte de carga del país, de tal forma que ambos proyectos se convertirán en piedras angulares del programa de racio-

Organización Latinoamericana de Energía

nalización del consumo de derivados del petróleo.

Con el propósito de incorporar nuevas fuentes dentro del contexto energético nacional, se aprobó el proyecto carbonífero de las Minas de Naricual, en el cual, si bien el carbón tendrá la mayor utilización para la producción de coque metalúrgico para la Siderúrgica del Orinoco y, en menor escala, para la generación eléctrica, se destaca el hecho de ser el primer proyecto ambicioso de aprovechamiento nacional de este combustible fósil. Asimismo se adelanta un proyecto carbonífero de mayores proyecciones en la Cuenca del Guasare, en el Estado Zulia, en el cual el carbón jugará papel igualmente importante en la generación eléctrica y en la industria siderúrgica.

Dentro de este cuadro favorable se han realizado estudios que constituyen las bases de análisis de la estructura del sistema energético, así como de la estimación confiable de su evolución futura, tanto para el sector energético-productor de fuentes energéticas, como para el resto de los sectores económicos-consumidores de dichas fuentes.

En este sentido se realizó un estudio del mercado interno de productos derivados del petróleo, en el cual se hace un análisis sobre la situación actual y futura de dichos productos, con especial énfasis en las necesidades del sector "Industria y Uso Doméstico", y se concluye planteando el problema de la insuficiencia en el suministro de gasolinas a partir de los primeros años de la década del ochenta y la posibilidad de que suceda lo mismo con los combustibles medianos y los lubricantes, a un plazo algo mayor.

En base a los elementos manejables a lo largo del estudio y de las situaciones detectadas se presenta un conjunto de conclusiones, tales como:

- *La actual problemática del mercado interno hace necesario implementar medidas que tiendan, por una parte, a lograr un uso más eficiente de los productos refinados y, por la otra, a equilibrar la creciente demanda de dichos productos con las posibilidades de las refinerías para producirlos.*

- *La atención del mercado interno, en razón de su crecimiento, deja de ser una actividad secundaria dentro de los objetivos de las refinerías nacionales y, en consecuencia, dicha industria deberá adaptarse a esta nueva situación. El problema a nivel de la oferta de productos para el mercado interno tiene su base en una capacidad de producción de derivados livianos, principalmente gasolinas, que será insuficiente para abastecer la demanda en los primeros años de la década del ochenta.*

- *El suministro al mercado interno hará necesario realizar inversiones que permitan, no sólo aumentar la capacidad de producción de derivados, sino también mejorar toda la actual red de suministro de productos y lograr una mejor inter-relación de los distintos centros de producción y distribución.*

- *El patrón de consumo de derivados está estrechamente relacionado con el tipo del parque automotor y el del sistema de transporte del país, por lo cual todo programa sectorial del lado de la producción debe tomar en cuenta las orientaciones en los otros sectores.*

- *En relación con la demanda de derivados, el subsector transporte consume el 74 o/o del total de productos demandados en el sector "Industria y Uso Doméstico". Dentro de dicho sector, un 58,5 o/o corresponde a consumo de gasolina de la cual más del 40 o/o se utiliza para el transporte de carga. En este sentido se hace prioritario implementar una serie de medidas de conservación que permitan su más eficiente aprovechamiento.*

Por otra parte se realizó una encuesta sobre el consumo energético del sector industrial nacional. Tal estudio, realizado en colaboración con el Ministerio de Fomento, tiene como finalidad conocer en detalle la utilización que el sector industrial hace de las fuentes energéticas que demanda, tanto para generación de electricidad, calor, vapor, movimiento de maquinaria, refrigeración e iluminación, como de usos energéticos, o sea, cuando la energía se utiliza como materia prima en procesos industriales. El programa fue incluído en la V Encuesta Industrial del Ministerio de Fomento sin que aún se haya finalizado su procesamiento.

De la misma manera se concibió un estudio sobre los rendimientos en la utilización final industrial de las fuentes energéticas. Dicho trabajo, el cual se halla en su fase inicial, ha sido encomendado a la Universidad Simón Bolívar, bajo la coordinación del Ministerio, y establecerá, tanto el grado de eficiencia en la utilización de la energía, como las posibilidades de substitución entre fuentes, lo que hará posible la fijación de normas nacionales en la materia.

De particular interés es de destacar la con-

Organización Latinoamericana de Energía

clusión de los Balances Energéticos Nacionales correspondientes a los años 1970, 1975 y 1976, los cuales constituyen una contabilización detallada de los flujos físicos de fuentes energéticas que se producen en el país durante un año, así como de la producción de todas las fuentes energéticas primarias y secundarias, sus importaciones y exportaciones, su transformación en el país y su consumo, tanto por el sector energético como por el resto de los sectores y actividades económicas nacionales.

Conjuntamente a la elaboración de estos balances, se ha preparado un programa de computación capaz de producirlos automáticamente y de esta manera proveerse de la mejor herramienta de análisis y proyección para la concepción de las orientaciones políticas en materia de energía.

También se realizó un estudio sobre las "Incidencias del Sector Energético sobre el Plan Nacional de Ordenamiento Territorial", el cual trata de la localización natural de los recursos energéticos y su cuantía, la ubicación de la infraestructura de producción, transformación y transporte de las distintas fuentes energéticas desde su lugar de origen hasta el consumidor final, y la distribución espacial del consumo de las diferentes fuentes energéticas. Este trabajo fue realizado como contribución al Plan Nacional de Ordenamiento Territorial que coordina el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables y cubre la parte correspondiente al sector energético.

Vale la pena destacar que se inició el estudio sobre el estado del arte de las Tecnologías Energéticas renovables y/o no convencionales, recopilando para ello la información en cuanto a recursos y reservas se refiere, y que se comenzará a estudiar todos los aspectos vinculados al desarrollo de las denominadas energías no convencionales.

Por otra parte se realizó un seminario sobre los usos y aplicaciones de la energía solar en áreas rurales, con la participación de todos los organismos vinculados al desarrollo de las zonas campesinas. Es sin duda el inicio de un programa de aprovechamiento que se enfrentará.

Para 1978 se tiene previsto realizar un volumen importante de programas, destacándose los siguientes:

La publicación de los demás Balances Energéticos Nacionales de 1970 a 1977.

- *El diagnóstico del sistema energético venezolano. Primera etapa del modelo de simulación sobre alternativas energéticas para Venezuela.*

- *La conclusión del Plan Nacional de Ciencia y Tecnología Sector Energía.*

- *El procesamiento y publicación de los resultados de la encuesta sobre el consumo energético del sector industrial nacional, así como los resultados del estudio sobre el rendimiento final de las fuentes energéticas.*

- *La realización de un Seminario de Planificación Energética, en colaboración con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).*

- *El desarrollo de un plan integral sobre los usos y aplicaciones de la energía solar en una población rural del país, contemplándose la realización de las siguientes actividades: calentamiento de agua para uso humano y animal; secado de productos agrícolas y animales; generación de electricidad para estaciones de relevo, audiovisuales (televisión educativa), equipo de transmisión (teléfonos para emergencias) y alumbrado; suministro de agua potable y refrigeración (conservación) de productos alimenticios y medicinales.*

- *El comienzo de los estudios y mediciones de la incidencia solar, humedad relativa, nubosidad y temperaturas por áreas donde los servicios públicos tradicionales resulten económicamente desfavorables para su aplicación.*

- *La realización de una feria-exposición del "Estado del arte de los usos directos de la tecnología solar".*

- *La iniciación de un proyecto de investigación por bio-conversión de desperdicios humanos (fermentación para obtención de metano) del área de Caracas y la realización de un estudio de prefactibilidad para la conversión de desperdicios sólidos en energía para el área capital.*

- *Asimismo se concretarán, conjuntamente con la C. A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), las posibilidades de aprovechamiento de la energía geotérmica, en la zona de El Pilar, Nueva Colombia, Estado Sucre.*

2.– Consejo Nacional de la Energía

Durante el año de la cuenta se realizaron dos re-

Organización Latinoamericana de Energía

uniones del consejo en pleno y doce reuniones de su Comisión Permanente, en las cuales se estudiaron los aspectos de más urgencia e interés, provocándose reflexiones, planteándose conclusiones u obteniendo recomendaciones que contribuyen a orientar las acciones que el Estado debe tomar en esas materias.

