

INSTITUTO LATINOAMERICANO
DE PLANIFICACION
ECONOMICA Y SOCIAL

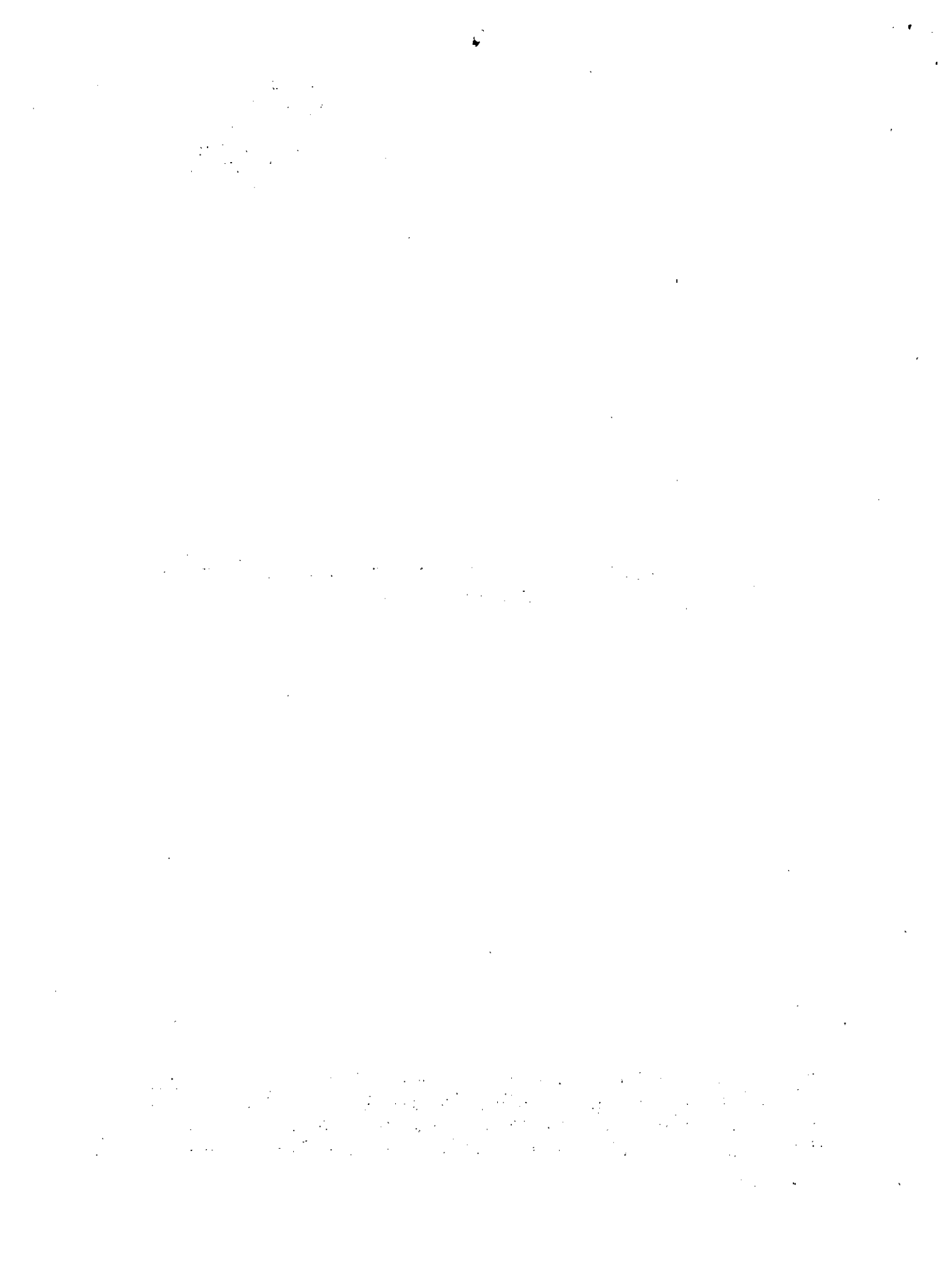


LIMITADO
INST/75
Octubre, 1972
ORIGINAL: ESPAÑOL

ECUADOR: LINEAMIENTOS ESTRATEGICOS PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS
EN EL QUINQUENIO 1973-1977*

* Trabajo del señor Alberto Bozzolo preparado especialmente para la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica de Ecuador, de acuerdo al Proyecto de Asistencia Técnica de las Naciones Unidas (ECU/71-008) para la elaboración del Plan Integral de Transformación y Desarrollo 1973-77.

72-11-2865



INDICE

	<u>Página</u>
GUIA TEMATICA PARA LA ELABORACION DEL PLAN DE HIDROCARBUROS	
SITUACION GENERAL DE LA PROBLEMÁTICA EN HIDROCARBUROS	
I. La demanda de hidrocarburos y sus proyecciones futuras expresada en volúmenes de petróleo	3
II. Capacidad actual y futura de refinación	5
III. Balance de producción posible de petróleo, el consumo de productos y la importación-exportación	9
IV. Los principales problemas del transporte y el almacenaje de productos	13
V. El panorama general de la exploración-explotación	20
A. Costa	20
B. Oriente	29
VI. Sugerencias sobre la posible función del Estado en la coyuntura actual y en el futuro inmediato	38
VII. Las principales inversiones posibles en el quinquenio 1973-1977.	44

GUIA TEMATICA PARA LA ELABORACION DEL PLAN DE HIDROCARBUROS

A. DIAGNOSTICO

- I. Breve reseña y conclusiones de la década pasada
- II. Situación actual

B. OBJETIVOS Y METAS

- I. Objetivos
- II. Metas
 - 1. Demanda futura de productos
 - a) A nivel nacional
 - b) A nivel regional
 - c) A nivel sectorial
 - 2. Metas de producción
 - a) Producción de petróleo y gas
 - i) A nivel nacional (volumen de petróleo; pozos a perforar)
 - ii) A nivel regional (volumen de petróleo; pozos a perforar)
 - iii) Por compañías y/o yacimientos
 - b) Producción de productos
 - i) A nivel nacional
 - ii) Por refinерías
 - 3. Metas en exploración
 - a) A nivel nacional: hectáreas totales; hectáreas por métodos; pozos a perforar.
 - b) A nivel regional: hectáreas totales; hectáreas por métodos; pozos a perforar.
 - 4. Balance del comercio exterior de petróleo y productos
 - 5. Metas de ocupación

6. Metas de transporte de petróleo y productos

- a) Transportes internos
- b) Transportes de ultramar

C. ESTRATEGIA

- I. A largo plazo
- II. A mediano y corto plazo

D. POLITICAS

- I. En la definición del rol de los organismos del Estado vinculados al sector
- II. En el orden de las medidas legislativas, administrativas, reglamentarias, etc. para efectivizar la acción del Estado e impulsar la del Sector Privado y/o mixta.
 - 1. En el orden de la relación sector público-sector privado para la exploración-explotación
 - 2. Idem para la refinación
 - 3. Idem para la comercialización
 - 4. Idem para la exportación
 - 5. Idem para la fluencia de la importación técnica del Sector Privado al Sector Público
- III. En la formación de personal técnico nacional
- IV. Para el ordenamiento económico-financiero
 - 1. Fuentes financieras estatales (principalmente CEPE)
 - 2. Precios de los petróleos y productos

/E. INVERSIONES

E. INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO

- I. Inversiones y financiamiento global
 1. Inversiones y financiamiento global del sector público en el quinquenio
 2. Inversiones y financiamiento global del sector privado en el quinquenio

- II. Por programas en cada fase del sector y dentro de ellos, dividiendo sector público del sector privado (exploración, explotación, refinera, comercialización, transportes, etc.):

SITUACION GENERAL DE LA PROBLEMATICA EN HIDROCARBUROS

El diagnóstico general de la problemática de hidrocarburos ha sido efectuado con anterioridad por la Junta de Planificación y obra en dicho organismo un ejemplar donde la parte de cifras y gráficos correspondientes a cada fase de la industria, ha sido actualizada.

Posteriormente a dicho documento que se elaborara en el año 1964, se confeccionó otro informe que constituyó el Capítulo VII, intitulado Petróleo, del documento general de estrategia preparado por la Misión del Instituto Latinoamericano de Planificación Económica y Social en el año 1969.

Este último documento referido al Petróleo, fue de carácter complejo, pretendiendo no sólo comprender elementos de diagnóstico sino también de estrategia, la mayoría de cuyas recomendaciones tuvieron actualidad hasta el pasado reciente.

Al preparar los materiales que constituyen este informe, se prefirió no repetir el enfoque diagnóstico sino, resumir las características que inciden en la actual coyuntura en el Sector y sin acentuar las ideas de carácter estratégico, llegando en ciertos casos a detalles de políticas.

De todos modos, este informe está lejos de haber alcanzado el nivel de un examen exhaustivo de las posibilidades futuras. En parte esta labor puede considerarse que estaba facilitada por las acciones que contemporáneamente se llevaban a cabo a nivel de gobierno pero está dificultada por algún interrogante que esas mismas acciones determinen en ciertos campos, como el de la expansión en la exploración-explotación, el transporte, etc.

Frente al panorama de estas interrogantes pero considerando los otros elementos de análisis como ser la potencialidad presente y en algunos casos promisoria de las áreas cuya exploración debe completarse, la situación institucional del Sector Público y del Sector Privado y la intencionalidad política expresada del primero, etc. el informe penetra en los que se entendieron como los principales problemas a encarar en el mediano plazo; o sea, en el período en que habrá de ejecutarse el Plan de Transformación y Desarrollo.

/Los capítulos

Los capítulos iniciales presentan la situación de la demanda interna y su posible evolución: la capacidad instalada en refinación y como ésta deberá ir ampliándose para atender a las exigencias de un período que, naturalmente trasciende del quinquenio; el balance de la producción de petróleo en parte programada y en parte posible a alcanzar, frente al consumo y la repercusión de todo ello en la importación-exportación de petróleo y/o derivados.

En los capítulos intermedios se examinan los principales problemas del transporte y el almacenamiento de productos, el programa de la explotación y la explotación actual y las actividades y producciones posibles a obtener en el quinquenio; en el enfoque de estos problemas se ha preferido regionalizar, al menos considerando las dos regiones principales del país en esos aspectos del sector.

Los capítulos finales están dedicados a estimar las inversiones posibles en el período que comprenderá el Plan, y a sugerir principales acciones que el Estado podría emprender para completar las medidas ya adoptadas en pos de lograr una Estrategia petrolera coherente; se agrega, además, un temario que se propone como guía para desarrollar el Plan de Hidrocarburos 1973/77.

I. LA DEMANDA DE HIDROCARBUROS Y SUS PROYECCIONES
FUTURAS EXPRESADA EN VOLUMES DE PETROLEO

La demanda interna de hidrocarburos presentó en los últimos años la siguiente evolución a nivel nacional:

	<u>Miles de Barriles</u>
1965	5.490.7
1969	7.506.7
1970	8.154.5

Lo que significa decir que la tasa promedio anual en el quinquenio 1965/1970, fue de 8,2 por ciento.

Es interesante comparar estos datos con los que se estiman como posibles para el futuro, de acuerdo a las proyecciones que se exponen a continuación:

La Sección Petróleos de la Junta de Planificación ha efectuado tres proyecciones alternativas del consumo interno de Diesel-residuo, Gasolina y Kerosene, vinculando, respectivamente, a cada uno de ellos, con los principales sectores económicos: manufacturas, servicios y consumo, entendiéndose por tal al consumo doméstico.

El procedimiento para las tres alternativas fue el siguiente:

1. Proyecciones de mínima

Se efectuaron sencillamente aplicando las tasas históricas de consumo de los productos arriba mencionados (diesel-residuo, gasolina y kerosene).

2. Proyecciones de máxima

Se aplicaron las siguientes fórmulas:

$$\sum 1 = \frac{\Delta C}{\Delta Inf}$$

$$\Delta C df = \sum 1 \Delta Inf$$

/donde \sum

donde

- ϵ_1 = Elasticidad del consumo histórico del producto
- ΔC_d = Tasa histórica de crecimiento del producto
- ΔInp = Tasa histórica del crecimiento del Ingreso Nacional
- ΔC_{df} = Tasa de crecimiento futuro del producto
- ΔInf = Tasa de crecimiento futuro del Ingreso Nacional

Como puede verse, se ha partido del razonamiento que el producto de que se trate es usado como insumo dentro y fuera del Sector.

