ILPES
Programa Servicios
de Asesoría
Santiago, Chile
Noviembre 1978

Circulación Restringida
Documento de Trabajo Nº 6
Convenio JUNAPLA-BID-ILPES

DIAGNOSTICO, PROGNOSIS Y CRITERIOS A APLICAR EN UNA ESTRATEGIA PARA EL SECTOR ENERGIA EN EL ECUADOR EN 1979 */

El presente documento de trabajo fue elaborado por el Consultor del ILPES señor Alberto Bozzolo. Es de carácter preliminar y está sujeto a revisiones de fondo y forma.

78-12-2865

El presente documento de trabajo forma parte de la asesoría que ILPES está prestando a la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica del Ecuador (JUNAPLA), para la formulación del Plan Nacional de Desarrollo 1980-1984. Esta asesoría se realiza dentro del Convenio de Cooperación Técnica JUNAPLA-BID-ILPES. El documento es de carácter preliminar y está sujeto a revisiones de fondo y forma.

Indice

Página

/Capítulo V

Página

Capítulo I

LOS RECURSOS ENERGETICOS

De los recursos energéticos tradicionales, el Ecuador sólo dispone en cantidades significativas de energía hidráulica e hidrocarburos, siendo escasa y de baja calidad la ocurrencia de carbón, un lignito que aparece en Biblián, localidad situada en el centro sur del país, cerca de Cuenca, el cual actualmente es utilizado en hornos para cal.

En lo referente a recursos energéticos no tradicionales, acaso la potencialidad más significativa sean los minerales radioactivos, ubicados en localidades del sur cordillerano del país y cuya ocurrencia se presume a lo largo de la cordillera oriental. Si bien a la fecha puede existir alguna apreciación de su potencialidad, sus datos no han trascendido y se consideran de carácter confidencial.

Respecto a la energía geotérmica, no se han efectuado estudios sistemáticos, aunque podría conjeturarse una interesante potencialidad, ya que el Ecuador es cruzado por las cordilleras andinas donde la actividad volcánica remanente es fuente de este tipo de energía en varios países americanos, como Chile, Nicaragua, El Salvador, México, etc., en las cuales ya existe aprovechamiento o bien se está en proceso de ello.

1. Recursos hidroeléctricos

De acuerdo a una estimación que hiciese CEPAL, en 1967, el Ecuador tiene un potencial hidroeléctrico equivalente al 5.4 por ciento de los países de América Latina, o sea, 17.2 miles de MW sobre un total para la región de 317 miles de MW.

/En la

En la actualidad la capacidad instalada en centrales hidroeléctricas en el país es de unos 600 MW con un factor de capacidad de 50 por ciento, aproximadamente.

De acuerdo a la potencialidad mencionada, en los últimos diez años, aproximadamente en el país se han adelantado mucho los estudios tendientes a un mejor conocimiento de las cuencas hidráulicas y, paralelamente a ello se está en el proceso de construcción de presas, una de las cuales ha sido habilitada recientemente y otras están en construcción o estudio. Y su puesta en marcha en la próxima década constituirá un importante avance en el aprovechamiento de estos recursos y una atenuación del soporte que vienen dando los productos del petróleo a la generación eléctrica.

2. Petróleo y gas

Es conocido que, en el Ecuador, dos son las regiones donde ocurren yacimientos explotables de hidrocarburos, ellas son: litoral pacífico y el oriente.

En el primero de los casos, la existencia de petróleo es conocida desde principios de siglo pero su explotación comercial se inició aproximadamente en 1925 y prosigue, aunque con poco significado económico, en la actualidad; en el oriente fue descubierto en los años sesenta, aunque su exploración llevó varias décadas de trabajos previos.

La reserva de petróleo descubierta en el oriente ecuatoriano fue originalmente de unos 1 800 millones de barriles, de los cuales se han extraído unos 600 millones de barriles hasta la fecha y como reserva remanente, habría, según diversas estimaciones, de 1 150 a 1 400 millones de barriles a obtener en recuperación primaria.