Así, en relación con el mercado interno de productos derivados del petróleo, la Comisión Permanente del Consejo presentó un cuerpo de recomendaciones y medidas que se resumen así:

1º) Medidas de tipo general

Promover el aumento en la generación de energía eléctrica a través de otras fuentes distintas de los derivados del petróleo, en especial y con carácter prioritario, la hidroelectricidad.

Estimular aquellas medidas de conservación tendientes a reducir el consumo de energía, tales como la de procurar una mayor eficiencia en su utilización industrial y en los artefactos domésticos.

Crear, a través de campañas educativas, una conciencia ciudadana en relación con el mejor aprovechamiento de nuestros recursos energéticos.

2º) Medidas sobre el transporte

Establecer medios rápidos y masivos para el transporte decarga, ya que en Venezuela la participación de los vehículos comerciales en el consumo total de gasolinas es muy elevada. La aceleración de los programas ferroviarios solventaría en gran parte este problema, en especial el tramo correspondiente a Matanzas.

Mejorar los actuales medios de transporte colectivo, mediante el establecimiento de medios rápidos y masivos de transporte de pasajeros.

Intensificar el descongestionamiento del tráfico automotor en áreas de gran densidad.

Promover una campaña de educación al público sobre el ahorro de gasolina y su uso más adecuado.

3º) Medidas sobre la industria automotriz.

Reorientar la política automotriz con el objeto de impulsar la producción de vehículos más eficientes.

Exigir condiciones mínimas de rendimiento para los motores de gasolina.

Sustituir la gasolina por motores diesel, en los casos más recomendables.

4º) Medidas sobre los precios

Estudiar las medidas fiscales que coadyuven a la adquisición de vehículos con mayor rendimiento en el consumo de combustible.

Estudiar los precios de los derivados y, en especial, de las gasolinas media y alta, reduciendo el margen de diferencia entre ambos precios; una decisión a este nivel deberá, sinembargo, estar cuidadosamente sustentada y complementada por una evaluación económica, social y política de sus posibles efectos.

Estas recomendaciones fueron acogidas favorablemente por el Consejo Nacional de la Energía en pleno, con la solicitud de que se concreten y detallen aún más las disposiciones a emprender, para su consideración.

En relación con los recursos petrolíferos no convencionales del área del Orinoco, la Comisión Permanente consideró ciertos lineamientos, como orientación de las políticas que han de diseñarse para el aprovechamiento de esa acumulación, con base en un proyecto piloto destinado a determinar las mejores formas de producir y mejorar los crudos, entre los cuales merece destacarse los siguientes:

a) La conveniencia de estudiar la posibilidad de celebrar convenios de cooperación técnica en países que enfrenten el desarrollo de programas análogos, como por ejemplo Canadá, que pudieren tener intereses similares a Venezuela en la explotación de sus acumulaciones de petróleo pesado.

b) Que el desarrollo de cualquier programa no debe involucrar compromisos futuros que pudieran comprometer en forma alguna la soberanía del país respectó a los recursos existentes en esta acumulación.

c) Dado que el mercado internacional puede verse afectado por la colaboración del crudo proveniente de este proyecto, se consideró apropiado prever su colocación firme en las refinerías nacionales o, si fuese necesario, en el

Organización Latinoamericana de Energía

exterior. Para ello se requiere otorgar al petróleo que se produzca, un tratamiento fiscal e impositivo distinto al establecido en las leyes vigentes en la materia.

d) La planificación, ejecución y control del programa deben estar a cargo de los organismos designados por el Ejecutivo Nacional, de conformidad con lo dispuesto en las leyes pertinentes.

Por otra parte hubo dedicación particular a delinear políticas en relación con la producción y precios del gas natural. A través de las discusiones sostenidas se planteó que parece conveniente la explotación del gas libre, por lo cual es necesario un análisis exhaustivo sobre la política de gas natural vigente, en lo referente a la prohibición de su producción.

Se consideró igualmente que el establecimiento de las tarifas del gas debe llevar implícita la necesidad de cubrir los costos de recolección, compresión y entrega al consumidor final y el estímulo que para el desarrollo industrial del país significa unas tarifas de gas tolerables por los usuarios, especialmente industriales, así como la distinción en cuanto a sus usos, es decir si este recurso se emplea como materia prima o de transformación, o como combustible.

Los asuntos nucleares también fueron objeto de atención por parte de la Comisión Permanente del Consejo, habiéndose determinado que hay la necesidad de intensificar los esfuerzos exploratorios de uranio, que cuentan con excelentes prospectos en áreas de interés. Por otra parte se concluyó en que la generación de electricidad por la vía nuclear significará una solución necesaria de considerar, estableciéndose que la prioridad está en identificar la oportunidad más aconsejable.

Es oportuno mencionar que el Gabinete Económico consideró la conveniencia de promover la creación de la Empresa Nacional del Carbón, llamada a impulsar la actividad carbonífera con el fin de suplir la necesidad que de materia prima tiene el país, la cual se cubre actualmente, en gran parte, a través de importaciones. Se procuraría en tal sentido desarrollar integralmente los recursos carboníferos existentes, fijar prioridades en cuanto a las actividades a ser desarrolladas, de manera que se realicen en el tiempo oportuno y con la mejor asignación de recursos, en especial la de formación de los recursos humanos, y enmarcar el desarrollo de la industria carbonífera nacional dentro de una política acorde con la que establezca el Estado para el conjunto de sus recursos energéticos. Estas consideraciones fueron analizadas por la Comisión Permanente, la cual consideró justificada la intención antedicha de promover la creación de la Empresa Nacional del Carbón.

Los estudios presentados y las informaciones suministradas en cuanto al sector eléctrico permitieron opinar que la demanda eléctrica recibe una adecuada atención por parte del Sistema Interconectado integrado por CADAFE, EDELCA y Electricidad de Caracas, y que los problemas existentes no son sino coyunturales, causados por una explosión de la demanda y una situación expansiva de las actividades económicas del país. Es por ello que los grandes programas de Guri, Planta Centro y Planta Tacoa, son reflejo de la preocupación de las empresas mencionadas para atender la demanda prevista.

En relación con la participación del Consejo Nacional de la Energía, a través de su Secretaría, en foros internacionales en la materia, es de destacar la participación que nuestro país tuvo en la elaboración del estudio, ya concluido, sobre Alternativas Estratégicas de Energía (WAES), conjuntamente con el Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT), y representantes de otros países.

Las conclusiones obtenidas en dicho estudio evidencian una gran preocupación por la brecha creciente en el mundo en cuanto a las relaciones, recursos, disponibilidad y consumo de petróleo, y permiten afirmar que la situación energética mundial puede tornarse crítica a mediano plazo. Para el caso se plantea que una reducción del déficit de energía que se vislumbra puede lograrse si los países consumidores inician desde ya la reformulación de sus expectativas, estimulando con más fuerza el abastecimiento energético adicional y promoviendo estrictas medidas de conservación.

Organización Latinoamericana de Energía

El petróleo por su parte debe ser reservado para aquellos usos donde no exista posible substituto, por ejemplo, para el transporte y la industria petroquímica. Los programas para el carbón y la energía nuclear deberán recibir especial atención y los recursos renovables de energía, tales como el solar y sus derivados, deberán ser ampliamente investigados y demostrados. Aunque su importancia surgirá poco antes del año 2000, se hará críticamente importante durante el siglo XXI.

El descuido en reconocer la importancia y validez de estas apreciaciones y la ausencia de acciones apropiadas y oportunas podrían provocar precios energéticos substancialmente más elevados cuando el desequilibrio entre el suministro y la demanda tome más importancia, con los efectos debilitantes sobre las economías mundiales y la consecuente fustración de las aspiraciones de los países del tercer mundo. Las mayores dificultades políticas y sociales que surgirían podrían ser la causa de que la energía sea el punto central de grandes debates.