3. Proyección media

Se aplicaron las fórmulas anteriores con ligeras variantes:

$$\epsilon_1 = \frac{\Delta C_s}{\Delta Inp}$$
$$\Delta C_{df} = \epsilon_1 \Delta Inf$$

Donde sólo debe señalarse que ΔC_s es la tasa histórica del crecimiento del Sector.

De las tres alternativas, se ha preferido elegir la proyección media, a la cual corresponden los datos siguientes así como los que figuran en los cuadros adjuntos.

	<u>Miles de Barriles</u>	<u>Tasa anual %</u>
1975	12.961.9	1970 = 9.7
1980	20.559.2	1975 = 9.7

O sea que se calcula una tasa promedio anual de 9.7 por ciento, lo cual significa una casi coincidencia con la tasa de crecimiento del Producto Bruto Interno, como sucede en muchos países.

El cuadro 1 muestra los volúmenes de consumo de los últimos años y los estimados para el futuro en las principales regiones del país, con desagregación de los principales productos; las tasas correspondientes se muestran en el cuadro 2.

/En la

En la década que se está considerando, pueden observarse ciertas diferencias en las tasas de consumo, de las que se concluye:

- a) El consumo de los productos pesados se incrementaría en todas las regiones del país más que los productos livianos.
- b) De las regiones consideradas, la región de la Sierra tendría las mayores tasas de incremento del consumo de los productos livianos.
- c) Inversamente a lo anterior, la región de la Costa tendría las mayores tasas de incremento del consumo de los productos pesados.

Estas diferencias estarían explicadas por ser la región de la Costa la región donde habrá de intensificarse y ampliarse las actividades industriales; en tanto que la ampliación de la actividad del Sector Público y los servicios gravitarán sobre el consumo de los productos livianos, gasolina en particular, en la zona de la Sierra; es posible admitir que la localización de Quito en dicho ambiente, constituya un elemento gravitante en el consumo de los productos livianos.

II. CAPACIDAD ACTUAL Y FUTURA DE REFINACION

La actual capacidad de refinación es la siguiente:

Compañías	Destilación de Crudo (B/d)	Desintegración (B/d)
Gulf	7.000	0
Anglo Ecuadorian	<u>28.000</u>	<u>9.000</u>
	35.000	9.000

Estos volúmenes de capacidad total sintetizan el siguiente detalle de las instalaciones:

Gulf

Esta Compañía posee una refinería que sólo destila petróleo, la cual data de 1967; estas instalaciones tuvieron una capacidad de 5.000 barriles por día, la cual fue ampliada posteriormente a 7.000 barriles por día.

/Anglo-Ecuadorian

Anglo-Ecuadorian

Esta empresa posee dos unidades de destilación primaria y una de desintegración de residuo; la primera conocida como Parsons, procesa 20.000 barriles diarios a partir de 1967; la segunda data de 1959 y procesa 8.000 barriles/día. La unidad desintegradora de residuo fue ampliada de 6.000 barriles/día a 9.000 barriles/día que es su capacidad actual de proceso.

Texaco-Gulf

En la zona de Lago Agrio, la Compañía Texaco Gulf dispone de una refinería que procesa 1.000 barriles/día, con la cual se abastecen las actividades de dicho consorcio y también a las Fuerzas Armadas, así como a los servicios de Gobierno. Por no haber sido considerada una refinería comercial no se incluyó en los datos totales precedentes.

En las actuales circunstancias el Gobierno Ecuatoriano ha suscrito un contrato con la UOP para proceder a los estudios de ingeniería básica de una nueva refinería en Esmeraldas. Esta unidad a instalarse en los próximos años, procesará 50.000 barriles/día de petróleo del Oriente y su diseño permitirá producir gasolinas de alto octanaje superando las actuales que sólo alcanzan, en las dos calidades que se obtienen, a 60 y 80 octanos respectivamente.

Cuadro 1

CONSUMO DE LOS PRINCIPALES PRODUCTOS DE PETROLEO POR
REGIONES GEOGRAFICAS

(Millones de barriles)

	<u>Gasolina</u>	<u>Kerosene, Kerex</u>	<u>Otros</u>	<u>Total livianos</u>	<u>Diesel</u>	<u>Residuo</u>	<u>Total pesados</u>	<u>Total general</u>
<u>Costa</u>								
1969	1.22	0.53	0.35	2.10	0.93	1.73	2.66	4.76
1970	1.33	0.57	0.38	2.28	1.02	1.90	3.92	5.20
1975	2.07	0.84	0.57	3.48	1.68	3.12	4.80	8.28
1980	3.22	1.22	0.87	5.31	2.75	5.12	7.87	13.18
<u>Sierra</u>								
1969	1.70	0.09	0.11	1.90	0.60	0.24	0.84	2.74
1970	1.80	0.09	0.12	2.02	0.66	0.27	0.93	2.95
1975	2.85	0.14	0.18	3.17	1.07	0.44	1.51	4.68
1980	4.44	0.20	0.27	4.91	1.74	0.71	2.45	7.36
<u>Oriente</u>								
1969	0.003	-	-	0.003	0.003	-	0.003	0.006
1970	0.004	-	-	0.004	0.004	-	0.004	0.008
1975	0.006	-	-	0.006	0.006	-	0.006	0.012
1980	0.009	-	-	0.009	0.010	-	0.010	0.019
<u>Total Nacional</u>								
1969	2.923	0.62	0.46	4.003	1.533	1.97	3.403	7.506
1970	3.134	0.66	0.50	4.304	1.684	2.17	4.854	8.158
1975	4.926	0.98	0.75	6.656	2.756	3.56	6.316	12.972
1980	7.669	1.42	1.14	10.229	4.500	5.83	10.330	20.559

Quadro 2

TASAS ANUALES PROMEDIO DE CONSUMO DE LOS PRINCIPALES PRODUCTOS DE
PETROLEO POR REGIONES GEOGRAFICAS

(En porcentajes)

	<u>Gasolina</u>	<u>Kerosene, Kerex</u>	<u>Otros</u>	<u>Total livianos</u>	<u>Diesel</u>	<u>Residuo</u>	<u>Total pesados</u>	<u>Total general</u>
<u>Costa</u>								
1970-1980	9.2	7.9	8.6	8.8	11.5	10.4	10.4	9.8
<u>Sierra</u>								
1970-1980	9.5	7.5	8.4	9.3	10.2	10.2	10.2	9.6
<u>Oriente</u>								
1970-1980	8.5	-	-	8.5	9.6	-	9.6	9.0
<u>Total País</u>								
1970-1980	9.2	7.8	8.6	9.0	10.3	10.4	10.4	9.7

III. BALANCE DE PRODUCCION POSIBLE DE PETROLEO, EL CONSUMO DE PRODUCTOS Y LA IMPORTACION-EXPORTACION

En la elaboración del plan anterior, en el programa de este sector, la problemática que planteaba la demanda interna versus la producción de crudo, así como la demanda versus la capacidad de refinación y las consiguientes exigencias de importación de crudo y productos, era esencialmente diferente de la que se plantea en la actualidad.

Ya en oportunidad de redactarse un documento anterior con orientación estratégica, o sea el que preparó el Instituto Latinoamericano de Planificación en el año 1969, se habían producido los descubrimientos del Oriente y, si bien el volumen de las reservas era calculado en términos muy inferiores a los que se calculan y/o estiman actualmente, sólo quedaban pendientes el itinerario y otros detalles del entonces proyectado oleoducto, la localización de la refinería estatal y la capacidad de ésta en función de las necesidades futuras.

Actualmente, puesta en marcha la exportación de varios yacimientos en el Oriente, funcionando el oleoducto a unos 100.000 barriles por día, y contratados ya los estudios de ingeniería para la refinería de Esmeraldas, cuya construcción se realizará en los próximos 3 años, el balance entre la producción, el consumo y la importación para los próximos cinco años, es el que puede apreciarse en el cuadro 8 y en el gráfico respectivo.

Se manifiestan allí dos tipos de problemas, los de las etapas que llamaremos A y B según el gráfico mencionado:

Etapa A

1. La producción declinante de petróleo de los viejos yacimientos de la Costa, hará necesario disminuir la exportación ya que ésta es sólo de L.C.T. que constituye el 25 por ciento de la producción total de petróleo de la Costa.

2. Puede considerarse como probable que a partir de fines de 1973, admitiendo que el consumo no pueda ser abastecido por las refinerías existentes, para entonces en el límite de su capacidad, deba iniciarse la importación de productos, cuyos volúmenes irán aumentando hasta 1975. Las cantidades tentativas de esas importaciones pueden observarse en el Cuadro 3.

/Etapa B

Etapa B

Comienza a partir de la entrada en proceso de la refinería estatal de Esmeraldas; sus problemas principales serían los siguientes:

1. Según las propuestas que se conocen, existe la intención de hacer trabajar a la refinería estatal al 60 por ciento de su capacidad o sea a 30.000 barriles por día, con el crudo del Oriente como su carga exclusiva, durante 1976 y 1977. Esto significa que las refinerías particulares procesarán el resto del volumen hasta cubrir el consumo nacional de productos, o sea aproximadamente 5.000.000 barriles en 1976 y 5.800.000 barriles/día en 1977.

2. Debiera considerarse la posibilidad de que las refinerías particulares procesen durante 1976, 1977 y subsiguientes, sólo crudo del Oriente ecuatoriano para eliminar la importación de petróleo desde la puesta en marcha de la refinería estatal.

Los problemas de paros periódicos que podría provocarse en las refinerías particulares -carbonización de sus instalaciones por el tipo de crudo y consiguientes trabajos de limpieza-, podrían ser solucionados mediante dos alternativas:

a) hacer trabajar a la refinería estatal a un mayor volumen, durante los períodos de paro de las refinerías particulares y cubrir con los productos obtenidos la demanda que aquéllas no satisficieran;

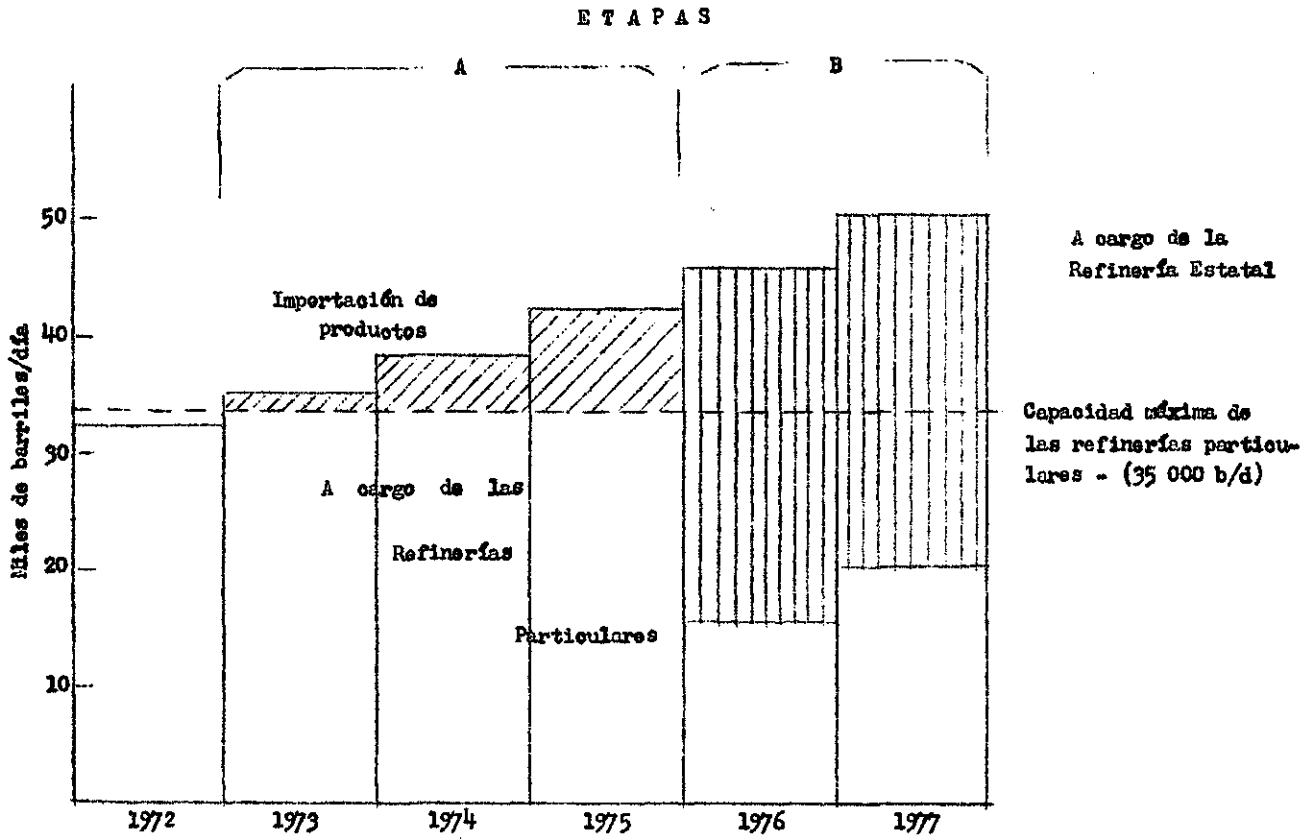
b) programar en las refinerías particulares un mayor volumen de crudo a procesar durante sus períodos activos para poder abastecer de productos al mercado durante los lapsos de paros.