/Esta reserva

Esta reserva se distribuye en unos 22 campos o yacimientos, de los cuales cinco han sido los principales: Lago Agrio, Shushufindi, Sacha, Aguarico y Auca, los tres primeros activos desde 1972 y los dos últimos en producción desde 1974 y 1975, respectivamente. Los 17 yacimientos restantes se incorporarán a la producción, gradualmente, en los tres a cuatro años próximos.

Sobre la producción de petróleo a disponer para consumo interno en el futuro inmediato, las perspectivas podrían ser de una tendencia declinante a pesar de la incorporación de los nuevos yacimientos mencionados.

Este fenómeno principalmente atribuido a una escasa expansión de la reserva comprobada durante el sexenio transcurrido desde 1972, en relación a los volúmenes extraídos, por lo que se impone iniciar un nuevo y dinámico período de exploración.

Dicha escasez de reservas induce a plantearse programas de producción que resultarán insuficientes para las exigencias de la demanda interna, al menos tal como ella se ha manifestado en el último sexenio (1972-1977), en dicho período la tasa anual promedio fue mayor al 15 por ciento.

Ello podrá alcanzar un punto crítico entre los años 1984-1986, fecha en la cual podría iniciarse la importación de petróleo.

Corresponde también mencionar que para conformar la oferta a la demanda interna en ciertos productos, actualmente se importan gasolinas, diesel, turbo-jet y aun cuando la capacidad de refinación será ampliada al año 1981-82, continuará la importación de productos si la demanda continúa evolucionando como hasta ahora.

Las disponibilidades de gas tienen diversas localizaciones y orígenes. Gas natural se produce en los yacimientos de la Península de Santa Elena y en el Golfo de Guayaquil; en el primer caso asociado a la producción de petróleo y en el segundo, donde se trata sólo de metano y seco, la

/comprobación se

comprobación se efectuó en el Golfo de Guayaquil y aún su explotación no se ha iniciado.

También gas natural en algunos casos con fuerte participación de CO_2 y en otros sin este gas inerte, se produce de los yacimientos orientales, principalmente de Shushufindi y Sacha (formación Napo).

De estos gases naturales, sólo se produce y aprovecha como combustible el gas natural de la Península de Santa Elena cuya licuefacción se realiza in situ y distribuye en botellones para consumo doméstico. El gas metano del Golfo de Guayaquil está en reserva para su utilización como materia prima industrial en dos proyectos cuyos estudios están muy avanzados: fertilizantes nitrogenados y producción de hierro esponja; subsidiariamente acaso también podrá utilizarse como combustible para generar termoelectricidad para dicho complejo industrial.

Respecto del gas natural de los yacimientos orientales, hasta ahora sólo se utilizó parcialmente para disminuir la contrapresión en la surgencia de los pozos de petróleo en proyectos de gas lift; los volúmenes restantes fueron liberados a la atmósfera desde el comienzo de la explotación.

Actualmente, está en construcción una planta de recuperación de gas en el campo de Shushufindi, con una capacidad máxima de 320 ton/día, la cual podrá operar desde 1979 en adelante.

Con todos estos aportes el balance de oferta y demanda de gas denota déficit en 1978 y en 1982; y excedente en 1979, 1980, 1981 y 1983, en volúmenes que podrían ser exportados. La perspectiva a futuro depende en gran parte de la demanda interna, tanto doméstica como eventualmente industrial y de la oferta, y esta última podría mantenerse en lo referente a los aportes de la Península de Santa Elena y Esmeraldas, pero escuetamente,

/podría reducirse

podría reducirse en Shushufindi, donde los caudales de gas dependen de los volúmenes de petróleo a producirse según los programas de producción de petróleo adoptados, ya que el gas se produce asociado al petróleo en una relación aproximadamente constante.