Además, mientras más demore el mundo en enfrentarse a esta situaciones, más serio será el problema. Aún con una acción inmediata, el margen entre el éxito y el fracaso durante el período 1985-2000 es estrecho. El tiempo se ha tornado en uno de nuestros recursos más preciosos. El reconocer la importancia del tiempo y la necesidad de responder puede ayudarnos a atravesar el período de transición que está por delante.

3.– *Consejo Nacional para el Desarrollo de la Industria Nuclear*

El CONAN, adscrito como se sabe a este Ministerio en 1976, continuó con sus labores vinculadas al desarrollo de las actividades nucleares en el país.

Conjuntamente con CADAFE y con el asesoramiento del Organismo Internacional de Energía Atómica, realizó un Estudio de Planificación Nucleoeléctrica para Venezuela. Por otra parte se adquirió la unidad de irradiación GAMMACELL-20 y se instaló el Centro Piloto de Aplicaciones Nucleares en la Agricultura, en Maracaibo, para su uso en los proyectos de erradicación de la mosca del Mediterráneo y genética vegetal, llevados conjuntamente con varias otras instituciones.

En lo relativo a exploración de uranio se levantaron radimétricamente las carreteras principales de los Estados Táchira, Mérida y Trujillo y se dio comienzo al de las del Estado Portuguesa. Se concluyeron los estudios relativos a la información existente de los Estados Zulia y Monagas. Asimismo se estudia una anomalía uranífera importante en el Estado Cojedes. En el Estado Bolívar se revisó radimétricamente la zona donde aparece un blanco exploratorio prioritario. En función de lo encontrado, CONAN ha instalado equipos de laboratorio y personal auxiliar en el Instituto de Química de la Facultad de Ciencias de la Universidad Central de Venezuela y, en colaboración con dicho Instituto, se ha venido obteniendo pequeñas cantidades de concentrados de uranio ("yellow cake") del material proveniente del Estado Bolívar.

Para 1978 se tiene prevista la realización de diversos estudios para el fomento de la industria nucleoeléctrica, así como la continuación del plan de exploración de uranio, que comprenderá el estudio detallado de las zonas de interés encontradas.

En relación con los recursos humanos se ha previsto incrementar la cantidad de personal en entrenamiento técnico y de investigación en el área nuclear. Asimismo se fomentará la apertura de cursos académicos en los institutos nacionales de Educación Superior.

4.– *Consejo Nacional de la Industria Petroquímica*

Durante el año 1977, la Secretaría Técnica Ejecutiva del Consejo estuvo dedicada a la actualización y revisión de algunas partes del programa petroquímico, en especial los programas de fertilización y metanol. Dada la necesidad de aumentar el área de tierra cultivada en el país se hace especial énfasis en el programa de fertilizantes. En relación al de metanol, se actualizó la planta de dicho producto en Caripito, ya que, de conformidad con lo establecido en el Pacto Andino, Venezuela tiene asignada la producción exclusiva de metanol.

Las importantes medidas de transformación organizativa de la industria petroquímica, que reseñaré más adelante, al tratar de la novel empresa "Petroquímica de Venezuela", tienden al cabal cumplimiento de los programas nacionales en esta área.

5.– *Consejo Nacional de la Industria del Carbón*

A través de este Consejo se concluyó la elaboración de un Mapa de Indice de Carbones Nacionales, obtenido en base a las informaciones, estudios geológicos y correlaciones de los regis-

Organización Latinoamericana de Energía

tros geofísicos existentes en el Ministerio de Energía y Minas y en las industrias petrolera y minera, que permitirá establecer cuáles son las áreas con yacimientos potenciales de carbón en Venezuela.

Se concluyó el análisis petrográfico de los carbones nacionales, lo que permitirá establecer los parámetros de combinación a fin de obtener una mezcla óptima de carbón, que pudiera disminuir los requerimientos de carbón importado para la industria siderúrgica nacional.

Asimismo se recomendó y comenzará próximamente la extensión del programa de perforaciones por parte de la Corporación Venezolana de Desarrollo de la Región Zuliana y la construcción de la planta homogeneización y lavado, de la Compañía Anónima Minas de Naricual.

Se autorizó el aumento del precio de venta del carbón explotado por la C.A. Minas de Lobatera a cuarenta y siete bolívares (Bs. 47,oo) TM, así como la ejecución del programa carbonífero del Estado Táchira, a cargo de Corpoandes, el cual contempla la exploración y estudio de factibilidad económica para el aprovechamiento de los carbones ubicados en Cuite, Santo Domingo.

Para 1978 se tiene previsto: la verificación geológica de las áreas potenciales señaladas por el Mapa Indice de Carbones Nacionales, con el objeto de establecer zonas prioritarias para el desarrollo integral carbonífero; el diseño de posibles mezclas de carbones de los yacimientos del Zulia y Naricual, con el objeto de encontrar una mezcla óptima que permita disminuir los requerimientos del carbón importado para la industria siderúrgica nacional; la elaboración de un proyecto de plan carbonífero nacional, y la realización de un estudio de mercado del carbón nacional y sub- productos.

V. ACTIVIDADES EN MATERIA INTERNACIONAL

En el orden internacional y por lo que al Ministerio a mi cargo compete, merece destacarse los aspectos siguientes:

1.– Visitas oficiales del Titular del Ministerio en el exterior

Durante 1977 llevé a cabo visitas de carácter oficial al Reino Unido, República Federal de Alemania, Arabia Saudita, Emiratos Arabes Unidos, Gabón, Irak, Irán, Qatar, Kuwait, Libia y Nigeria. Durante las mismas se efectuaron conversaciones de especial interés para el Despacho. Así, con ocasión de las visitas a los dos países primeramente señalados se completaron contactos que habían sido iniciados con las Embajadas acreditadas en nuestro país. En tal sentido se inició con el Reino Unido un programa de intercambio de información y de contactos en diversas ramas del sector energético; en tanto que con la República Federal de Alemania se han originado distintas posibilidades de cooperación técnica en los sectores petroquímico y nuclear.

Las visitas efectuadas a los países del área OPEP arriba señalados sirvieron para un intercambio valioso de opiniones sobre aspectos importantes de la Organización.

A principios de 1978 he viajado a la República Francesa y, nuevamente, al Reino Unido, en asuntos del Ministerio.

Con respecto a la primera cabe indicar la consideración de un acuerdo para asesoramiento administrativo y técnico, formación profesional y realización del inventario de recursos naturales venezolanos, con el Ministerio de la Industria, Comercio y Artesanado, de Francia.

El acuerdo establece que Francia proporcionará a Venezuela la asesoría de expertos para la reestructuración administrativa y la organización de prospección petrolera, así como un intercambio de formación profesional entre especialistas de ambos países.

Francia contribuirá también al inventario de recursos naturales y minerales de Venezuela en las zonas de prospección que señale el Ministerio. La prospección se realizará por equipos mixtos franco-venezolanos, la zona en estudio seguirá siendo propiedad de Venezuela y, en caso de descubrimiento, la explotación quedará en manos del país. Debo señalar expresamente que la realización del inventario de recursos no renovables del país es una tarea en la que estamos empeñados. Esto no significa que vayamos a proceder a su explotación inmediata, pero sí debemos conocer las posibilidades con que contamos.

Con el Reino Unido se analizó la posibilidad de un acuerdo de intercambio petrolero, según el cual Venezuela entregaría petróleo pesado, a cambio de recibir petróleo liviano proveniente de los yacimientos británicos del Mar del Norte. Como es sabido, el petróleo liviano es el producto adecuado para la industria petroquímica. El Ministerio se propone continuar las conservaciones sobre el particular, a fin de que oportunamente se adopte la decisión más favorable para el país.