La segunda alternativa exigirá una inversión en capacidad de almacenaje que acaso no resulte atractivo para dichas compañías, por lo que la alternativa más posible puede ser la primera. Dentro de la segunda alternativa podría decidirse programar que las refinerías particulares procesen en el máximo de su capacidad pero con la condición de lograr mercado externo para sus productos excedentes, en particular para el residuo que presentará volúmenes importantes.

/Gráfico

ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA INTERNA

(Esquema general)



Cuadro 8

POSIBLE BALANCE DE LA PRODUCCION, EL CONSUMO Y LA EXPORTACION

(Miles de barriles)

Regiones	1972	1973	1974	1975	1976	1977
Costa						
Producción	1 200	1 000	800	600	400	400
Exportación	300	250	200	150	100	100
Importación (reconst.)	390	325	260	195	130	130
Importación (derivados)	160	1 160	2 260	3 560	-	-
Importación (cruda)	9 150	6 365	6 580	6 795	-	-
Total importaciones	9 700	7 850	9 100	10 550	130	130
Capacidad total de refinerías	10 440	10 440	10 440	10 440	21 390	21 390
Crudo Oriente Procesado	-	3 000	3 000	3 000	15 000	16 800
Crudo Santa Elena Procesado	900	750	600	450	300	300
Diferencia export.-import.	9 400	7 600	8 900	10 400	-30	-30
Oriente						
Producción	10 100	90 000	90 000	144 000	144 000	144 000
Exportación	10 100	87 000	87 000	141 000	129 300	127 500
Total nacional						
Producción	11 300	91 000	90 800	144 600	144 400	144 400
Exportación	10 400	87 250	87 200	141 150	129 400	127 600
Importación	9 700	7 850	9 100	10 550	130	130
Crudo procesado	900	3 750	3 600	3 450	15 300	17 100
Diferencia export.-import.	700	79 400	78 100	130 600	129 270	127 470
Consumo	10 600	11 600	12 700	14 000	15 000	16 800

Nota: El cuadro ha sido elaborado de acuerdo al gráfico general de abastecimiento de la demanda. No se incluyen variaciones alternativas expuestas en el texto.

IV. LOS PRINCIPALES PROBLEMAS DEL TRANSPORTE Y EL ALMACENAJE DE PRODUCTOS

Con la puesta en marcha del oleoducto de Lago Agrio a Puerto Balao y la próxima inauguración del poliducto de Durán a Quito se cierra una primera etapa de oleoductos troncales en el Ecuador y ellos constituirán las bases del sistema de transporte de crudo y productos a desarrollarse en un futuro próximo.

Son conocidas las características técnicas generales de esos sistemas:

- Lago Agrio-Puerto Balao: presenta una extensión de 506 kms. diámetros de 20/26 pulgadas y tiene actualmente una capacidad máxima de transporte de 250.000 barriles diarios, ampliable a 400.000 barriles diarios.

- Durán-Quito: una extensión de 368 kms., un diámetro de 6 pulgadas y una capacidad actual de aproximadamente 4.800 barriles diarios, ampliable al doble en el futuro.

El primero está en funcionamiento desde el 22 de junio y ha transportado a razón de 170.000 barriles/día durante los días de operación; del segundo sólo fue habilitado un tramo, de Bucay a Palmira, que ha funcionado entre los años 1963 a 1969, aproximadamente. Se espera poder poner en marcha en unos cuatro meses más, todo este sistema, el cual en su trayectoria recorre un tercio de su extensión para alcanzar la Sierra y en este ambiente el resto de su longitud total.

Actualmente los transportes terrestres de productos desde el litoral hasta las regiones de Sierra y Oriente se efectúa por ferrocarril y por carros tanques, sobre los que se volverá de inmediato.

Las áreas servidas actualmente por ferrocarril y carros-tanqueros pueden ser esquemáticamente divididas en cinco:

Area de Quito: abastecen a las provincias del norte o sea las provincias de Imbabura y Carchi.

Area de Ambato: abastece al Oriente o sea las provincias de Napo y Pastaza, a las cuales concurren también productos de la refinera de Lago Agrio como se vió oportunamente.

Area de Riobamba: abastece a las provincias de Bolívar y de Chimborazo.

/Area de

Area de Cuenca: abastece a las provincias de Cañar y Azuay.

Area de Loja: desde la capital se abastece a la propia provincia y además a la provincia de Morona Santiago.

No se ha podido obtener datos que hubiesen permitido alcanzar un detalle aconsejable de los transportes terrestres de productos, como ser las rutas servidas y los volúmenes de cada producto transportado por ferrocarril y homológamente por los carros tanques; y los consiguientes costos de transporte por cada medio, etc. Es obvio que al confeccionar el Plan, el capítulo de transporte tendrá que llegar a ese grado de examen.

Sintetizando, una vez habilitado el poliducto Durán-Quito, el sistema actualmente en marcha sufrirá una importante modificación; la primera de ella ha de ser, según un propósito recogido en el Ministerio de Recursos Naturales, dedicar dicho poliducto al transporte de los productos livianos hacia la Sierra y especializar a los carros-tanques en el transporte de los productos pesados.

Respecto de la evolución que ese sistema de transporte puede experimentar en el futuro, se señala que la puesta en marcha de la refinería de Esmeraldas planteará exigencias nuevas a dicho sistema que acaso muy probablemente lo obliguen a introducir modificaciones en su planteamiento.

Como ya fue visto, para 1976 (segundo semestre con mayor probabilidad) se espera poner en marcha la refinería estatal de Esmeraldas que procesará inicialmente unos 30.000 barriles/día.

Podría examinarse el problema de los costos alternativos que presentarían el transportar los productos por vía marítima hacia los diferentes puntos de la Costa, incluyendo Guayaquil y desde ésta utilizar el sistema combinado del poliducto Durán-Quito y los camiones-tanques, versus algún sistema de poliducto que cumpliera una función similar. Pero, tentativamente y como primer planteo, en el seno de la Junta de Planificación se ha comenzado a analizar una iniciativa que merece ser explicada aquí: proyectar un poliducto Esmeraldas-Quito que transportase, cuesta arriba, productos para toda la Región Serrana. La iniciativa contempla que sólo serían transportados por dicho sistema los productos livianos.

Otro aspecto complementario de este posible proyecto sería considerar la posibilidad de hacer funcionar el poliducto Durán-Quito en sentido inverso y transportar productos livianos desde Quito hasta Guayaquil.

O sea que se trataría de establecer todo un sistema de transporte de productos livianos desde la refinería hasta Quito y Guayaquil, atendiendo a las importantes poblaciones del lado oriental como Santo Domingo de los Colorados y toda la región Serrana al sur de Quito hasta donde el poliducto comienza su descenso hacia la Costa.

Complementariamente a lo anterior la iniciativa contempla que los productos pesados podrían ser transportados de Esmeraldas a Guayaquil -y obviamente los puertos intermedios- por buques-tanques y desde aquella ciudad hacia la Sierra por camiones-tanques.

Las características del poliducto Durán-Quito harían posible la inversión de su flujo el cual, obviamente, se facilitaría por ser pendiente abajo en gran parte de su recorrido. Además, su capacidad y la posibilidad de ampliación futura permitiría atender a los volúmenes de consumo a transportar hasta más allá de 1980.

En efecto como vimos en el Cuadro 1 los consumos de productos que interesan al planteo antedicho serían:

<u>Costa</u>	Consumo total productos livianos (Millones de barriles)	Poliducto Durán-Quito capacidad actual	Capacidad Futura
1975	3.5		
1980	5.3	4.8	9.6

De acuerdo a esto, la capacidad del poliducto a construir, tendría que contemplar los consumos de Quito y de la región serrana al menos en la próxima década; el mismo cuadro ofrece alguno de esos datos:

<u>Sierra</u>	Consumo total de productos livianos (Millones de barriles)
1975	3.2
1980	4.9

O sea que si se calcula un incremento de 10 por ciento aproximadamente, la capacidad del oleoducto no podría ser menor a 10 millones de barriles/año en 1990.

/Si este

Si este proyecto fuera considerado factible debería ser incluido en el capítulo de Transporte del Plan de Hidrocarburos; considerando la posibilidad de que su funcionamiento fuera simultáneo con la puesta en marcha de la refinería, habría que precisar su capacidad en forma similar a la planteada considerando su posible ampliación futura.

Respecto de los problemas de almacenaje, los cuadros 3 y 4 ilustran sobre dos aspectos esenciales que el país enfrenta actualmente y cuya corrección podría ser encarada dentro del Plan de Hidrocarburos.

Es conocido que la existencia actual de almacenaje es deficiente y no se ajusta a lo que exige la Ley en su Decreto Ejecutivo 295 de 11/II/1960, "Reglamento para la distribución y venta de productos derivados del petróleo crudo en el país" (publicado en el Registro Oficial N° 1067 del 12/III/1960).

En el cuadro 3 puede verse la capacidad de almacenaje existente actualmente en las principales localidades para los principales productos y, debajo de esas cifras, la cantidad de días de reserva que existe para cada producto.

Este cálculo se ha efectuado apreciando que cada localidad mencionada allí constituye la cabecera de la provincia donde está situada y/o de alguna provincia o provincias vecinas. Hacen excepción las refinerías y Durán, ya que las primeras se han considerado en relación a todo el país y Durán en relación a toda la región serrana.

Por no poder disponer de cifras históricas fidedignas de consumo por provincias ya que se observaron datos erróneos, se prefirió aplicar a nivel de provincias la tasa de incremento anual promedio por producto calculado a nivel nacional. Con tales proyecciones de consumo, se calculó en el cuadro 4 la capacidad de almacenaje que cada una de esas localidades debiera instalar adicionalmente para alcanzar a los quince días de reserva, legalmente obligatoria.

En el mismo cuadro y por debajo de aquellos volúmenes de almacenaje se calculó el monto aproximado de inversión que tales instalaciones podrán demandar.

Está claro que el cálculo es global y que no se identifica a quién corresponde dicha obligación, pudiéndose entender que debiera ser proporcional al mercado que cada empresa tiene en cada provincia.

/Volviendo al

Volviendo al gráfico donde se esquematiza el abastecimiento para el próximo quinquenio, podría interpretarse como obligación del Estado a través de CEPE, las siguientes acciones:

Primero: la importación de productos prevista para los años 1973/75 podría ser obligación de la Corporación Estatal y consiguientemente a ello CEPE comercializaría dichos productos en el mercado interno. En tal caso las obligaciones de almacenaje aludidas le corresponderían en igual proporción.

Segundo: a partir de 1976, el problema adquiere otras características si CEPE comercializase la producción que proyecta refinar, de igual modo tendrá la obligación de disponer del almacenaje establecido.

No se considera aquí la consecuencia que estos 2 hechos tendrán sobre la definición futura de una política de comercialización que, probablemente, habrá que ir definiendo gradualmente y que podrá tener distintos grados de ejecución a medida que CEPE vaya adquiriendo experiencia en este campo de actividades y que se aproxime el año de puesta en marcha de la refinería estatal.