3. Energía nuclear

Existen noticias sobre una presunta potencialidad que tendría el Ecuador en minerales radioactivos, trascendidas a partir de anomalías detectadas en una zona cordillerana del sur del país; si los programas de prospección minera para la mejor identificación de estos minerales confirmaran dichas reservas, podrían ser considerados una potencialidad minera, en primer lugar, y como una potencialidad energética, seguidamente.

Varios son ya los países de América Latina que han prestado atención a este tema: la Argentina, donde está construyendo actualmente la segunda usina para generar electricidad a partir del uranio natural de su propia producción; Brasil que tiene contratadas unas 8 usinas de nucleoelectricidad a partir del uso del uranio de su propia producción pero enriquecido; Perú que ha comenzado sus estudios evaluativos de minería y paralelamente está desarrollando los estudios de aplicación, estimándose que en 1995 podría tener en operaciones una usina nucleoeléctrica.

Ecuador podría, simultáneamente, contemplar la utilización de esa posible riqueza mineral como generadora de electricidad en el largo plazo, acaso en la última década del Siglo XX, pero cuyo enfoque programado sería conveniente ir contemplando ya.

/4. Energía geotérmica

4. Energía geotérmica

Los estudios de las fuentes geotérmicas en América Latina se han desarrollado en las últimas dos décadas y su aprovechamiento en la segunda de ellas. Todas ellas, como se dijo, están localizadas en la vasta región geográfica vinculada a los plegamientos del terciario, o sea, el cordón de plegamientos circumpacíficos.

Si bien en los casos señalados no se trata de plantas de gran capacidad, en todos ellos su aprovechamiento constituye una solución a requerimientos locales de energía, sobre todo cuando en la zona no existen otras fuentes alternativas. Tal es el caso del Tatio en Chile, localidad situada en el norte de ese país, donde no hay hidrocarburos, es muy distante del circuito central interconectado de electricidad, no existen saltos de agua utilizables y, finalmente, no hay insolación suficiente para pensar en la utilización de la energía solar.

Resumiendo: los recursos energéticos disponibles de producción nacional y en forma significativa, para los próximos 5 a 10 años, son: el petróleo, y el gas, con la salvedad de la declinación anotada, excepto el descubrimiento de nuevas reservas y su puesta en el mercado; la hidroelectricidad, cuyo aprovechamiento creciente podrá asegurar la autonomía energética de las instalaciones fijas, eventualmente de unidades móviles, del mediano al largo plazo; un posible aprovechamiento de la presunta potencialidad en ocurrencias explotables de minerales radioactivos a largo plazo.

Secundariamente, los estudios a efectuar podrían aconsejar el aprovechamiento de la energía geotérmica, así como otras formas de energía no convencional como la energía solar, la eólica y el gas de residuos, etc. Sobre todo ellos existe sobrada experiencia internacional que podría ser aplicada en el Ecuador.