Organización Latinoamericana de Energía

2.– *Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)*

Venezuela ha mantenido dentro de esta Organización una participación activa, contribuyendo así a su fortalecimiento. El Ministerio estuvo representado en la VIII Reunión de Ministros, celebrada en Quito del 5 al 8 de septiembre de 1977, y tuvo una calificada asistencia a la VI Reunión de Expertos. Es de mencionar el aporte que a nivel técnico se ha venido otorgando regularmente a diversas instancias, llamando la atención hacia la conveniencia de formular una política energética latinoamericana realista y objetiva, con el fin de incentivar la utilización de los recursos energéticos alternos, autóctonos y ociosos de la región.

3.– *Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)*

Como en años anteriores, la actividad desarrollada y las decisiones tomadas por la OPEP durante el año 1977, a la luz de las exigencias de un nuevo orden económico internacional, atrajeron la atención del mundo entero, manteniendo en expectativa, tanto a los países industrializados como a aquellos en vías de desarrollo.

Los hechos más resaltantes acontecidos durante el año de la Memoria y que tuvieron que ver en una u otra forma con la Organización fueron: el período transcurrido a principios del año, durante el cual se mantuvieron dos niveles de precios de crudos OPEP; la visita del ciudadano Presidente de la República a los Países Miembros del Medio Oriente y a la sede de la Organización, en Viena; las reuniones ordinarias de Ministros llevadas a cabo en Estocolmo y Caracas, y las reuniones del Comité Ministerial sobre Asuntos Financieros y Monetarios de los Países Miembros, celebradas en Viena.

A partir del 1º de enero de 1977 y como consecuencia de la decisión tomada durante la XLVIII Conferencia de Ministros celebrada en Doha, Qatar, en diciembre de 1976, once países miembros, con excepción de Arabia Saudita y Emiratos Arabes Unidos, decidieron aumentar el precio de sus crudos en US$ 1,19 por barril (10 o/o). Los mismos once países acordaron también incrementar adicionalmente el precio de sus crudos, a partir del 1º de julio de 1977, en US$ 0.60 por barril (es decir 5 o/o). Arabia Saudita y los Emiratos Arabes Unidos decidieron aumentar el precio de sus crudos sólo en un 5 o/o, a partir del 1º de enero de 1977.

La dualidad de precios se mantuvo hasta el 1º de julio de 1977, cuando, a consecuencia de la decisión tomada durante la XLIX Conferencia de Ministros, que se celebró en Estocolmo, Suecia, entre el 12 y 13 de julio, Arabia Saudita y Emiratos Arabes Unidos aumentaron los precios de sus crudos en un 5 o/o, en tanto que los once países restantes, a su vez, dejaron sin efecto la decisión de aplicar el aumento adicional del 5 o/o previsto a partir del 1º de julio.

De tal manera, mediante los acuerdos tomados en la indicada Conferencia de Estocolmo, quedaron nivelados los precios de los crudos de la OPEP, con lo cual se puso de evidencia una vez más, el firme propósito de la Organización de unificar criterios para fortalecer su posición ante la comunidad económica internacional.

Esta salida unificadora puede considerarse como una respuesta a la labor desarrollada por el Jefe del Estado venezolano, quien plenamente consciente de la necesidad que tienen todos los países miembros de la OPEP de permanecer unidos en la defensa de sus intereses legítimos, impulsó un acercamiento más estrecho con los demás miembros de la Organización mediante su viaje al Medio Oriente, durante el cual visitó Arabia Saudita, Emiratos Arabes Unidos, Irán, Iraq, Qatar, Kuwait y finalmente la sede de la OPEP en Viena. En la vía de regreso estuvo en Argelia, completando así su visita a siete países miembros.

La Quincuagésima Reunión de Ministros de la Organización se realizó en Caracas entre los días 20 y 21 de diciembre de 1977. En el discurso inaugural, el Presidente Carlos Andrés Pérez hizo énfasis sobre la necesidad de efectuar nuevos esfuerzos hacia el fortalecimiento de la solidaridad entre las naciones en desarrollo a fin de establecer un nuevo orden económico internacional.

La Conferencia consideró la cuestión del reajuste de precios de los crudos, no habiéndose llegado a un consenso en esta materia. La Conferencia consideró las pérdidas en poder adquisitivo de las ganancias obtenidas por los países miembros mediante las exportaciones y como resultado de la continua inflación importada y expresó su profunda preocupación sobre el efecto acumulado de tal inflación.

Siguiendo las orientaciones trazadas por la XLVIII Conferencia de Ministros, la Cuarta Reunión Especial del Comité Ministerial sobre Asuntos Financieros y Monetarios de los Países Miembros de la OPEP realizó sus deliberaciones entre el 28 de febrero y el 1º de marzo de 1977 reiterándose entonces el apoyo de los gobiernos de la OPEP al programa de integración para los bienes de primera necesidad. Luego, en la Segunda Reunión Ordinaria del mencionado Comité Ministerial celebrada en Viena en

Organización Latinoamericana de Energía

Agosto de 1977, se acordó aumentar el Fondo Especial de la OPEP en 800 millones de dólares y se reiteró la decisión de apoyar el establecimiento de un Fondo Común para los bienes de primera necesidad.

4.– *Varios*

En el aspecto internacional cabe indicar finalmente las siguientes actividades cumplidas en 1977:

a) *Altos funcionarios del Despacho visitaron al Perú, en cumplimiento de misiones que les fueron encomendadas.*

b) *El Ministerio se hizo presente en la Comisión de Energía, de la Conferencia para la Cooperación Económica Internacional (Diálogo Norte-Sur).*

c) *El Ministerio recibió visitas de una Misión Tecnológica de los Estados Unidos, de la Asociación Nacional de Constructores y el Comité de los Siete, de la Organización de las Naciones Unidas, entre otras.*

Por lo demás, se asistió a las reuniones del Consejo Técnico del Instituto de Comercio Exterior.

VI. ACTIVIDADES DE APOYO Y ASESORIA

Durante el ejercicio de 1977 ha sido cumplida por las dependencias correspondientes, una importante labor de apoyo al Despacho, necesaria para la realización de los objetivos y metas que conciernen al Ministerio, así:

1.– *Dirección de Administración*

En 1977 la Dirección liquidó impuestos, multas y otros ingresos fiscales, conforme a los establecido en las leyes de Minas y de Hidrocarburos, con un total, hasta el 31 de diciembre de 1977, de Bs. 8.462.922.215,44.

La actividad más resaltante de la Dirección en el ejercicio fue la implantación del nuevo sistema de Contabilidad para la Ejecución Financiera del Presupuesto, elaborado por la Dirección Nacional de Contabilidad Administrativa del Ministerio de Hacienda (D.I.N.C.A.), y el cual rige para los organismos de la Administración Central.

2.– *Oficina Sectorial de Programación y Presupuesto.*

Esta dependencia dio cumplimiento a las metas preestablecidas en cuanto a la formulación, control de la ejecución y evaluación de los programas institucionales. Cuidó y vigiló el cumplimiento de la Ley Orgánica de Régimen Presupuestario y demás normas aplicables, en la materia que es de su competencia y llevó a cabo el desarrollo de las actividades que, en materia presupuestaria, exigen: el Ministerio de Hacienda, a través de la Dirección Nacional de Presupuesto; la Dirección Nacional de Contabilidad Administrativa y la Dirección de Crédito Público; la Oficina Central de Coordinación y Planificación; la Contraloría General de la República, y la Fiscalía General de Mantenimiento, del Ministerio de Desarrollo Urbano.

La Oficina elaboró el Manual de Organización del Ministerio, el cual se encuentra en trámites de publicación y diseñó sistemas, procesos, procedimientos, métodos y acciones administrativas que conllevan la realización de los objetivos propuestos.