Cuadro 3

CONSUMO DIARIO DE PRODUCTOS EN 1972 Y
ALMACENAJE EXISTENTE

(Barriles)

	Gasolina 63 oct.	Gasolina 80 oct.	Kerosene	Kerex	Diesel	Residuo
Carchi	10	2	-	5	3	-
Inbabura	118 1 476	163 2 721	4	20 95	102 357	-
Pichincha	1 544 10 800	1 889 14 000	94 1 647	248 1 000	1 328 1 400	402 -
Ocotopaxi	210 1 933	221 1 915	7	16 100	110 574	4
Tungurahua	319 1 409	311 2 716	11	32 100	98 576	
Chimborazo	204 2 410	156 2 608	16 302	20 100	120 571	263
Bolívar	85	126	8	6	62	-
Azuay	241	193	92	50	139	-
Cafiar	106	95	13	17	397	179
Esmeraldas	36	63	23	46	228	4
Manabí	172 3 300	495 11 317	81 2 290	21 1 363	429 6 420	303 3 845
Guayas	1 126 16 190	1 836 42 535	1 023 15 390	427 5 164	255 31 704	520 13 845
Los Ríos	119	158	64	35	197	23
El Oro	144 5 150	216 4 588	55 1 943	39 1 363	155 2 051	316
Loja	166	139	28	28	86	-
Napo	10 171	12 100	-	-	50 1 000	-
Pastaza	-	-	-	-	-	-
Morona	8	8	-	-	6	

Nota: Se han usado las tasas nacionales en cada una de las provincias lo que hace que en unas esté sobre-estimado, pero en otras, o sea, en las de mayor desarrollo relativo, esté subestimado.

Cuadro 4

AMPLIACION DEL ALMACENAJE PARA 15 DIAS EN LAS CAPITALS
PROVINCIALES Y LA INVERSION CORRESPONDIENTE

(Bariles)

	Gasolina.	Gasolina.	Kerosene	Kerex	Diesel	Residuo	Total Inversión por Provincia.
Carchi	<u>150,75</u> 452,52	<u>23,15</u> 99,45	-	<u>71,40</u> 240,20	<u>43,20</u> 129,60	-	895,77
Imbabura	<u>300,45</u> <u>901,35</u>	<u>56,10</u> <u>168,30</u>		<u>208,15</u> <u>624,45</u>	<u>1 171,25</u> <u>3 515,85</u>	-	5 209,95
Pichincha	<u>12 360,75</u> <u>37 082,25</u>	<u>14 405,15</u> <u>43 215,45</u>		<u>2 726,75</u> <u>8 180,25</u>	<u>18 428,40</u> <u>55 285,20</u>	<u>6 035,40</u> <u>18 106,20</u>	161 869,35
Cotacachi	<u>1 216,70</u> <u>3 650,10</u>	<u>1 409,00</u> <u>4 227,00</u>	<u>108,90</u> <u>326,70</u>	<u>140,00</u> <u>420,00</u>	<u>165,90</u> <u>497,70</u>	<u>53,55</u> <u>160,65</u>	9 282,15
Tungurahua	<u>3 377,80</u> <u>10 139,40</u>	<u>1 953,65</u> <u>5 860,95</u>	<u>170,70</u> <u>512,10</u>	<u>385,40</u> <u>1 156,20</u>	<u>886,80</u> <u>2 660,40</u>	-	20 323,05
Chimborazo	<u>659,60</u> <u>1 960,60</u>	+	+	<u>194,00</u> <u>582,00</u>	<u>1 236,20</u> <u>3 708,60</u>	<u>2 945,00</u> <u>11 635,00</u>	18 086,40
Bolívar	<u>1 274,25</u> <u>3 822,75</u>	<u>1 894,20</u> <u>5 682,60</u>	<u>125,40</u> <u>376,20</u>	<u>97,50</u> <u>292,50</u>	<u>235,70</u> <u>807,10</u>	-	12 981,15
Azuay	<u>3 617,85</u> <u>10 859,55</u>	<u>2 902,50</u> <u>8 707,50</u>	<u>1 382,85</u> <u>4 148,55</u>	<u>745,35</u> <u>2 236,05</u>	<u>2 092,50</u> <u>6 277,50</u>		32 223,15
Cañar	<u>1 593,15</u> <u>4 779,45</u>	<u>1 437,50</u> <u>4 252,50</u>	<u>198,15</u> <u>594,45</u>	<u>296,80</u> <u>770,40</u>	<u>5 960,40</u> <u>17 881,20</u>	<u>2 677,50</u> <u>8 032,50</u>	36 310,50
Esmeraldas	<u>540,75</u> <u>1 622,25</u>	<u>947,55</u> <u>2 842,65</u>	<u>339,30</u> <u>1 017,90</u>	<u>686,40</u> <u>2 059,20</u>	<u>3 414,30</u> <u>10 242,90</u>	<u>52,50</u> <u>157,50</u>	17 942,40
Nambí						<u>696,40</u> <u>2 089,20</u>	2 089,20
Guayas	<u>706,75</u> <u>2 120,25</u>			<u>1 295,00</u> <u>3 705,00</u>	<u>2 954,70</u> <u>8 864,10</u>		5 825,25
Los Ríos	<u>1 778,70</u> <u>5 336,10</u>	<u>2 372,85</u> <u>7 118,55</u>	<u>963,90</u> <u>2 891,70</u>	<u>519,00</u> <u>1 557,00</u>		<u>941,10</u> <u>1 023,30</u>	26 790,75
El Oro					<u>268,60</u> <u>805,80</u>	<u>4 747,20</u> <u>11 241,60</u>	15 047,40
Loja	<u>2 485,65</u> <u>7 456,95</u>	<u>2 038,20</u> <u>6 114,60</u>	<u>417,45</u> <u>1 252,35</u>	<u>426,45</u> <u>1 279,35</u>	<u>1 294,25</u> <u>3 884,85</u>		19 990,10
Napo		<u>85,40</u> <u>286,20</u>	<u>2,10</u> <u>6,30</u>				262,50
Pastaza	<u>116,70</u> <u>350,10</u>	<u>118,95</u> <u>356,85</u>			<u>84,00</u> <u>252,00</u>		958,95
							<u>386 113,02</u>
							<u>128 704,34</u>
							Total inversión en dólares
							Total ampliación B.

V. EL PANORAMA GENERAL DE LA EXPLORACION-EXPLORACION

A. COSTA

1. La exploración de hidrocarburos y las posibles perspectivas futuras

Un dato orientador sobre el área concedida para exploración en la Costa está consignado en el "Programa de desarrollo del petróleo" (Libro Tercero, segunda parte), integrante del Plan General de Desarrollo Económico y Social para el período 1969-1973.

Del total de superficie concedida desde 1903 hasta 1964 y hasta 1970 en todo el país, la Costa y el Oriente presentaban estos parciales:

<u>Superficies concedidas</u>		
Regiones	1903-1964	1903-1970
Costa	187.983	2.749.069
Oriente	<u>5.781.450</u>	<u>6.649.309</u>
<u>Totales</u>	5.969.433	9.398.378

A la fecha en que era redactado aquel informe (1964), inversamente a las superficies transcritas, la exploración había sido relativamente más intensa en la primera de dichas regiones que en la segunda, lo cual hace afirmar a sus autores lo siguiente:

"En esta importante fase de la industria petrolera, las actividades desarrolladas han dado resultados negativos casi completamente. De 130 pozos perforados en las exploraciones realizadas fuera de la Península de Santa Elena, ninguno de ellos ha resultado productivo".

"Si bien es verdad que no han habido resultados halagadores en las exploraciones realizadas en el Ecuador, es cierto que los trabajos han sido someros, especialmente en el Oriente, dejando los mismos mucho que desear. Es por esto que no se puede considerar al Ecuador como un país carente de recursos petroleros, ya que en realidad no ha sido ni medianamente explorado".

/Estas dos

Estas dos afirmaciones parecen válidas para su tiempo si se atiende a las perforaciones de exploración que se ejecutaron en ese período. En efecto, de los 130 pozos exploratorios perforados fuera de la Península de Santa Elena, sólo seis fueron en el Oriente y ciento veinticuatro en la Costa.

Empero y respecto del juicio sobre la exploración en la Costa, debe valorarse también la exploración que se efectuara mediante otros métodos, lo cual estuvo a cargo de tres compañías particulares que cubrieron gran parte de las áreas costeras de interés. Tales labores se ejecutaron entre los años 1940-1960 y el resumen de ellas, según la síntesis que presenta el informe geológico de la Misión del Instituto Francés de Petróleo (enero de 1968) indica que:

- Gran parte del área litoral fue cubierta por estudios fotogeológicos.
- La Cuenca de Progreso, Guayas, fue cubierta por cuatro estudios geológicos, principalmente dedicados a la estratigrafía.
- La totalidad de las Cuencas Costaneras fue cubierta por levantamientos gravimétricos.
- Gran parte de las cuencas costaneras -hacen excepción la provincia de Esmeraldas y la parte norte de la provincia de Manabí-, fueron cubiertos por levantamientos aereomagnetométricos.
- Que se ejecutaron varios perfiles de refracción dispersos en toda el área costanera.
- Gran parte de la Cuenca de Progreso (Provincia de Guayas) incluyendo un área costa-afuera, fue cubierto por levantamientos de sísmica de reflexión.
- De la ejecución de 50 pozos de exploración, 22 se perforaron en la Península de Santa Elena y 28 fuera de ella.

Esta vasta campaña exploratoria contrariamente a lo afirmado en el anterior Plan de Desarrollo mereció por parte de la Misión del Instituto Francés de Petróleo el juicio de una labor hecha "con seriedad y eficacia" que produjo un "trabajo considerable en una región difícil".

El análisis evaluativo de los trabajos descritos permitió llegar a la misión mencionada, a las siguientes conclusiones:

/Carecen de

- Carecen de interés las áreas Centrales y Sur de la Provincia de Esmeraldas por escaso espesor de rocas sedimentarias, las malas características físicas de las posibles rocas recipientes y la importante tectónica vertical.

- La parte Norte de la Provincia de Esmeraldas incluida la zona correspondiente al Zócalo Continental no pudo ser evaluada por falta de información, labor que debiera hacerse en comparación al área vecina de Colombia.

- La zona del Golfo de Guayaquil presenta interés por la posibilidad de descubrir petróleo en el área que se extiende desde Santa Elena, mar afuera; esta zona es tectónicamente compleja y hay varios objetos de interés en relación a respectivos niveles estratigráficos con posibilidades productivas.

- Presenta interés la Cuenca Interior de Manabí, por el buen espesor de sus rocas sedimentarias integrantes, una serie de indicios sobre la existencia de rocas madres de hidrocarburos y la de posibles rocas recipientes en facies detríticas del Eoceno, cuya extensión en la Cuenca merecería ser investigada.

Hecho este breve balance de las perspectivas de la región del zócalo y la Costa, veamos cuál es la situación actual en las concesiones allí otorgadas.

El cuadro 3 sintetiza el total de doce compañías, algunas de las cuales operan conjuntamente; tienen bajo concesión actualmente 2.612.115 hectáreas, de las que están en producción 64.492 hectáreas y en exploración 1.577.27 hectáreas. Es interesante destacar que 969.895.7, o sea el 37.1 por ciento del área total concedido a la fecha, está totalmente inactiva.

Dado que no son precisos los datos que se han obtenido respecto de la compañía Bradoo y que Cope realizará exploraciones en un futuro, prácticamente en exploración puede ser considerada el área de A.D.A. que constituye el 44 por ciento del área total concedida actualmente en la región costera.

Dicha compañía perforó en los años 1970-1971 y luego de efectuar estudios sísmicos, seis pozos según el siguiente detalle y resultados:

/Pozo 1.

Pozo	Prof. Final (Pies)	Prod. Inicial (Pies cúbicos por día)
1. Amistad N° 1	17.058	29.550.000
2. Amistad N° 2	11.305	Seco
3. Amistad N° 3	8.688	19.550.000
4. Playa N° 1	12.123	Seco
5. Esperanza N° 1	14.178	Seco
6. Amistad N° 4	10.514	15.300.000

A criterio de la Compañía A.D.A. ("Informe de las actividades de exploración desde I/I/71 hasta XII/71" presentado al Ministerio de Recursos Naturales y Turismo, Dirección General de Hidrocarburos), dichos descubrimientos no permiten asegurar que se trate de una misma acumulación gasífera, aún cuando en todos los casos el gas ha procedido del mismo horizonte productivo.

Se trata de la Formación Subibaja equivalente a Cordalitos, productiva en yacimientos próximos del Perú.