/Capítulo II

MATRIZ INSUMO-PRODUCTO, PRECIOS DE COMPRADOR - ECUADOR 1975 MILLONES

		1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5 A	3.5 B	3.6	3.7	3.8	3.9	4
1.1	Agricultura y Silvicultura	211	55	-	7	1	3.524	455	348		44		2	-	7	10	-
1.2	Ganadería y Avicultura	11	18	-		-	1.115	160	1	-	49	-	-	-	-		-
1.3	Caza y Pesca	-	2	-		-	433	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.1	Minas y Canteras	8	-	-		46	25	5	-	2	93	5	181	-	-	-	3
2.2	Hidrocarburos	-	-	-	-	11	-	-	-	-	1	600	-	-	-	-	10
3.1	Alimentos, bebidas y tabaco	6	175	10	5	-	2.044	1	6	57	54	-		-	-	2	-
3.2	Textiles, confecciones y calzado	10	3	14	2	-	30	1.103	7	-	32	-	-	-	4	7	1
3.3	Madera y muebles	58	-	12	6	-	-	40	97	-	2	-	-	3	25	1	3
3.4	Papel e Imprentas	16	-	-	1	-	7	30	-	1.554	67	-	16	-	20	-	-
3.5A	Productos Químicos	845	191	3	30	34	450	227	40	79	1.754	23	26	45	77	18	22
3.5B	Petroquímica	185	12	80	15	20	20	-	1	5	2	87	-	-	-	104	365
3.6	Minerales no metálicos	80	4	5	30	50	50	1	5	-	30	-	176	36	23	1	7
3.7	Mecánicas y metalmecánicas básicas	72	3	23	24	245	-	25	16	30	1	20	16	881	692	11	17
3.8	Fab. de máquinas, equipos	140	15	17	11	58	30	-		4	-	50	-	-	294	2	19
3.9	Otras Industrias	91	9	20	3	61	113	68	31	51	37	15	51	69	206	51	5
4.	Electricidad, gas y agua	53	5	4	8	6	98	32	14	6	58	35	37	23	28	12	48
5.	Construcción	10	-	-	17	10	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	1
6.	Comercio, Hoteles, restaurantes	2.137	1.162	87	78	317	2.167	1.384	177	442	1.788	35	475	170	2.679	374	3
7.	Transportes y Comunicaciones	362	56	10	96	420	254	181	56	15	172	165	117	32	176	46	83
8.	Establecimientos financieros	240	27	7	8	34	148	139	7	76	55	38	17	3	52	15	10
9.	Otros servicios mercantiles	111	35	26	14	170	312	149	37	153	482	51	23	25	144	22	28
10.	Gobierno y otros servicios no Mercantiles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total Insumos	4.646	1.772	318	355	1.487	10.820	4.000	843	2.454	4.721	1.126	1.137	1.287	4.401	674	630
	Insumos Nacionales	3.922	1.671	318	349	1.429	9.830	3.413	799	1.346	2.622	801	944	363	3.646	632	622
	Insumos Importados	724	101	-	6	58	990	887	44	1.108	2.099	325	193	924	755	42	8
	Remuneraciones pagadas	2.836	684	289	73	71	1.453	985	320	361	672	89	287	53	477	17	155
	Excedente de explotación	11.899	7.335	877	999	10.873	3.606	847	306	956	1.449	300	296	63	1.091	433	625
	Impuestos indirectos-subsidios	26	9	2	-	2.483	36	13	-	9	10	1	3	3	14	2	1
	Depreciación	328	90	4	8	86	577	388	74	117	272	120	142	94	112	20	98
	Otros (Derechos/Importaciones)	247	13	-	6	-	904	629	12	174	842	274	5	22	1.013	46	-
	Valor Agregado Bruto	15.336	8.131	1.172	1.086	13.513	6.576	2.862	712	1.617	3.245	784	733	235	2.707	518	879
	Valor Bruto de producción pc.	19.982	9.903	1.490	1.441	15.000	17.396	6.862	1.555	4.071	7.966	1.910	1.870	1.522	7.108	1.192	1.509
	Importaciones CIF	1.490	203	-	34	-	774	1.826	198	1.356	4.042	1.869	374	4.506	13.782	964	57
	Oferta Total	21.472	10.106	1.490	1.475	15.000	18.170	8.688	1.753	5.427	12.008	3.779	2.244	6.028	20.890	2.156	1.566

Capítulo II

RASGOS GENERALES DE LA ACTUAL OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA

La demanda de energía total en 1976, considerando los principales recursos usados como ser hidrocarburos, hidroelectricidad y leña, alcanzaba entonces a un total de 3 189 300 de toneladas equivalentes de petróleo (t.e.p.).

Esta totalidad debe ser considerada como apreciativa porque si bien los datos correspondientes al petróleo y el gas podrían ser considerados exactos, la equivalencia para la electricidad térmica fue hecha en base a los consumos reales de diesel y residuo por las plantas respectivas y en grandes cifras; de igual modo se procedió al cálculo de la hidroelectricidad utilizando la relación deducida de la termoelectricidad, bajo el concepto que dichos volúmenes de petróleo podrían haber sido requeridos para generar la electricidad consumida de ese origen.