El objetivo fundamental de la Oficina para 1978 consistirá en la formulación del Proyecto de Presupuesto 1979, de acuerdo con los lineamientos generales que fije el Presidente de la República en Consejo de Ministros, y en el tiempo previsto en la Ley Orgánica de Régimen Presupuestario; la evaluación y control de la ejecución de los programas institucionales, de conformidad con los lineamientos del Plan de la Nación y las metas señaladas en el mismo; y la incorporación y aplicación de modernas técnicas en la planificación y programación presupuestaria, en acatamiento de las nuevas atribuciones y funciones que establecen la Ley Orgánica de la Administración Central, la Ley Orgánica de Régimen Presupuestario y los Reglamentos Orgánico e Interno del Despacho.

3.– *Consultoría Jurídica*

La Consultoría Jurídica asesoró al Ministerio en materia jurídica mediante la emisión de opiniones y dictámenes, de los cuales aparece una selección en el cuerpo de la memoria. Asimismo participó en la redacción de proyectos de decretos, reglamentos, resoluciones y decisiones administrativas, entre los cuales merecen ser destacados los siguientes:

a) *Decreto No. 2039, de 15 de febrero de 1977, ya anunciado en la Memoria del año anterior, por el cual se reserva en todo el territorio nacional la exploración y explotación de todos los minerales a que se refiere el artículo 2º de la Ley de Minas que no hubieren sido reservados previamente. En el otorgamiento de las concesiones conforme al nuevo régimen se debe tener en consideración, respecto del aspirante a obtenerlas, varios aspectos, tales como idoneidad técnica y capacidad económica, obliga-*

Organización Latinoamericana de Energía

ción de manufacturar o refinar el mineral en el país, régimen tributario satisfactorio para el Fisco Nacional y obligación de revertir los bienes a la Nación a la extinción de la concesión, cualquiera fuera su causa.

b) *Decreto No. 2.322, de 17 de agosto de 1977, por el cual el Ejecutivo Nacional, en ejercicio del derecho de explotación de minerales que le confiere la Ley de Minas y de la competencia que sobre el control de la administración de las explotaciones que estableciere el Estado sobre los yacimientos le confiere la Ley Orgánica de la Administración Central, encomendó a este Ministerio el ejercicio directo del derecho de explotación del mineral de cuarzo en los yacimientos denominados "Las Patillas", "Santa Inés" y "La Esperanza", en jurisdicción del Estado Bolívar. Para el ejercicio del derecho de explotación quedó facultado este Ministerio para encomendar a la Corporación Venezolana de Guayana la realización de trabajos de extracción del mineral en la zona dicha, de acuerdo con los programas que ésta presente al Ministerio.*

c) *Decreto No. 2.086, de 22 de marzo de 1977, mediante el cual es dictado el Reglamento Orgánico del Ministerio de Energía y Minas, al cual me he referido con anterioridad.*

d) *Resolución No. 390, de fecha 28 de marzo de 1977, mediante la cual, con fundamento en el artículo 1º de la Ley que Reserva al Estado la Explotación del Mercado Interno de los Productos Derivados de Hidrocarburos, fueron dictadas las normas para el transporte terrestre, almacenamiento e instalación de sistemas de gases de petróleo licuados.*

e) *Resolución conjunta de los Ministerios de Hacienda y de Energía y Minas, números 1337 y 12, de fecha 13 de abril de 1977, mediante la cual, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 41 de la Ley de Impuesto sobre la Renta y en el artículo 3º del Reglamento sobre fijación de Valores de Exportación, se establecen los valores F.O.B., puerto venezolano de embarque, por unidad de hierro natural contenida en la tonelada métrica, incluido el peaje por la vía fluvial del Orinoco, para los minerales exportados entre el 1º de enero de 1977 y el 31 de diciembre de 1977.*

f) *Resolución No. 20, de 18 de abril de 1977, mediante la cual fueron dictadas las normas para la construcción, modificación, ampliación, destrucción o desmantelamiento de establecimientos de instalaciones y equipos destinados a la explotación del mercado interno de los productos derivados de hidrocarburos en aeropuertos.*

g) *Resolución No. 25, de 12 de abril de 1977, mediante la cual se dicta el Reglamento Interno del Ministerio de Energía y MInas, al cual también he hecho referencia.*

h) *Resolución No. 59, de 13 de mayo de 1977, mediante la cual, habida cuenta de los cambios producidos en la organización, funcionamiento y denominación de los servicios del antiguo Ministerio de Minas e Hidrocarburos con ocasión de la vigencia de la Ley Orgánica de la Administración Central, los cuales deben reflejarse en el procedimiento para la verificación de la existencia física, inspección del estado de conservación y mantenimiento y recepción de las propiedades, plantas y equipos de la industria nacionalizada, previsto en la resolución No. 631, del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, de 10 de mayo de 1976, se modificó el citado procedimiento en el sentido de sustituir la denominación "Director de la Oficina Técnica de Hidrocarburos" por la de "Director de Hidrocarburos", eliminar de la organización prevista en el procedimiento dicho al Sub-Comité de Verificación e Inspección, cuyas atribuciones son cumplidas por la Oficina de Control de Empresas e Inversiones Extranjeras, y sustituir en el procedimiento y en la resolución modificada las expresiones "Ministerio de Minas e Hidrocarburos" y "Ministro de Minas e Hidrocarburos", por las de "Ministerio de Energía y Minas" y "Ministro de Energía y Minas", respectivamente.*

i) *Resolución No. 71, de 26 de mayo de 1977, mediante la cual fueron dictadas normas a las personas que explotan los minerales a que se refiere el artículo 7º de la Ley de Minas. Como antes he dicho, la explotación debe hacerse de acuerdo con los principios técnicos aplicables, de modo racional, con adecuado aprovechamiento de los recursos minerales, con preservación del medio ambiente y mantenimiento de seguridad en las labores. El Ministerio queda facultado para solicitar de los explotadores información acerca del plan de explotación del yacimiento y del sistema a ser utilizado, así como cualquier otra que juzgue necesaria.*

j) *Resolución No. 279, de 25 de julio de 1977, en virtud de la cual el Ministerio, con fundamento en el artículo 7º de la Ley*

Organización Latinoamericana de Energía

Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, dictó las normas sobre la prestación de servicio de gas natural por parte de Maraven S.A., en jurisdicción del Distrito Maracaibo del Estado Zulia. Maraven entregará gratuítamente, en continuación del suministro que realiza desde el 1º de enero de 1976, al Concejo del Distrito Maracaibo del Estado Zulia o al organismo de su propiedad que éste designe, el gas requerido como combustible para uso doméstico, comercial e industrial de la ciudad de Maracaibo, bajo determinadas condiciones. Se establecen los precios máximos de venta del gas natural para los usos indicados en la ciudad de Maracaibo, así como las condiciones en que la citada empresa debe vender el gas natural a la compañía anónima Energía Eléctrica de Venezuela C.A., Venezolana de Cementos C. A., Cervecería Modelo y C. A. Zuliana de Cal con obligación para Maraven de entregar al Concejo dicho, una cantidad equivalente a la mitad de la venta referida. El Ministerio exoneró el impuesto de explotación sobre el valor del gas que la compañía entrega al Concejo, por razones de interés público.

k) Resolución conjunta de los Ministerios de Hacienda y de Energía y Minas, números 1.460 y 280, de 5 de agosto de 1977, mediante la cual, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 41 de la Ley de Impuesto sobre la Renta y en el artículo 3º del Reglamento sobre fijación de valores de exportación, en concordancia con el artículo 7º de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, se establecen los valores F.O.B. en puerto venezolano de embarque o en cualquier punto de la frontera venezolana por el cual se efectúe la exportación para los hidrocarburos y sus derivados, exportados entre el 1º de enero de 1977 y el 31 de diciembre de 1977.

l) Resolución No. 376, de 23 de septiembre de 1977, mediante la cual, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 14 del artículo 20 de la Ley Orgánica de la Administración Central, fueron dictadas las normas para los procesos de contratación, obras, estudios y adquisición de bienes muebles. Al respecto fue creada la Comisión Permanente de Concursos Privados, Licitaciones Públicas y Supervisión de Adjudicaciones Directas, la cual tiene las atribuciones, funciones y responsabilidades establecidas en la Instrucción 24, de fecha 26 de enero de 1977, de la Presidencia de la República.