Al parecer la tectónica vertical muy compleja en esta zona, cuyas deformaciones más frecuentes son las fracturas, seccionan esta área del zócalo Continental en un sinnúmero de bloques de diferente posición altimétrica. Las fallas, como es característico en la Costa, corresponden a dos sistemas que tienen orientación NE-SO y ONO-ESE, aproximadamente.

Las comprobaciones efectuadas hasta ahora parecen no constituir un objetivo económicamente satisfactorio según la afirmación de los técnicos de dicha compañía, lo cual, si bien fue así afirmado en el informe de referencia, no ha sido fundamentado con otros datos técnicos, como ser planos estructurales, correlaciones, datos de reservas, etc. a criterio de la Dirección general de Hidrocarburos.

De todos modos y luego de suspenderse la perforación, A.D.A. a pesar de afirmar que con los pozos enumerados ha perforado las principales estructuras del área, anunció que reiniciará la exploración mediante cuatro nuevos pozos, dos de los cuales serán ejecutados en el zócalo y dos en las islas de Puná y de Santa Clara.

/Por otra

Por otra parte debe señalarse aquí el hecho más significativo sobre la perspectiva de este problema en general. Recientemente el consorcio Tenneco-Union Oil que explora frente a la costa peruana, un área contratada con el gobierno de ese país, ha obtenido en su primer pozo un caudal inicial de 5.246 barriles por día de petróleo y 18.4 millones de pies cúbicos de gas.

Esta zona, dadas las complicaciones tectónicas mencionadas, suele presentar en cortas distancias cambios significativos en las características estratigráficas de las rocas y consiguientemente en las condiciones físicas que rigen la productividad. En consecuencia al señalar este excelente resultado del pozo peruano no se pretende más que hacer resaltar el interés exploratorio que continúa teniendo esta zona; abundando en ello y por los datos trascendidos, el pozo de Tenneco-Union Oil estaría alineado aproximadamente con el eje NESO del Canal de Jambelí el cual no ha merecido hasta ahora mayor atención exploratoria.

Es obvio destacar lo siguiente:

- a) Hallar petróleo y/o gas en cantidades rentables en el área que se está considerando es para el Ecuador de extraordinario interés, si se computa la posibilidad de incrementar la producción de petróleo que en el quinquenio se piensa lograr en el Oriente del país;
- b) El rango de producción inicial que se logró en el pozo peruano es excepcionalmente bueno;
- c) La localización de posibles yacimientos en el Zócalo Continental obligará a importantes inversiones pero, al menos en la experiencia peruana y hasta cierta profundidad de aguas, ello no sólo es rentable sino que durante un período en dicho país, esa zona demostró ser la de mayor reserva y más dinámica expansión.
- d) Dicha zona por su situación cercana a Guayaquil, optimiza su interés económico.

Cuadro 3

AREAS COSTANERAS EN CONCESION Y ACTIVIDAD
ACTUAL DE LAS COMPAÑIAS.

Compañía	Superficie actual en concesión	Actividad
Anglo Ecuadorian	80 191.50	En producción
Adobe	14 224.80	Inactiva
Cautivo	23 194.88	Producción
	88 273.50	Exploración
Concepción	8 700.90	En producción
OVE CIA	7 270.94	-
Puig Arosamena	2 460.80	En producción
ADA	869 111.84	En exploración
Cope	265 741.50	Inicia exploración
Ecuador Pacific	375 000.00	Inactiva
Quintana	375 000.00	Inactiva
Bradco P.	354 600.00	En exploración sísmica
Sta. Rosa SA	<u>198 400.00</u>	Inactiva
	2 662 110.66	
<u>Totales</u>		<u>Porcentaje</u>
En producción	114 488.08	4.3
En exploración	1 577 726.84	59.3
Inactivas	969 895.74	36.4
<u>Total general</u>	<u>2 662 110.66</u>	<u>100.0</u>

2. Síntesis de la producción y reservas de petróleo

Es conocida la situación de que el Ecuador fue, sucesivamente, un país exportador de petróleo (1925-1960) y exportador-importador desde 1961 a la fecha, claro que con un desbalance creciente por la declinación de los yacimientos y el incremento del consumo interno.

Ello fue el resultado de una caída continua de la producción nacional de petróleo procedente de sus viejos yacimientos costeros frente a una sostenida demanda del consumo interno.

Los yacimientos aludidos de la Península de Santa Elena produjeron petróleo en forma continua desde 1925 y los datos de producción y reservas que se transcriben seguidamente, ilustran elocuentemente sobre la evolución comentada

	<u>Reservas</u> (MM. Bls)	<u>Producción</u> (MM. Bls)	<u>Relación Reservas/</u> <u>Producción</u>
1955	25	2.5	10
1960	20	2.8	7.1
1965	10.7	2.8	3.8
1970	7.5	1.4	5.3
1971	6.2	1.3	4.7

Para apreciar ajustadamente los volúmenes totales de hidrocarburos que dicha zona produjo, se consignan también los volúmenes en barriles de gas licuado y gasolina natural producidos en igual período anterior.

	<u>Gasolina natural neta</u> (Barriles)	<u>Gas licuado</u> (LPG)
1955	171.363	
1960	126.981	5.300
1965	118.819	11.492
1970	127.215	47.536
1971	121.749	52.060

/Es obvio

Es obvio destacar que la producción de la gasolina natural y el gas licuado, no constituye un aporte volumétrico muy significativo a la producción de petróleo ya comentada.

3. La existencia de gas y su potencialidad posible

Como se verá en el capítulo relativo a la exploración en la Costa, las últimas comprobaciones de intereses en esta región han sido las logradas en los pozos Amistad N° 1, 3 y 4 que resultaron gasíferos con una producción total e inicial de 64.400.000 pies cúbicos/día.

No se dispone de la información geológica y geofísica para poder efectuar una interpretación de los rasgos característicos de esta zona pero, a juzgar por el juicio que ha emitido la Compañía ADA en documentos presentados al Ministerio, se cree que entre los citados sondeos no existe una continuidad estructural; o sea que cada uno de los pozos parece haber sido perforado en un bloque independiente.

Es conocida la complejidad tectónica del área de la Costa y el zócalo lo cual no es óbice para hallar producción rentable de petróleo y petróleo/gas como lo prueban los yacimientos de Santa Elena y, en Perú, tanto los viejos yacimientos como las producciones que en el Zócalo ha obtenido la compañía Belco en los últimos años y, recientemente, la comprobación de Tenneco-Union Oil.

Las futuras exploraciones permitirán definir este problema con una mayor cantidad de datos nuevos.

/Mapa

B. ORIENTE

1. Resultado de la exploración y su significado

La etapa exploratoria llevada a cabo en el Oriente del Ecuador, se ha caracterizado por éxitos significativos en los últimos siete años, con el descubrimiento de unos quince campos productores posibles de petróleo.

Esta circunstancia y el ulterior desarrollo de algunos de ellos, ha permitido la movilización de la producción y la exportación del petróleo a efectuarse en el futuro inmediato; todo esto en un plazo de siete años, lo cual debe ser considerado todo un acierto en la programación y la ejecución de los diversos trabajos realizados.

La sucesión de los hechos comentados, ha situado al petróleo en un rol dinámico en el contexto de la economía ecuatoriana e, independientemente de otros medios estructurales y/o instrumentales que se dispongan para lograr satisfacer las necesidades financieras del país, es evidente que aquél constituye uno de los principales recursos, el que ha de caracterizar una etapa histórica del Ecuador. En consecuencia, la problemática que presenta el petróleo ha de señalar no sólo su evolución económica sino también su ordenamiento y funcionamiento institucional.

Dos importantes aspectos deben ser examinados antes de bosquejar las líneas estratégicas que pudieran ser recomendadas. Estos son el volumen de la reserva del petróleo y el volumen y ritmo de la producción; asimismo la relación que ambos deben guardar entre sí en una proporción técnicamente aceptable.

2. El conocimiento de las reservas, sus características y distribución

Dentro de la Cuenca Subandina, antiguo depósito sedimentario que se desarrolla al oriente de los Andes, desde Venezuela hasta el norte de la Argentina, se presentan subcuencas o envasamientos locales, una de las cuales tiene lugar desde el sur de Colombia hasta el norte y centro norte del Perú. Dicho envasamiento, fuertemente asimétrico tiene su parte central en el límite ecuatoriano-peruano y desplazado hacia la Cordillera; en su cierre norte y parte más oriental de su faldeo oriental, se desarrolla un área de suave pendiente, después de la cual un talud de mayor pendiente se inclina hacia el centro de la Cuenca.

/Los yacimientos

Los yacimientos de petróleo han sido descubiertos principalmente en el área de suave pendiente o de plataforma, tanto en el cierre norte -donde fue hallado el yacimiento de Orito-, como en la extensión del faldeo oriental. Las formaciones productoras son las llamadas Napo y Hollín, de edad cretácica, que han sido halladas entre los 5.000 y 15.000 pies, aproximadamente, según la situación de los pozos exploratorios en la Cuenca.

Dichas formaciones geológicas constituyen el recipiente de la reserva petrolera del Oriente Ecuatoriano y el conocimiento de su volumen real es aún parcial, no sólo porque la exploración es todavía incompleta sino, además, porque se discrepa sobre la reserva ya descubierta y reconocida por el principal consorcio de compañías concesionarias: Texaco-Gulf y Asociadas.

En efecto, sobre esta última han trascendido varias cifras: el menor volumen que consideran las compañías concesionarias alrededor de 1.000 millones de barriles en condición de reserva probada, el volumen intermedio calculado por un experto internacional de 1.300 millones de barriles en igual condición, y un cálculo efectuado por una compañía consultora norteamericana cuyas cifras superan en algo los 2.300 millones de barriles con carácter de reserva probada y probable. Se espera que la discrepancia será resuelta mediante un estudio que efectuará una firma internacional especializada, por contrato con el Gobierno.

Además de la reserva comentada, aunque con menor importancia relativa se han reconocido otros volúmenes por intermedio de las compañías Cayman y el Consorcio A.S.U.C. (Anglo, Superior, Union y Chevron) obre cuyas perspectivas volveremos más adelante.

Pero un aspecto que se quiere destacar es que, sobre un total de áreas transferidas a las compañías que a la fecha alcanza a 6.057.739 hectáreas, solamente unos 2 millones de hectáreas han sido objeto de una exploración intensa. Dentro de dicha extensión se halla, justamente, el área del Consorcio Texas-Gulf, única que a la fecha está en condiciones de aportar producción evacuable. El resto del área, concedida entre los años 1968-70, ha sido explorada parcialmente y gran parte de ella a un ritmo lento o no explorada.

No puede afirmarse esquemáticamente que ocurra una correspondencia directa de causa a efecto entre el área que fuera más explorada y el hallazgo en ella de la mayor reserva probada del petróleo. La ocurrencia

1/ Ver Peruvian Times, Abril 21 de 1972. Página 4: Artículo de Frank J. Garduer: "Ecuador prepares to go onstream with Jungle oil".

de petróleo en ciertas áreas de una Cuenca es debida a múltiples factores que dependen de las rocas recipientes, su continuidad, las características físicas de dichas rocas, de la forma de la Cuenca y, finalmente, del posible movimiento migratorio del petróleo antes de su situación definitiva y actual.

Empero, no cabe duda que una afirmación tal como "a mayor exploración más probabilidades de hallar petróleo", es válida.

Las disposiciones contractuales y legales, relativas al ritmo y celeridad con que debían ser efectuados los trabajos exploratorios parecen haber respondido a dos criterios distintos: los contratos de asociación y concesión suscritos hasta 1970 contienen obligaciones mínimas de inversión, en tanto la Ley de Hidrocarburos, obligaciones más fuertes de inversión. Es evidente que las primeras constituían verdaderas imprevisiones para un país y una región donde a esas fechas no sólo era conocida la mera existencia de petróleo comercial sino que ya se habían descubierto varios campos productores.

Las disposiciones legales transitorias vienen a corregir aquella imprecisión y constituyen, a la fecha, el instrumento útil para acelerar la exploración por cualquiera de los métodos o procedimientos que el Estado elija en su acción futura.

3. La producción de petróleo en el futuro inmediato

Recientemente, el Consorcio Texas-Gulf comenzó la explotación de sus campos petrolíferos desarrollados (Lago Agrío, Sacha, Shushufindi) y la exportación de petróleo se inició el 15 de agosto pasado.