En cuanto a la leña se utilizó el índice de 0.180 t.e.p./cápita por el 90 por ciento de la población rural más el 10 por ciento de la población urbana a esa fecha; no habiéndose computado el bagazo utilizado ni ningún otro desecho vegetal, por falta de datos.

De todos modos entendemos que la estimación es válida para efectos comparativos, así como para evaluar la evolución de su estructura hacia el futuro.

1. Oferta y demanda de la energía comercial

El consumo nacional a nivel de la energía comercial, o sea excluyendo el consumo de la leña, alcanzó en 1976 a 2 486 700 t.e.p. donde la participación por recursos fue la siguiente: hidrocarburos 93.5 por ciento (petróleo 91.9 por ciento y gas 1.6 por ciento) e hidroelectricidad 6.5 por ciento.

/Esta situación

Esta situación tanto a nivel de la energía total como de la energía comercial, muestra un cuadro estructural de la demanda y su consecuente ajuste de la oferta interna, con predominante soporte en los hidrocarburos y en particular en el petróleo; secundariamente en la leña y finalmente en la hidroelectricidad.

Si comparamos el cuadro anterior de participación de los recursos con el que presentaba en 1966, observamos un fuerte crecimiento de los hidrocarburos y una menor participación de la hidroelectricidad.

Hidrocarburos			
	t.e.p.	721.4	2.286.2
	%	(89.8)	(93.5)
Hidroeléctrica			
	t.e.p.	81.6	163.0
	%	(10.2)	(6.5)
Total:		803.0	2.449.2

Este fenómeno parece haberse desarrollado con estas características como consecuencia de la incorporación del Ecuador a la categoría de los países que producen petróleo en cantidades que exceden todavía al consumo interno y, consecuentemente, exportan.

Ello motivó un crecimiento de la economía y su consecuente expansión de la demanda de combustibles derivados del petróleo para el transporte (automotores para carga, servicio público y para pasajeros); igualmente la demanda de electricidad que acompañó al fenómeno antedicho, fue satisfecha con una oferta inmediata de termoelectricidad como el medio más rápido, más barato en términos de inversión fija y más disponible en la emergencia.

/Tal expansión

Tal expansión de la termoelectricidad se ha producido predominantemente en el sector público, ya que los autoproductores contribuyen con un ínfimo porcentaje al total de la oferta.

Regionalmente considerada, el total de la energía comercial consumida al año 1976, reconoce un fuerte predominio de la región costera (69.21 por ciento) seguida por la serrana (30.12 por ciento) siendo poco significativa la demanda de la región oriental (1.77 por ciento).

Este predominio de la costa en el consumo de la energía comercial, es atribuible, en la última década, al incremento del consumo de los hidrocarburos, lo cual resultaría explicado por una mayor expansión de la termoelectricidad y su consecuente consumo de productos de petróleo (diesel y residuo), así como a una mayor demanda en esa región de productos para el transporte automotor.

De tal modo, el consumo total de productos de petróleo en las regiones Sierra y Oriente, sumado, fue en 1976 aproximadamente la mitad del consumo de la costa.

2. Oferta y demanda de electricidad

La oferta total de electricidad al año 1976 fue de 1.693 millones de KWh, o sea 459.300 t.e.p., lo que significa una participación del 22.2 por ciento en el total de la energía comercial.

La estructura demuestra un fuerte predominio de la electricidad térmica con 1.095.2 millones de KWh (298.300 t.e.p.) sobre la hidroelectricidad, 598.3 millones de KWH (163.000 t.e.p.). Ello significa que la participación en la electricidad total, de una y otra forma de generación, fue de 15.6 por ciento y 6.6 por ciento en el año de referencia.