m) Resolución No. 404, de 7 de octubre de 1977, mediante la cual el Ministerio, con fundamento en el artículo 37 de la Ley Orgánica de Régimen Presupuestario, creó el Comité Ministerial de Coordinación de la Ejecución Presupuestaria, integrada por el Director General del Ministerio, quien lo preside, el Director de la Oficina Sectorial de Programación y Presupuesto, el Director de Administración y el Director de la Oficina Sectorial de Estadística e Informática. Dicho Comité tiene como principales funciones la implantación de los procedimientos y normas contables para la programación de la ejecución financiera del presupuesto, de acuerdo a los lineamientos dictados por la Dirección Nacional de Contabilidad Administrativa del Ministerio de Hacienda.

n) Resolución No. 544, de 2 de diciembre de 1977, mediante la cual el Ministerio, con fundamento en el artículo 4º de la Ley sobre Conservación y Mantenimiento de las Obras e Instalaciones Públicas, creó la Unidad Sectorial de Mantenimiento, adscrita a la Dirección de Administración del Ministerio, que velará por la aplicación de una política coherente en materia de conservación y mantenimiento de las obras e instalaciones del Ministerio. La Unidad tendrá como funciones presentar ante la Fiscalía General de Mantenimiento el Programa General de Mantenimiento, el cual debe contener los procedimientos necesarios para la reposición de bienes y equipos en general, así como las normas de depreciación de los mismos.

ñ) Resolución No.17, de 18 de enero de 1977, mediante la cual se declara sin lugar el recurso jerárquico interpuesto por la empresa Compañía Shell de Venezuela N. V., en fecha 18 de junio de 1974, contra la planilla de liquidación No. 109, de fecha 13 de junio de 1074, de este Ministerio. Dicha planilla expresa la Compañía Shell de Venezuela N. V., pagará a la Oficina Receptora de Fondos Nacionales, la cantidad de Bs. 6.826.424,65, por concepto de impuesto causado, según el artículo 43 de la Ley de Hidrocarburos, por la venta para el consumo interno de los productos TCCO y Dutrex, durante los meses de mayo a diciembre de 1973 y de enero a abril de 1974.

Se prevé la realización para 1978, de las actividades siguientes:

1º) Incrementar los estudios y análisis en

Organización Latinoamericana de Energía

todo lo concerniente a la legislación minera, con diagnóstico del régimen establecido y de la situación real del sector.

2º) Realizar estudios con el objeto de culminar la adaptación del régimen concerniente al mercado interno de los productos derivados de hidrocarburos, a la normativa establecida con la reserva estatal instaurada en ese mercado.

3º) Proceder a la reorganización de la biblioteca jurídica y del archivo con el objeto de incorporar métodos modernos de clasificación documental en la estructura de esos servicios.

4.– Oficina Ministerial de Personal

En forma global la Oficina coordinó durante el año 1977 todo lo relacionado con la administración de personal, de acuerdo con las pautas fijadas por la Oficina Central de Personal y en concordancia con la Ley de Carrera Administrativa y sus Reglamentos, Ley de Trabajo y demás disposiciones que rigen la materia.

Mantuvo actualizado el sistema de Clasificación y Remuneración de Cargos, de acuerdo a normas que impartió la Oficina Central de Personal y lo contemplado en la Ley de Carrera Administrativa y sus Reglamentos. De igual forma efectuó las Programaciones de Cargos Supernumerarios y Contratados, de acuerdo a las necesidades del Despacho.

A los fines de una mayor comprensión y aplicación del Contrato Colectivo, la Oficina seleccionó y envió personal a cursos de entrenamiento en materia laboral, en especial de fideicomiso y contratación colectiva, lo que aparte de mejorar el servicio, permite la actualización del nivel de conocimientos laborales, necesario para participar en la próxima discusión del contrato colectivo, en razón de que el vigente está por finalizar.

En aplicación de los beneficios que prevé dicho contrato, se otorgó la totalidad de las becas previstas para los hijos de los obreros del Despacho; se contribuyó, dentro de las posibilidades presupuestarias, al pago de estudios de los propios obreros y se otorgó las ayudas económicas que se consideraron procedentes.

5.– Oficina Sectorial de Estadística e Informática

A esta Oficina correspondió la tarea de prestar la información en base a las directrices, normas y procedimientos establecidos; investigar y promover la aplicación de las nuevas técnicas de procesamiento de datos, de manera de información, de métodos cuantitativos aplicados a la Administración, de modelos de simulación y de métodos para mantener y operar eficientemente los componentes del sistema.

Ha prestado, además, soporte a otros organismos del sector público, entre los cuales cabe destacar la Corporación Venezolana del Petróleo, Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Teconológicas, Oficina Metropolitana de Planeamiento Urbano, Ministerio de Educación y otros.

6.– Oficina de Control de Empresas e Inversiones Extranjeras.

Las actividades de la Oficina durante el año 1977 estuvieron orientadas a llevar a cabo sus funciones en el sector de los hidrocarburos, de asesoramiento al Despacho en lo referente a la aplicación del Decreto Nº 1.225 y de mantenimiento de registro de contratistas que realizan obras o servicios para las empresas operadoras. ras.

Además, como se ha dicho, de acuerdo con la Resolución Nº 59, de 13 de Mayo de 1977, se la responsabilizó del cumplimiento de las atribuciones que tenía la División de Inspección y Mantenimiento de Bienes y Equipos, de la Dirección de Bienes Afectos a Reversión, contenidas en el Procedimiento para la Verificación de la Existencia Física, Inspección del Estado de Conservación y Mantenimiento y Recepción de las Propiedades, Plantas y Equipos de la Industria Petrolera.

7.– Oficina Ministerial de Información y Relaciones Públicas

Durante al año 1977 realizó una intensa actividad orientada a dar la mayor difusión posible a las actividades del Despacho. Su labor no se concretó exclusivamente a la entrega de informaciones a través de los medios de comunicación social, sino que amplió el traje y contenido de diversas publicaciones, tales como folletos, libros, comunicados y boletines informativos. Cumplió un importante papel en la atención prestada a los representantes de la prensa nacional e internacional que asistieron a la Quincuagésima Conferencia de Ministros de la OPEP. Durante dicha Reunión se hicieron 3.000 diapositivas a color y una copia VTR (video tape), también a color.
En la continuación de la serie de publicaciones denominada colección "La Alquitrana", se añadieron "Apuntes sobre la Nacionalización de la Industria Petrolera", del doctor Valentín Hernández Acosta, "La Industria de la Refinación

Organización Latinoamericana de Energía

en Venezuela" (reedición), de los doctores Agustín González y Eladio Caraballo, y "La OPEP hacia un nuevo orden económico internacional", por los licenciados Norman Pino, Luis Enrique Berrizbeitia y René Arreaza.

Además se editó "La Industria Minera en Venezuela, situación y perspectiva para el desarrollo", del doctor Dionisio Zozaya. La Oficina intensificó y mejoró su sistema de atención e información al público, y actualmente recibe un promedio de 550 estudiantes por mes.

En un programa realizado conjuntamente con el Ministerio de Educación, la Oficina organizó una serie de conferencias sobre la materia petrolera.

8.– Oficina de Biblioteca y Archivo General

Conforme a la reestructuración ocurrida en el Ministerio, corresponde a esta Oficina:

- *Atender con miras a su mejoramiento continuo, la Biblioteca Central del Ministerio.*
- *Permitir el acceso a la Biblioteca de personas fuera del Ministerio, con la previa autorización del Director General, y*
- *Llevar el Archivo General del Ministerio y atender a la clasificación, ordenación, mantenimiento y conservación de documentos y expedientes.*

Durante el año de la cuenta se incrementó el fondo bibliográfico, con la adquisición de nuevos volúmenes y números sueltos de publicaciones periódicas y seriadas, y se realizó la selección de publicaciones bibliográficas e informativas de acuerdo al campo de especialización de la Biblioteca, entre otras actividades.