Varios son los problemas que conlleva este comienzo de la explotación, pero el principal de ellos lo constituye el sostenimiento de la producción programada: 150.000 barriles/día al comenzar, alcanzando durante todo el año 1973 o gran parte de él los 250.000 barriles/día, siguiendo en tal nivel durante toda la década o gran parte de ella.

Cabe aquí una disgresión técnica: los yacimientos de la Texas-Gulf están principalmente regidos por presión hidráulica, pero en la primera etapa de su producción dicha presión se combina con la llamada presión de roca. El gas parece ser un componente secundario y no tiene mayor relevancia como agente energético ni como recurso.

/Esto significa

Esto significa decir que en todos los pozos habrá una fuerte caída de la producción en el primer período de explotación -6 meses o un año aproximadamente- después del cual y cuando la presión esencial sea de las aguas, declinarán con menos intensidad. Dado que los pozos productores son aproximadamente un centenar y se estima que difícilmente ellos alcancen su rendimiento promedio de 2.500 barriles/día/pozo, es evidente que la producción anunciada será difícilmente alcanzada y menos sostenida, si no se efectúan otros trabajos que permitan mantener la consecuente producción anunciada.

Dichos trabajos consistirán en exploraciones por parte del Consorcio Texas-Gulf para el posible descubrimiento de nuevos campos, en desarrollo en los campos ya descubiertos y en trabajos de recuperación secundaria en los campos en producción. Todo esto ha sido programado por dicho Consorcio y ello significaría una inversión total de 210 millones de dólares en diez años, según fue anunciado en la nota reservada que esa empresa dirigiera al Ministerio de Recursos Naturales.

Se entiende de lo dicho con anterioridad que, en el mejor de los casos y en la situación actual, dado que el oleoducto tiene una capacidad máxima de 250.000 barriles por día, ese sería el máximo de producción que se podría alcanzar.

Empero, debe observarse que toda expansión de la reserva comprobada debiera ser puesta en producción para aumentar aquel volumen a cifras más significativas para la economía del país. Esto debe ser enfatizado porque de lo dicho con anterioridad, puede asumirse que un desarrollo y una exploración más intensa podrían, con cierto grado de probabilidad, lograr un sustancial incremento de dicha reserva.

Si se observa el programa tentativo de producción anexo a este breve informe, se notará la incorporación posible de producciones que podrían ser aportadas en 1975 por la compañía Cayman. Esta apreciación no se basa en dato concreto alguno que comunicara esa empresa sino del conocimiento que se tiene de la productividad de los pozos exploratorios que resultaron productivos en dicha área. Tales aportes de producción y los que eventualmente pudiese aportar A.S.U.C. de su yacimiento Tigüino, situado inmediatamente al sur del área de Aguarico Pastaza, permitiría conjeturalmente sostener una producción mayor a 250.000 barriles/día, desde 1975, que podría llegar a alcanzar los 400.000 barriles/día.

/Este incremento

Este incremento posible de la producción debiera programarse conjuntamente con el aumento de la capacidad de transporte del oleoducto, el cual, por las referencias conocidas, podría ser acondicionado mediante una inversión que no superaría los 20 millones de dólares.

Aparte de las áreas con perspectivas inmediatas, corresponde señalar que en el Perú, en el último año, la empresa estatal ha perforado tres sondeos de exploración en las proximidades del río Corriente, que resultaron los tres con producción comercial de petróleo. Dado que dicha área podría ser considerada continuación de la que tienen contratada Curaray y Amoco, tales zonas tienen, después de aquel resultado un valor potencial.

PLAN DE HIDROCARBUROS 1973-1977

Programa tentativo de la producción de petróleo del Oriente
Ecuatoriano

(Miles de barriles)

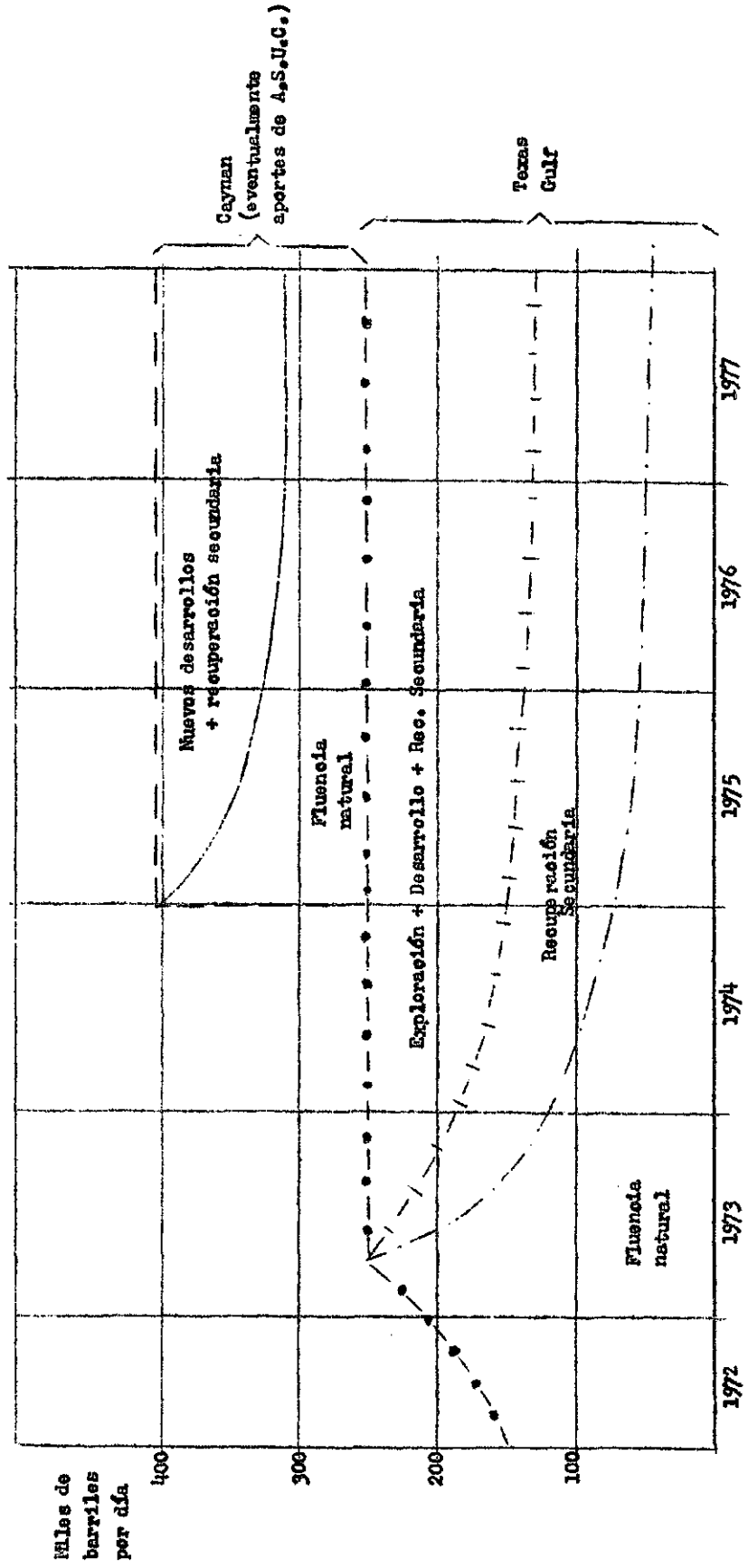
	1972	1973	1974	1975	1976	1977
Producción/día	170	250	250	400	400	400
Producción/año	28 000	91 000	91 000	146 000	146 000	146 000
<u>Estructura posible de la producción</u>						
Texaco-Gulf y Asociadas	170	200	250	300	300	300
	28 000	91 000	91 000	109 000	109 000	109 000
Cayman	-	-	-	100	100	100
	-	-	-	37 000	37 000	37 000
Productor eventual ASUC B'	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-
<u>Total</u>	<u>170</u>	<u>250</u>	<u>250</u>	<u>400</u>	<u>400</u>	<u>400</u>
	<u>28 000</u>	<u>91 000</u>	<u>91 000</u>	<u>146 000</u>	<u>146 000</u>	<u>146 000</u>

a/ Se trata del yacimiento Tigüino que eventualmente puede incorporar su producción si es desarrollado. Incorporaría su producción compensando declinaciones de producción de Texaco-Gulf y Cayman.

/Gráfico

PLAN DE HIDROCARBUROS, 1973-1977

Gráfico hipotético de la producción de petróleo



Cuadro 5

PLAN DE HIDROCARBUROS

Mecanismos, Plazo y Superficie Total de las áreas
revertidas o a revertir (Has)

Compañías	Superficie actual	F e c h a d e r e s e r s i ó n			
		31/XII/72	VII/73	VII/75	II/VIII/77
Texaco-Gulf					
Aguarico- Pastaza	1.000.000	504.000			
Minas y Petróleo	437.500	<u>214.500</u>			
Subtotal		718.500			
A. S. U. C.	2.373.750		1.424.243	394.748	
Grance	332.000		144.200	26.400	
Curaray	400.000		240.200	40.000	
Shenandoah	380.000		<u>228.000</u>	<u>36.000</u>	
			2.091.643	497.240	
Amoco	400.000	En asociación		240.000	40.000
OKC	400.000			240.000	40.000
Cayman	335.000			<u>201.000</u>	<u>27.000</u>
Subtotal				681.000	107.000
Totales	6.058.239	718.500	2.091.643	1.178.148	107.000
(% parcial)		(17.5%)	(51%)	(28.8%)	(2.7%)
(% acumulado)			(68.5%)	(97.3%)	(100%)
TOTAL	6.058.239				4.095.291

/VI. SUGERENCIAS

VI. SUGERENCIAS SOBRE LA POSIBLE FUNCION DEL ESTADO
EN LA COYUNTURA ACTUAL Y EN EL FUTURO INMEDIATO

De todo lo anterior se desprenden los hechos siguientes:

1. Las reservas conocidas y las áreas con probabilidades de resultar productivas y que deben ser desarrolladas, permiten considerar que los volúmenes y petróleo a obtener por el Consorcio Texas-Gulf en los próximos años - desde 1973 a 1975 inclusive -, podrá alcanzar los 90 millones de barriles/año, si se continúan con el desarrollo de los campos ya descubiertos, con la exploración y el desarrollo de nuevos campos, y se efectúa en todos ellos trabajos de recuperación secundaria.

2. Todo incremento de aquel volumen de producción, es dable esperar de nuevos aportes que podrían efectuar los yacimientos de la Compañía Cayman y eventualmente el yacimiento Tigüino del Consorcio A.S.U.C., si éstos son desarrollados en los próximos dos años, dicha producción puede ser conducida al oleoducto y éste es ampliado en su capacidad de transporte.

Tales condiciones para el cumplimiento de una meta de gran interés para el país, están señalando ya un camino de acción a las entidades estatales cuyos pasos concretos en tal sentido podrían ser:

3. Considerar todo el programa de producción nacional de petróleo como una empresa común y en tal sentido, convocar a las empresas a su cumplimiento.

Los volúmenes aquí propuestos pueden ser considerados desde ya como cifras provisionarias para iniciar las tratativas, que podrán ser modificadas de común acuerdo. Empero la parte estatal no debiera dejar de tener presente que ellas constituyen apreciadas metas por su importante significado en el desarrollo del país.

4. En pos de aquellas metas, el Estado podría, en los casos de contratos de asociación y aprovechando las disposiciones complementarias a la Ley de Hidrocarburos, redactar los nuevos contratos de asociación con un rol más activo por parte del Estado en su intervención empresaria. Ello podría permitir que se acordase un programa de trabajos en el área de Cayman con especial dedicación al desarrollo de los campos ya descubiertos lo cual haría posible el aporte complementario de producción que requiere el programa propuesto.

5. Las mismas disposiciones complementarias a la Ley establecen la concertación en el término de un año de un contrato tipo para los casos de

/ concesiones. La

concesiones. La introducción en esos contratos de obligaciones de trabajo e inversión de exploración acordes con los que establece la ley, pareciera ser el procedimiento más adecuado para asegurar, en un plazo prudente, la exploración de las áreas concedidas a dichas compañías.