/Esta característica

Esta característica estructural de predominio de la termoelectricidad a nivel nacional estaba ya presente en la década anterior a la actual, pero se acentuó fuertemente durante la década presente, tal como puede verse según la capacidad instalada en 1966 y 1976.

MW

	1966	1976
Hidráulica	89.526	139.844
	(43.7%)	(28.6%)
Térmica	111.066	348.947
	(56.3%)	(71.4%)
Totales:	204.592	488.791
	(100%)	(100%)

Considerando la evolución de la capacidad instalada en relación a las regiones naturales en iguales años, se puede cuantificar el desarrollo de ambas formas de generación eléctrica y sus diferencias relativas.

(KW y %)

	Hidráulica		Térmica		Totales	
	1966	1976	1966	1976	1966	1976
Costa	2 576	2 282	98 704	239 709	101 280	241 991
	(2.5%)	(0.94%)	(97.5%)	(99.06%)	(100.0%)	(100.0%)
Sierra	86 850	135 214	16 342	99 474	103 192	234 688
	(84.2%)	(57.6%)	(15.8%)	(42.4%)	(100.0%)	(100.0%)
Oriente	100	2 348	20	9 436	120	11 784
	(83.3%)	(19.9%)	(16.7%)	(80.1%)	(100.0%)	(100.0%)

/Se hace

Se hace evidente que en todas las regiones naturales disminuyó la participación de la energía eléctrica de origen hidráulico y aumentó la participación de la termoeléctrica; pero el incremento de la termoelectricidad en la costa fue francamente mayoritario en KW instalados, así como que, de los incrementos habidos en hidroelectricidad, el mayor corresponde a la sierra.

Sectorialmente, los datos obtenidos para 1976 sobre el consumo de electricidad total por actividades económicas demuestran que el consumo predominante es el atribuible al sector doméstico-comercial y en segundo término a la actividad industrial; en el último término se colocaría el alumbrado público.

Esta estructura, presenta modificaciones en los años transcurridos entre los dos extremos de la década considerada:

	%	
	1966	1976
Dom-comercial	37.5	56.2
Industria	33.5	30.8
Alumbrado público	3.3	4.7
Servicios Municipales, etc.	6.9	s/d
Pérdidas y robos	17.1	s/d
Otros	2.7	s/d
	100.0	100.0

En efecto, lo más significativo podría ser la mayor participación del sector doméstico comercial y una menor participación de los consumos de la industria.

/3. Oferta y

3. Oferta y demanda de los productos del petróleo

Siendo que como fuera expresado antes, el principal soporte de la oferta de la energía comercial radica en los productos del petróleo, el examen de su estructura es de primordial importancia en una caracterización diagnóstica.

La oferta de productos de petróleo, o sea la suma de volúmenes de productos producidos en las refinerías nacionales más los productos importados, evolucionó desde 1973 a 1977, según muestran estos volúmenes globales, en millones de barriles:

	1973	1974	1975	1976	1977
Nacionales	11.5	12.96	14.36	15.39	19.07
Importados	0.08	0.08	0.30	1.40	0.71
Totales:	11.58	13.04	14.66	16.79	19.78

Dicha evolución se ajustó a la evolución de la demanda que para esos años experimentó un fuerte crecimiento como puede apreciarse en los volúmenes y las tasas anuales de crecimiento siguientes:

(En millones de barriles)

1973	1974	1975	1976	1977
10.27	11.83	14.30	16.40	18.37
72-73	73-74	74-75	75-76	76-77
11.3%	13.6%	19.9%	12.2%	14.9%

/Dicho fenómeno

Dicho fenómeno puede ser examinado a nivel de productos, por sectores económicos y regionalmente, lo que permite identificar qué actividades se constituyeron en las de mayor demanda y qué productos demandaron así como qué magnitudes presentó en las grandes regiones naturales del país.