Para el año 1978, la Oficina se propone continuar con la sistematización del material documentario que ingrese a la Biblioteca, reorganizar en su totalidad las colecciones de publicaciones periódicas y seriadas, y participar activamente en las Redes de Información ya creadas, tales como la Red de Información en Ingeniería, Arquitectura y Afines (REDINARA) y la Red de Información Socio-Económica (REDINSE).

Los problemas de espacio del Ministerio han impedido la debida ubicación, como Archivo General, de un considerable material documental que se encuentra distribuido en depósitos fuera de su sede.

Es propósito del Despacho reunir dicho material, mediante un análisis, selección y organización realizados por profesionales en la materia, a fin de darle el destino de una mayor utilidad para las propias labores del Ministerio, así como para las de los investigadores interesados en las importantes materias contenidas en dicha documentación.

VII. ORGANISMOS DIRECTAMENTE VINCULADOS CON EL MINISTERIO

1. Instituto Venezolano de Petroquímica (hoy, Petroquímica de Venezuela, S.A.)

Mediante el Decreto No 2.004, de 11 de enero de 1977, y en consideración a que es propósito y deber del Ejecutivo Nacional proceder a la reorganización de los entes autónomos que constituyen la Administración Pública Descentralizada, para que alcancen niveles de eficiencia y rendimiento conforme a los cometidos asignados; que de acuerdo con el objeto empresarial que debía cumplir el Instituto Venezolano de Petroquímica a fin de lograr su adecuada ubicación en el sector público, el Ejecutivo Nacional preparó y presentó al Congreso de la República, el Proyecto de Ley de Conversión del Instituto Venezolano de Petroquímica en Sociedad Anónima; y a que a los afines de dicha conversión era necesario proceder previamente a la reorganización de la estructura y funcionamiento del Instituto, éste fue declarado en situación de reorganización.

La Junta Directiva del Instituto Venezolano de Petroquímica quedó facultada, previa aprobación del Ministro de Energía y Minas, para proceder a la eliminación o modificación de servicios y dependencias administrativas, industriales y comerciales del Instituto, y a retirar o trasladar el personal de tales servicios.

Tomando en consideración que, de acuerdo con el propósito manifiesto del Ejecutivo Nacional, la nueva sociedad anónima sería adscrita en definitiva a Petróleos de Venezuela, como empresa matriz, se designó del seno de la empresa petrolera estatal, una comisión asesora, integrada por los ciudadanos Manuel Ramos, Edgar Leal y Renato Urdaneta, a cuya consideración sometí todas las proposiciones atinentes a la reorganización del Instituto, a medida que me iban siendo presentadas por el Director General del mismo.

Por su invalorable contribución al mejor cumplimiento del arduo y delicado proceso de transformación del Instituto en sociedad anónima, me complace dejar constancia del reconocimiento del Ejecutivo Nacional al ciudadano General Valentín Montaña Madriz, Director Gene-

Organización Latinoamericana de Energía

ral del I.V.P.

Para acelerar y llevar a cabo las acciones que se venían implementando, se dotó al Instituto de los recursos gerenciales y técnicos provenientes también de las empresas petroleras, lo cual contribuyó a que, conjuntamente con la experiencia interna, se superaran las difíciles etapas de revisión y análisis y ejecución del proceso preparatorio, en forma armónica y eficiente, lo que culminó con el inicio de la nueva empresa Petroquímica de Venezuela, S.A. (PEQUIVEN), el 1º de diciembre de 1977.

a) Organización financiera:

Después del minucioso análisis de la situación económica del Instituto se programaron y elaboraron todas las acciones necesarias para presentar la realidad deficitaria en que se encontraba, evaluar sus activos y determinar los requerimientos económicos necesarios para el inicio de un saneamiento financiero.

b) Organización de personal:

Se hizo una evaluación de los cargos y mediante un procedimiento técnico de selección se determinaron las exigencias de los recursos humanos necesarios para la nueva empresa. Mediante una política de reconocimiento y consideración a los esfuerzos del personal antiguo del Instituto, se absorbió a un gran número de él y se procedió a la jubilación de otra cantidad substancial, haciéndose posible así que el transcurso de esta conversión se haya sucedido sin ningún contratiempo.

c) Organización de operaciones:

En el área de la operación y producción de los Complejos Industriales se procedió aún a costa del sacrificio económico que representaba, a la parada y auditoría técnica con empresas especializadas, a objeto de determinar y corregir en forma definitiva los factores que insidían en las diferentes irregularidades operativas que han venido impidiendo una productividad normal.

Dos hechos fundamentales fueron llevados a cabo con el fin de canalizar la especialización de áreas administrativas, como fueron:

1º) La separación definitiva del sector comercialización, del de fertilizantes, con el inicio de las actividades de la empresa Venezolana de Fertilizantes, C. A. (VENFERCA), el 1º de diciembre de 1977, después de un proceso de consolidación de las acciones procedimentales y financieras. Se trata así de robustecer y garantizar la programación del suministro de fertilizantes al sector agrario del país, mediante la política de subsidio y asistencia técnica.

2º) El inicio de las operaciones de explosivos, toda vez que en el primer trimestre de 1977 se concluyó el traspaso de los activos y productos de explosivos del Complejo Morón, lo cual permitió a la empresa C. A. Venezolana de Industrias Militares (CAVIM), asumir la administración de las actividades de este importante sector industrial.

d) Desarrollo productivo:

En materia de desarrollo productivo de las empresas filiales y mixtas se destacan los siguientes hechos: el inicio operativo de las plantas de Plásticos Petroquímica. C. A. (PETROPLAS), con una capacidad instalada de 54 TMA. de cloruro de polivinilo (PVC); el comienzo de operaciones comerciales por la empresa TRIPOLIVEN, C. A. y la constitución de la empresa PETROSOL, para la producción de isopropanol y acetona.

Las acciones de la nueva sociedad anónima Petroquímica de Venezuela fueron expedidas a favor de la República, por órgano de este Ministerio, tal como lo dispone la "Ley de Conversión del Instituto Venezolano de Petroquímica en Sociedad Anónima", de 18 de Julio de 1977, por el monto del Capital Social de la nueva compañía, que es de Bs. 431.080.000,oo. Dicho capital fue pagado mediante el aporte que hizo la República a Petroquímica de Venezuela, del patrimonio neto del Instituto Venezolano de Petroquímica, tal como aparece en el Balance General formulado para el 30 de septiembre de 1977 en Asamblea Extraordinaria de Accionistas de Petróleos de Venezuela celebrada el día 1º de marzo de 1978 y con la debida autorización del ciudadano Presidente de la República, hice el aporte de dichas acciones a esta empresa matriz, en el correspondiente aumento de su capital. Como dicho aumento incluyó asimismo la suma que se estima necesaria para el saneamiento financiero de Petroquímica de Venezuela, el Ejecutivo Nacional está considerando el mecanismo a seguir para efectuar el pago de esta última porción del aumento suscrito por la República.

2.– Fondo destinado a la Investigación en Materia

Organización Latinoamericana de Energía

de Hidrocarburos y Formación de Personal Técnico para la Industria de dichas Substancias –FONINVES–

Durante 1977 se continuó brindando apoyo a la investigación y el desarrollo de una infraestructura tecnológica a nivel nacional, mediante subvenciones a proyectos específicos, así como mediante ayudas institucionales para el desarrollo de la capacidad tecnológica. Entre las acciones correspondiente a subvenciones a proyectos de investigación cabe resaltar tres proyectos de indudable significado, como son: primero, la aplicación de las técnicas del laser al estudio de las propiedades mecánicas y térmicas de los crudos pesados, en desarrollo por la Universidad Simón Bolívar; segundo, el estudio de la estratigrafía y micropaleontología de la cuenca nor-oriental del Estado Falcón, investigación de tipo fundamental realizado por la Universidad Central de Venezuela, que podría servir de base para conocer y detectar nuevas riquezas del subsuelo en esa región del país, y tercero, el estudio sobre los daños en la formación del Campo Onado, investigación realizada por la Universidad del Zulia, cuyo significado es tanto mayor, cuanto que es la primera vez que se realiza en el país este tipo de estudio.