6. La creación de CEPE como el instrumento empresarial específico del Estado, plantea un nuevo elemento en el rol de éste y ello merece ser tratado con más detenimiento.

a) En un primer paso la CEPE, tendrá que atender a su organización interna. Pero para ello debe definir el campo de su actividad así como el ámbito geográfico donde ella tendrá lugar. La ley de su creación es explícita y a ella deberá ajustarse, contemplando que de por sí o mediante asociación con terceros, esta corporación deberá participar de todas las etapas de la industria petrolera.

b) En el campo de la exploración-explotación, su primera oportunidad de actuación debieran ser los nuevos contratos de asociación con las compañías OKC, Amoco y Cayman. Con las primeras, la actuación de la Corporación debe impulsar una exploración hasta ahora lenta y, con la segunda, debe participar de un desarrollo cuya importancia ya fue explicada.

c) Por otra parte, las reversiones de áreas que tendrá lugar durante el período que media entre XII/72 y VII/77 le permitirán a CEPE diseñar una programación sobre la exploración complementaria de esas áreas, luego de un estudio de los trabajos geológicos y geofísicos realizados con anterioridad así como de las perforaciones. Obsérvese que con las reversiones de diciembre de 1972 y julio de 1973, el 68 por ciento de las 4,096.000 Has. que revertirán al Estado, estaría desde esta última fecha a su disposición. Una parte de aquel porcentaje (17 por ciento) corresponde a la reversión del Consorcio Texas-Gulf y de Minas y Petróleo, en cuyas áreas ha sido frecuente el hallazgo de petróleo, aunque con problemas de densidad y fluencia en el caso de aquella última.

Con los modelos de contratos de asociación y concesión que estará por ser aplicado a la fecha de la reversión de parte del área que actualmente dispone el consorcio A.S.U.C. - julio de 1973 -, los estudios que han de efectuarse en el segundo semestre de ese año sobre tal zona y los que durante todo el año puedan hacerse del área revertida por Texas-Gulf y Minas y Petróleo, durante 1974 y cualquiera sea el contrato que se adopte, podrán intensificarse fuertemente los trabajos exploratorios para tratar de definirlos dentro del período del plan, si es posible.

/ d) Paralelamente

d) Paralelamente y como tarea concreta, la CEPE actualmente se ocupa de los estudios, control, etc., concurrentes a la contratación de la construcción de la refinería de petróleo. Seguidamente se ocupará de sus operaciones, momento desde el cual procesará crudo del Oriente por un volumen equivalente al 60 por ciento de la capacidad total de dicha planta.

Evidentemente y, dado que para la refinería estatal se ha programado inicialmente un volumen de refinación (10 millones de barriles por año) muy inferior a su capacidad total (18 millones de barriles/año) todo incremento de la refinación en el futuro será absorbido por ella.

Corresponde entonces plantearse cuál ha de ser la política a desarrollar en comercialización, entendiéndose que el Estado puede pretender cubrir dicho campo de actividades según las siguientes sugerencias:

i) Absorber el incremento de la demanda a partir aproximadamente de los años 1973/74, o sea del momento en que la capacidad de las refinerías nacionales no cubra totalmente el mercado interno; en tales circunstancias, podría acudir a la importación de productos y tomar la responsabilidad de su comercialización.

Es obvio que en esta oportunidad podrá iniciarse el expendio de gasolina de mayor número octánico.

ii) Reemplazar parcialmente a las compañías comercializadoras a partir del año 1976, o sea desde la puesta en marcha de la refinería estatal, en términos que contemplen la situación de ambas partes pero atendiendo fundamentalmente a la presencia de CEPE, para entonces ya actuando en el mercado, y a la proporción a cargo del Estado del total de crudo que para esa fecha se estará procesando en el país.

Es obvio destacar que estas sugerencias resultarán económicamente ventajosas y constituirán una interesante experiencia no sólo de valor comercial para dicha Corporación sino, además, de incremento de su prestigio político-institucional.

Consideraciones generales

Algunas de las observaciones de detalle no fueron consideradas en la redacción de este informe, habiéndose preferido un enfoque de tipo conceptual. Asimismo, no se independizaron con rigor metodológico: Objetivos y Metas,

/Políticas, etc.,

Políticas, etc., en pos de una simple recomendación dentro de cada campo de acción cuya finalidad ha sido presentarla en el plano concreto. Por ello se mezclaron en muchos casos, circunstancias, conceptos estratégicos con políticas y hasta detalles instrumentales.

Es evidente que se trató con menor detalle las perspectivas de las áreas costeñas y del zócalo por tratarse de un problema de segundo orden en la coyuntura actual. Ello no impide señalar que se debe prestar atención también a dicha región como objetivo exploratorio, porque su localización estratégica y la comprobación efectuada últimamente en el Perú, la revalorizan.

Todo lo relativo a las metas de producción y de inversión en exploración y explotación, ha sido apreciado con los elementos de juicio recogidos en la Junta de Planificación y en el Ministerio de Recursos Naturales. En el caso de programa posible de producción, cabe hacer las siguientes salvedades:

1. El volumen de producción para 1972 puede ser logrado según las referencias recogidas sobre la productividad media de los pozos que inician su producción.

2. El correspondiente a 1973 puede ser menor por: declinación de los pozos que inician su producción en 1972 y por falta de nuevos desarrollos dado que los tres equipos de perforación que actúan en la zona, deben dedicarse durante el segundo semestre de 1972 a reconocer nuevas estructuras ante la inminencia de la reversión que vence el 31-XII-72.

3. El volumen de producción correspondiente a 1973 se basa en que los trabajos de Exploración tengan un cierto éxito que permita la incorporación de nuevos campos productores, que se efectúen desarrollos y que los trabajos de recuperación secundaria den un resultado favorable en el mantenimiento de la presión de los campos.

Respecto de las inversiones posibles de exploración y desarrollo, tienen cierto fundamento en el caso de Texas-Gulf. Pero son meramente conjeturales en los casos restantes y debieran ser consideradas metas mínimas para el quinquenio; obsérvese que aún cuando no se tienen datos totales de inversión sobre el quinquenio pasado, si el consorcio Texas-Gulf invirtió aproximadamente 130 millones de dólares en exploración y desarrollo en 5/7 años en un área de 1.000.000 de Has., es apropiado proponer una inversión mínima de 264 millones de dólares para un área seis veces mayor.

/Cuando se

Cuando se afirmó que "la producción total de petróleo nacional debe ser considerada una empresa común no se hizo una afirmación meramente declarativa. Se sugiere que ello debe ser implementado mediante los siguientes órganos técnicos:

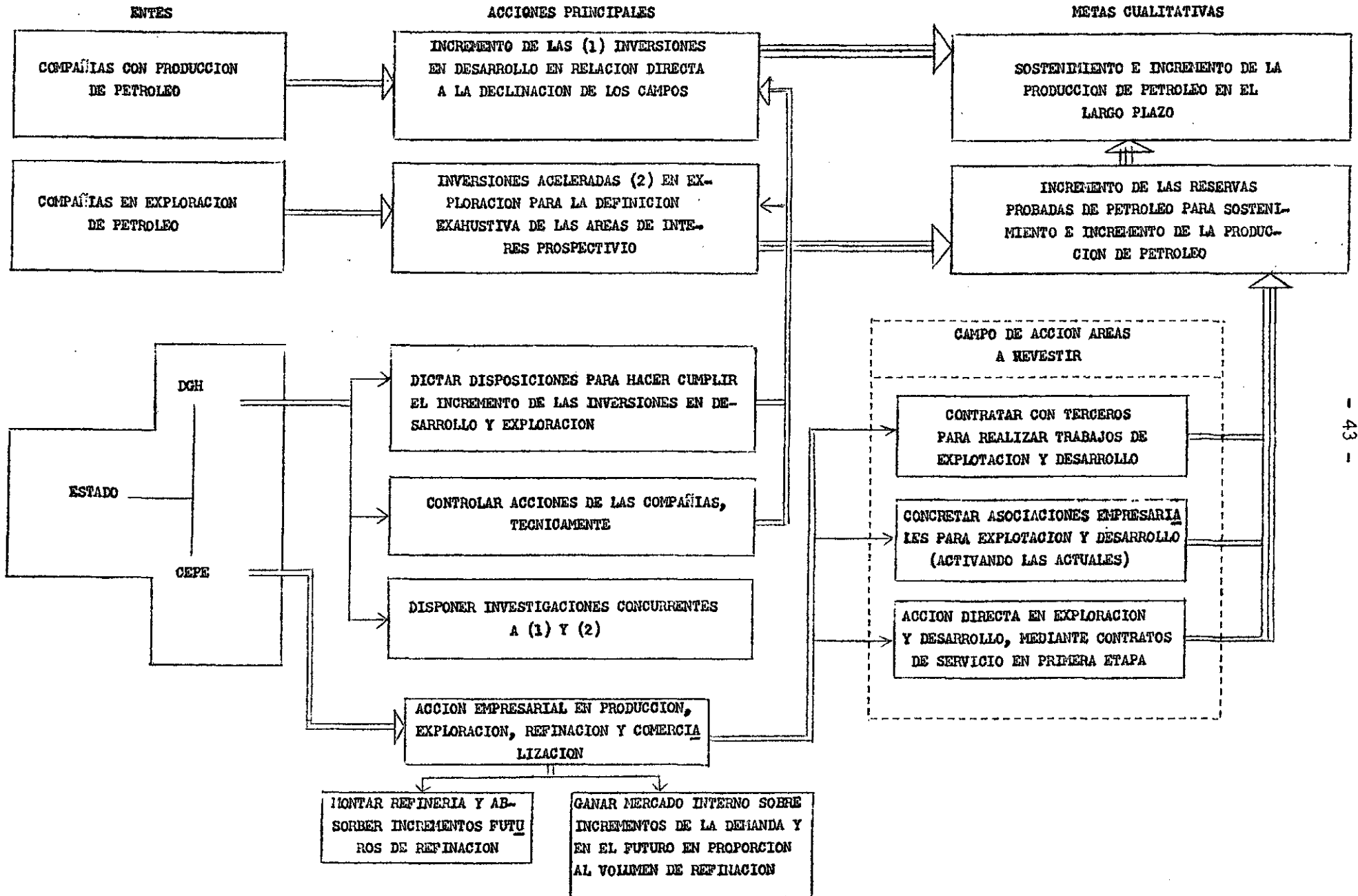
4. Constituir cuando no lo hay y hacer funcionar cuando en los contratos esté previsto pero que en la práctica no funcionan, los llamados comités de operaciones como juntas paritarias de tipo técnico entre cada compañía y los representantes del Ministerio de Recursos Naturales (D.G.H.), cuyas metas cualitativas generales deben ser la ampliación de las reservas y el mantenimiento e incremento de la producción.

5. Constituir un "Comité General de Operaciones Petroleras", formado por un delegado técnico de cada compañía y los delegados del Ministerio de Recursos Naturales (D.G.H.), el cual debiera estar presidido por el Director General de Hidrocarburos. Este comité será el responsable de la implementación de las directivas que surjan de dicho Ministerio para el cumplimiento de las metas de exploración y producción de petróleo, las cuales, obviamente habían sido examinadas en el momento de su formulación por el mismo organismo.

Los comités de operaciones parciales, pueden ser considerados sub-comisiones del Comité General, además de otras específicas a crear para problemas especiales.

/Funciones de

FUNCIONES DE LAS COMPAÑIAS Y EL ESTADO EN LA ACTIVIDAD PETROLERA



VII. LAS PRINCIPALES INVERSIONES POSIBLES
EN EL QUINQUENIO 1973-1977

No existen datos precisos sobre las actividades totales que se desarrollarán en el sector en el próximo quinquenio, ello obliga a efectuar conjeturas y estimaciones para poder calcular las inversiones que se harán durante dicho período, las cuales se basan en parte en datos generales adelantados por algunas compañías y, en otros y en mayor grado, en apreciaciones nuestras que se apoyan en ciertos supuestos convenientes y su grado de probabilidad.

En el orden de la exploración-explotación se consideraron las inversiones siguientes:

- Las anunciadas por el Consorcio Texaco-Gulf para los próximos diez años, tratando de apreciar los montos posibles para el período 1973-77.
- Las que podrían ser efectuadas en las áreas que serán revertidas en los años 1972, 1973 y 1977, según el calendario del Cuadro 5.
- Las posibles que podrían realizarse en las áreas que han sido contratadas por compañías particulares, actuando éstas con un adecuado ritmo de actividades de exploración y/o explotación y exceptuando las áreas a revertir, ya consideradas en el punto anterior.