Siempre considerando el período de mayor significado para examinar los mismos fenómenos en la actividad, o sea 1973-77, se observa que los productos con mayor demanda fueron las gasolinas, los kerosenes, el diesel-oil y el L.P.G.

Si bien las tasas más altas se produjeron en el gas líquido de petróleo, ello no tuvo un gran significado volumétrico en comparación con los otros productos.

Las gasolinas sí constituyeron volúmenes muy significativos y dado su peso relativo en el total de productos, el crecimiento de su demanda adquiere un peso singular.

Concurrentemente a la demanda de gasolinas, el diesel oil y los residuos que casi duplicaron su demanda en cinco años, constituyeron en 1977 el 85 por ciento del total de productos; en la demanda global de estos tres productos se identifica el dinamismo creciente del consumo.

Respecto de los sectores económicos, los datos del Cuadro 3 demuestran que los mayores consumos se hallan en transportes, electrificación, doméstico-comercial y pesca, siendo el consumo directo de industria y de agricultura de menor significado. Es obvio que electrificación se revierte luego, según viéramos con anterioridad en el sector doméstico-comercial e industria, lo cual puede ser apreciado en el gráfico 3.

Aquellos cuatro primeros sectores alcanzan al 94.5 por ciento del total de productos.

/En dicho

En dicho cuadro se advierte que a excepción de las gasolinas que son consumidas casi exclusivamente por transportes, el diesel lo es principalmente por transportes, la pesca y en menor medida por la generación termoeléctrica; y el residuo principalmente por transportes y la generación eléctrica.

En el resto de los productos, resaltan los consumos domésticos principalmente de kerosenes y, aunque el cuadro no los presente, los crecientes consumos de L.P.G.

Considerando las grandes regiones naturales, el consumo de productos de petróleo alcanzó su mayor significado en la costa, cuyos volúmenes demandados triplican los de la sierra, siendo el oriente de poco significado. El cuadro 4 señala para 1976 que la demanda en la costa alcanzó al 74 por ciento del total de productos, la sierra sólo presentó un 25.3 por ciento y el oriente el 0.7 por ciento.

Dentro de cada región, una provincia lidera la demanda de productos; ése es el caso de Pichincha en la sierra, de Guayas en la costa y de Zamora-Chinchipe en el oriente, pero ningún caso es tan significativo como el de Guayas cuyo consumo de productos significa el 76 por ciento de su región y el 56 por ciento del total nacional.

El consumo de Pichincha, en cambio es sólo el 16 por ciento del consumo de la sierra ya que allí los consumos están más regularmente distribuidos.

Resumiendo, a nivel de los consumos de energía comercial, eléctrica y de hidrocarburos totales, para 1976, y los significados que ellos plantean en relación a la distribución de la población para ese año, se advierte que como ya fuera dicho, los consumos de la costa son mayores para todas esas formas de energía.

/Pero fundamentalmente

Pero fundamentalmente y considerando la distribución de la población, aparentemente equilibrada a nivel de regiones entre la costa y la sierra, ello significa un mayor consumo por habitante de todas las formas de energía, tanto eléctrica, como derivada de los hidrocarburos y, consecuentemente, del total de la energía comercial.

Esto reviste particular interés para las proyecciones y su significado en el consumo regional de energía.

/Cuadro 1

Cuadro 1

ENERGIA ELECTRICA: EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA 1966-1976

(Capacidad instalada - K.W.)