A través del mecanismo de ayudas institucionales el Fondo ha apoyado la creación o mejoramiento de las instalaciones de una serie de instituciones. Cabe destacar aquí el aporte de 3 millones de bolívares dado al INAPET, el Instituto encargado del entrenamiento del personal técnico de la industria petrolera y petroquímica, aporte éste gracias al cual el INAPET adquirió una serie de equipos para sus centros de entrenamiento en Morón, Paraguaná y Oriente.

Otros aportes significativos de FONINVES permitieron la asistencia de delegados de Venezuela a diversos eventos internacionales en los cuales se presentaron trabajos de investigación y estudios realizados en el país. En este renglón cabe destacar el II Simposio Canadiense-Venezolano sobre Arenas Petrolíferas; el I Congreso Ibero Latino-Americano de Geofísica; el Simposio sobre Arenas Lutíticas y Petrolíferas; la conferencia de Campo sobre el Paleogeno y el I Congreso Andino de Petróleo.

El Fondo patrocinó igualmente una amplia gama de cursos de ampliación y actualización de conocimientos, dictados por diversas instituciones, tales como el IESA y la Fundación Instituto de Mejoramiento Profesional del Colegio de Ingenieros de Venezuela, entre otros. Mediante estos aportes, un número significativo de profesionales que prestan sus servicios en diversos institutos educacionales y organismos de investigación tuvo la oportunidad de ampliar sus conocimientos en campos tales como gerencia, diseño de procesamiento de plantas, corrosión, métodos probabilísticos en la exploración y explotación de hidrocarburos, cauchos adhesivos y pinturas, y otros.

En el campo de formación de los recursos humanos, el Fondo realizó una evaluación de su misión y objetivos, a la luz de la creación de nuevos organismos con funciones colindantes con las del Fondo. Aunque el resultado de esa evaluación se hará sentir a partir de 1978, a través de un cambio radical en la política de otorgamiento de becas, FONINVES ya hizo algunos ajustes en este campo durante 1977, con el resultado de que se ha dado prioridad a la formación de personal de postgrado y apoyo institucional a los programas de ese nivel existentes en el país, en las áreas de competencia del Fondo.

Finalmente, el Fondo da los pasos decisivos para que la Exposición Permanente de Petróleo y Petroquímica, una vieja aspiración del Despacho, sea una realidad en 1978. Esa exposición, además de constituir un lugar permanente de ilustración y divulgación de todo lo concerniente a nuestra principal industria, servirá de centro de información sobre esos temas para la juventud venezolana, para los trabajadores de los medios de comunicación social, para los profesionales y para el público en general.

Por otra parte, en el caso de la investigación aplicada, se ha estructurado una coordinación con el INTEVEP para evitar la duplicación de funciones en ese campo, coordinación que se incrementará en la fecha definitiva de arranque de los laboratorios de ese Instituto.

3.– Fundación Venezolana de Investigaciones Sismológicas –FUNVISIS–

Durante el año 1977 fue modificado el Decreto constitutivo de FUNVISIS, de conformidad con la Ley Orgánica de la Administración Central, pasando a ser coordinado por el Ministerio de Energía y Minas, según Decreto No 2.144, de 2 de mayo de 1977. Como consecuencia de la referida modificación el Consejo Directivo de la Fundación fue ampliado, quedando integrado con representantes de los Despachos oficiales y organismos públicos y privados siguientes: Ministerio de la Defensa, Ministerio de Transporte y Comunicaciones, Ministerio de Energía y Minas, Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables, Ministerio de Desarrollo Urbano, Colegio de Ingenieros de Venezuela, Academia de Ciencias Físicas, Matemáticas y Naturales y Cámara Venezolana de la Construcción.

La Fundación desarrolló durante 1977 progra-

Organización Latinoamericana de Energía

mas dentro de sus atribuciones legales específicas, promoviendo y realizando investigaciones y estudios en los campos de la sismología y la ingeniería sísmica, siendo de destacar las siguientes actividades:

a) *Programa de evaluación del riesgo sísmico, que comprende: la adquisición de una red sísmica telemétrica portátil para los estudios de microsismicidad en las tres regiones sísmicas de Venezuela; el proyecto de la Red Sismológica Nacional, consultado con un grupo de expertos nacionales e internacionales pertenecientes a organizaciones como el Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (I.V.I.C.), Instituto Tecnológico de California (CALTECH), Instituto Tecnológico de Massachussetts (M.I.T.), Universidad de Columbia y Universidad Nacional Autónoma de México; los estudios de ruido sísmico para la instalación definitiva de las estaciones de dicha Red; el desarrollo, en su segundo año, del Proyecto Especial O.E.A., titulado "Evaluación del Riesgo Sísmico", suscrito por México y Venezuela; el desarrollo de un sistema de análisis de los registros sísmicos instrumentales existentes en el área del Caribe y especialmente en Venezuela, y el inicio del estudio de las informaciones recopiladas, para los fines de la determinación de la respuesta dinámica de los suelos en el área metropolitana de la ciudad de Caracas y de los tipos de edificios que normalmente se construyen en la ciudad.*

b) *Programa de evaluación del riesgo geológico, en el cual se recopiló la información geológica y geotérmica del Ministerio y COPLANARH, para la región central, y se propuso un programa de instalación de testigos en las fallas activas aledañas a la ciudad de Caracas, con lo cual se inferirán los desplazamientos de manera cualitativa.*

c) *Programa de reducción del riesgo sísmico, mediante el cual se concertó un acuerdo con el Servicio Geológico de los Estados Unidos de América, que permite crear proyectos específicos en las áreas de sismología, ingeniería sísmica e ingeniería geológica, y facilita el tráfico de tecnología, capacitación profesional y equipos. Además, se realizó el proyecto FUNVISIS-Universidad de Hawai-Universidad de Columbia, para la realización de estudios geofísicos con explosiones mar-tierra, recogidas por estaciones portátiles de FUNVISIS, en dos líneas: al occidente y la región central. En él participaron las Universidades Central de Venezuela, del Zulia y de los Andes, Cartografía Nacional y el Ministerio, con el personal especializado.*

La política general de la Fundación para el año 1978, dentro de una estrategia a mediano plazo, estará orientada a la formación de la infraestructura necesaria para llevar adelante las investigaciones sismológicas que reduzcan los riesgos de las personas y de los bienes, derivados de los terremotos.

En tal sentido, se ha estimado de la mayor prioridad la realización de las actividades que apoyan la puesta en marcha de la proyectada Red Sismológica Venezolana de Apertura Continental –RESVAC–.

Ello significa, consecuentemente, una acción encaminada a la formación del personal necesario para la puesta en marcha y el funcionamiento de este complejo sistema de sensores. Tal acción será emprendida, tanto a nivel nacional como internacional, para garantizar una adecuada preparación técnica de los recursos humanos, de modo que conformen la masa crítica necesaria para el funcionamiento de la Fundación.

Simultáneamente se pretende recopilar, sistematizar y poner en servicio la información básica que soporte las investigaciones y siente las bases del Banco de Datos Sismológicos.

Se realizará la instrumentación de grandes obras de ingeniería, con el fin de aportar datos efectivos a las distintas etapas de desarrollo de esas obras, como será el caso de la Represa de Yacambú, el Complejo Hidroeléctrico del Uribante-Caparo, el Proyecto del Metro de Caracas y el estudio sobre riesgo geológico y sísmico para las investigaciones petroleras con plataformas marinas que lleva adelante el INTEVEP en las zonas vecinas al Delta Amacuro, lo cual constituirá el aporte profesional de la Fundación a la comunidad, en esta etapa.

También se iniciarán los estudios que sirvan de base real para el ordenamiento urbano, de acuerdo con el V Plan de la Nación, a través de la zonación sísmica de ciudades, tendiendo a minimizar los riesgos sísmicos de carácter urbano.

Organización Latinoamericana de Energía