2. En el orden del transporte, las inversiones computadas fueron:

- Las correspondientes a la ampliación del oleoducto Lago Agrio-Puerto Balao para alcanzar en 2/3 años una capacidad de transporte de 400.000 barriles/día.
- La estimada globalmente para transportar por oleoducto unos 150.000 barriles/día desde la zona petrolífera de la compañía Cayman (Fanny-Mariann) hasta Lago Agrio, sobre el supuesto de una determinada extensión productiva de la misma y su consecuente desarrollo.
- La inversión, también estimada globalmente, para construir un poliducto entre Esmeraldas-Quito para el transporte de la Costa a la Sierra de los productos livianos que producirá la refinería de Esmeraldas desde 1976.

/3. En refinerías

3. En refinerías sólo se consideró la inversión ya calculada de 43 millones de dólares que insumirá la construcción de la refinería de Esmeraldas.

4. En almacenaje se calculó globalmente la inversión necesaria para poder disponer en las principales localidades del país, de una capacidad de depósito para los principales productos, de no menos de 15 días.

Veremos seguidamente, con algún detalle, las inversiones consideradas en exploración-explotación en la región del Oriente.

Las inversiones anunciadas por Texaco-Gulf corresponden a un decenio y serán dedicadas a tres finalidades:

- a) Surgencia artificial y recuperación secundaria en los yacimientos de Lago Agrio, Sacha, Shushufindi y Aguarico.
- b) Exploración de nuevas zonas y desarrollo de las áreas que resultan petrolíferas productivas.
- c) Surgencia artificial y recuperación secundaria en los yacimientos a descubrir y desarrollar en el futuro.

Nuestra hipótesis fue: 1) que durante el quinquenio se podría efectuar 14 pozos exploratorios y unos 140 pozos de desarrollo; 2) que la inversión en surgencia artificial y recuperación secundaria durante el quinquenio podría representar dos tercios del total de la inversión posible a realizar durante un decenio.

Se estimó además que la ampliación de la capacidad del oleoducto podría alcanzar los 20 millones de dólares.

Como puede verse en el cuadro número 2, el total de inversión que se calculó en este caso alcanza a los 140 millones de dólares para el quinquenio, o sea el 65 por ciento de la inversión que el Consorcio Texaco-Gulf ha mencionado como posible a realizar durante un decenio.

En el caso de las áreas que irán revirtiendo según el calendario del cuadro número 3, se asumieron ciertas proporciones probables:

- d) Que en las áreas consideradas como de interés exploratorio, podría ser perforado un pozo de exploración cada 20 o 30.000 hectáreas.

/ e) Que sobre

- e) Que sobre un total posible de 37 pozos exploratorios podrían ser descubiertos unos 7 yacimientos, lo cual, si bien podría ser interpretado como una proporción baja, debe considerarse que se trata de zonas descartadas luego de una primera selección que harán las compañías para poder cumplir con la obligación de reversión.
- f) Que en los yacimientos a descubrir podrían ser perforados unos 15 pozos de desarrollo por yacimiento, asumiéndose que en esa etapa de la exploración ya no se trataría de las acumulaciones más notables.
- g) Que del total estimado de inversiones a realizar en estas áreas a revertir, o sea 35 millones de dólares, según el detalle que puede verse en A y B del cuadro número 3 (55 millones en pozos exploratorios y 30 millones en pozos de desarrollo), podría asumirse que un 70 por ciento sería invertido durante el quinquenio y el resto después del año 1977. Debe señalarse que, como el cálculo de las inversiones posibles a realizar en las áreas que serán revertidas ha sido hecho sobre superficies, no se expresa aquí quienes serán los sujetos de la inversión, pudiendo ser empresas contratistas y/o asociadas a CEPE, participando esta corporación o no en dichas inversiones.

Como fuera ya dicho, en tercer lugar se calcularon también las inversiones que podrían realizar las compañías contratistas en las áreas que durante el quinquenio irían siendo retenidas y operadas por ellas. En este cálculo se consideran las siguientes eventualidades:

- h) Que entre las compañías que actualmente tienen contratos de asociación con el Gobierno Ecuatoriano, O.K.C. y Amoco, sólo perforasen pozos exploratorios y en un número que podría considerarse máximo para ellas en el período considerado y atendiendo a las posibilidades de sus respectivas áreas, en función de su extensión y los trabajos exploratorios ya realizados en la segunda de ellas.
- i) Que la compañía Cayman dedicase su mayor esfuerzo a perforar pozos de desarrollo en la zona de Fanny-Mariam, los cuales podrían alcanzar un total de 60 pozos entre los años 1973-1975 o bien entre los años 1973-1977, en dos diferentes alternativas con distinto ritmo de trabajo.

/j) Que del

- j) Que del restante grupo de contratistas, el Consorcio Anglo-Superior-Union-Chevron desarrollase su yacimiento de Tigüino durante 1974-75 (o 1973-74 si este trabajo se adelantase) y que el número de pozos de desarrollo llegase a veinte.
- k) Que los trabajos de Grace (Sun Oil) y del grupo World Ventures se efectuasen según dos alternativas: en la primera de esas compañías se asumió que las áreas que comprobara productivas podrían ser desarrolladas mediante la ejecución de treinta pozos de desarrollo en tres años (1974-1976) o bien sesenta pozos en igual período de tiempo.

En la segunda, la alternativa fue que el Consorcio World Venture sólo continuase su exploración o bien que, además de ello, en los años 1975 y 1976 efectuase unos 20 pozos de desarrollo en las proximidades de otros exploratorios que descubrieren con anterioridad al petróleo pesado. En este último caso se consideró que para dicha fecha estaría terminado un estudio de factibilidad de exploración de ese tipo de crudos, el cual será efectuado dentro del ámbito del proyecto que actualmente se está gestionando con el Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas.

Puede observarse entonces que en el final del cuadro número 4 se presentan las dos alternativas de trabajos e inversión y que en el cuadro número 5, donde se totalizan las inversiones, se prefirió adoptar la alternativa I considerándola la más conveniente para los planes de producción que se explicaron anteriormente. Asimismo puede observarse que se agregó a la inversión que realizaría la compañía Cayman, una estimación de la correspondiente al tendido de un oleoducto que transportaría unos 100 a 150.000 barriles/día desde sus yacimientos hasta Lago Agrio; el ajuste del monto de esta inversión deberá ser calculado en la redacción definitiva del Plan de Hidrocarburos.

Finalmente, se vuelve a destacar que los cálculos de inversión detallados precedentemente como puede apreciarse al razonar sobre sus fundamentos, sólo tienen un carácter de magnitud global y son conjeturales en varios aspectos. Pretenden meramente y a falta de precisiones inalcanzables con tanta anticipación, aportar datos aproximados que permitan apreciar comparativamente al sector y su evolución posible en el período, respecto del lustro precedente.

Cuadro 9

PLAN DE HIDROCARBUROS, 1973-1977

Inversiones anunciadas por Texaco Gulf en los
próximos 10 años 1972-1982

	<u>Millones de dólares</u>
1. Para surgencia artificial y recuperación secundaria en los yacimientos de Lago Agrio, Sacha, Sushufindi y Aguarico	30
2. Para exploración, desarrollo, surgencia artificial y recuperación secundaria en nuevos campos futuros	185
<u>Total</u>	<u>215</u>
3. Hipótesis nuestra sobre la estructura de la inversión:	

		<u>(Millones de dólares)</u>	
		<u>10 años</u>	<u>5 años</u>
Exploración	20 pozos	30	20
Desarrollo	200 pozos	60	40
Surgencia artificial y recuperación secundaria		60	40
Ampliación capacidad del oleoducto		20	20
Otros		45	20
<u>Total</u>		<u>215</u>	<u>140</u>

Cuadro 10

PLAN DE HIDROCARBUROS 1973-1977

Inversiones posibles en pozos de exploración y desarrollo
en áreas a revertir durante el período

Áreas	Fecha	31-XII-72	VII-73	VII-77	2-VII-77
A. 1. Áreas a revertir (ha)		718 200	2 091 443	1 178 148	105 500
2. Áreas con interés posible (ha)		143 000	420 000	235 000	20 000
3. Pozos de exploración a perforarse		5	20	12	-
4. Total de pozos (1973-1977)					37
5. Inversión posible en pozos de exploración			55 millones de dólares		
B. 1. Relación de éxito a esperar:			7 yacimientos		
2. Pozos de desarrollo a perforarse			100 pozos de desarrollo		
3. Inversión posible en pozos de desarrollo			30 millones de dólares		
Total A + B (Exploración más Desarrollo) = 85 millones de dólares					
C. 1. Trabajos que se realizarán entre 1973-1977:			Exploración 69% = 25 pozos		
			Desarrollo 30% = 30 pozos		
			<u>Total</u> 55 pozos		
2. Inversión posible en pozos de exploración y desarrollo entre 1973-1977.			Exploración 35 millones de dólares		
			Desarrollo 9 millones de dólares		
3. Total inversión posible entre 1973-1977					44 millones de dólares

Cuadro 11

PLAN DE HIDROCARBUROS: ESTIMACION DE LAS INVERSIONES POSIBLES
EN POZOS DE EXPLORACION Y DESARROLLO, 1973-1977

(Compañías excluidas Texaco-Gulf y Asociadas)

Compañías	Er.	Des.	1973		1974		1975		1976		1977	
			Miliones de dólares	Pozos	Miliones de dólares	Pozos	Miliones de dólares	Pozos	Miliones de dólares	Pozos	Miliones de dólares	Pozos
Contratos de asociación												
OKC	(75)		1.5	1	1.5	1	1.5	1	-	-	-	-
Cayman	(75)	I	6	20	6	20	6	20	-	-	-	-
		II	3	10	3	10	3	10	3	10	3	10
Amoco	(75)		3	2	3	2	3	2	-	-	-	-
<u>Subtotal</u>		I	<u>10.5</u>	<u>23</u>	<u>10.5</u>	<u>23</u>	<u>10.5</u>	<u>23</u>	-	-	-	-
		II	<u>7.5</u>	<u>13</u>	<u>7.5</u>	<u>13</u>	<u>7.5</u>	<u>13</u>	<u>3</u>	<u>10</u>	<u>3</u>	<u>10</u>
(Otros contratos)												
ASUC	(73)		6	4	3	10	3	10	-	-	-	-
Sherantoah	(73)		4.5	3	3	2	-	-	-	-	-	-
Sun Oil	(73)	I	-	-	6	20	6	20	6	20	-	-
		II	4.5	3	3	10	3	10	3	10	-	-
W. Ventures	(73)	I	3	2	3	2	3	2	-	-	-	-
		II	3	2	3	2	3	10	3	10	-	-
<u>Subtotal</u>		I	<u>13.5</u>	<u>9</u>	<u>15</u>	<u>24</u>	<u>12</u>	<u>32</u>	<u>6</u>	<u>20</u>	-	-
		II	<u>18</u>	<u>12</u>	<u>12</u>	<u>24</u>	<u>9</u>	<u>30</u>	<u>6</u>	<u>20</u>	-	-
<u>Total</u>		I	<u>24</u>	<u>32</u>	<u>25.5</u>	<u>47</u>	<u>22.5</u>	<u>54</u>	<u>6</u>	<u>20</u>	-	-
		II	<u>25.5</u>	<u>25</u>	<u>19.5</u>	<u>37</u>	<u>16.5</u>	<u>43</u>	<u>9</u>	<u>30</u>	<u>3</u>	<u>10</u>
			Dólares		Pozos							
Total			I	78	153							
Período			II	73.5	145							

Cuadro 12

PLAN DE HIDROCARBUROS

Estimación general de las inversiones totales, 1973-77
(Valores globales tentativos)

	<u>MM US\$</u>
I. Trabajos de exploración-desarrollo	
-Texaco-Gulf y Asociadas	120
-Resto de las compañías actualmente en operaciones	78 ^{1/}
-Inversiones posibles sobre áreas a revertir	<u>44</u>
SUBTOTAL	242
II. Sistema de Transporte terrestre y Almacenaje (Oleoductos, etc.)	
-Texaco-Gulf y Asociadas (ampliación Oleoducto)	20
-Cayman (Oleoducto Fanny-María Lago Agrio)	20
-Poliducto Esmeraldas-Quito	30
-Almacenaje	<u>1</u>
SUBTOTAL	71
III. Refinerías	
CEPE	<u>48</u>
GRAN TOTAL	<u>361</u>
GRAN TOTAL SIN REFINERIA	<u>313</u>

1/ Se eligió la variable de inversión considerada más convenientemente

Nota: No se computa la inversión en la Flota Petrolera.