Región y Provincia	Hidráulica		Térmica		Total	
	1966	1976	1966	1976	1966	1976
Azuay	7.698	8.031	1.639	7.041	9.337	15.072
Bolivar	390	920	150	1.005	540	1.925
Cañar	453	920	2.500	10.340	2.953	11.260
Carchi	1.820	2.255		866	1.820	3.121
Cotopaxi	3.500	4.529	1.410	4.350	4.944	8.879
Chimborazo	2.877	8.796	660	3.149	3.537	11.945
Imbabura	3.038	11.055	2.652	2.720	5.698	13.775
Loja	1.376	2.842	84	4.406	1.460	7.388
Pichincha	60.500	90.905	7.200	61.387	67.700	152.292
Tungurahua	5.200	4.961		1.120	5.200	9.081
Total Sierra	86.850	135.214	16.342	99.474	103.192	234.688
El Oro	2.576	2.282	6.414	7.502	8.990	9.784
Esmeraldas			2.035	14.613	2.035	14.613
Guayas			75.433	176.476	75.433	176.476
Los Ríos			3.760	12.740	3.760	12.740
Manabí			11.030	28.378	11.030	28.378
Total Costa	2.576	2.282	98.704	239.709	101.280	241.991
Morona		334		55		389
Pastaza	100	110	20	741	120	851
Napo		1.861		8.510		10.371
Zamora		43		130		173
Total Oriente	100	2.348	20	9.436	120	11.784
Galápagos				328		328
TOTAL PAIS	89.526	139.844	111.066	348.947	204.592	488.791

/Cuadro

Cuadro 3

ENERGIA ELECTRICA: EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA 1966-1976
ESTRUCTURA (Por ciento)

Regiones Provincia	Hidráulica		Térmica	
	1966	1976	1966	1976
Azuay	82.45	53.28	17.65	46.72
Bolivar	72.22	47.79	27.78	52.21
Cañar	15.34	8.17	84.66	91.83
Carchi	100.00	72.25		17.75
Cotopaxi	70.79	51.00	29.21	49.00
Chimborazo	81.34	73.63	18.66	26.37
Imbabura	53.28	80.25	46.73	19.75
Loja	94.25	38.73	5.75	61.27
Pichincha	89.36	59.69	10.64	40.31
Tungurahua	100.00	54.63		45.27
Total Sierra	84.16	57.61	15.84	42.39
El Oro	28.65	23.32	71.35	76.68
Esmeraldas			100.00	100.00
Guayas			100.00	100.00
Los Ríos			100.00	100.00
Manabí			100.00	100.00
Total Costa	2.54	0.94	97.46	99.06
Morona		85.86		14.14
Pastaza	83.33	12.93	16.67	87.07
Napo		17.94		17.94
Zamora		24.85		24.85
Total Oriente	83.33	19.92	16.67	19.92
Galápagos				100.00
TOTAL PAIS	43.76	28.61	53.24	71.39

/Cuadro 3

Cuadro 5

ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE PRODUCTOS DE PETROLEO POR SECTORES ECONOMICOS 19[illegible]

(Por ciento)

	Gasolinas	Diesel	Residuo	Kerex - Spray Oil Turbo	Totales
Transportes	39.7	9.7	8.7	3.5	61.6
Industria	0.2	1.7	1.5	0.1	3.5
Electrificación	0.1	4.5	7.7	2.3	14.6
Agricultura	-	0.1	0.1	0.8	1.0
Pesca	-	8.0	-	-	8.0
Doméstico	-	-	-	10.3	10.3
	40.0	24.0	18.0	17.0	99.0

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos (comunicación a la Junta Nacional de Planificación)

/Cuadro 4

Cuadro 4

CONSUMO ESTIMADO DE ENERGIA COMERCIAL, ENERGIA ELECTRICA E HIDROCARBUROS, POR HABITANTE Y REGIONES NATURALES 1976
(Kilogramo equivalente de petróleo P)

Regiones	E. Eléctrica	Hidrocarburos Totales.	E. Comercial
Costa	75	495	496
Sierra	60	220	230
Oriente	5	82	84
Totales	70	830	350

Nota; La Población estimada en 1976 sería:

Costa	3.416.476	(49%)
Sierra	3.346.752	(48%)
Oriente	195.227	(3%)
Total	6.958.456	(100%)

/Cuadro 5

Cuadro 5

ESTRUCTURA DE LA ENERGIA

Provincias	Consumo de la energía eléctrica						Consumo de hidrocarburos			Balance de la energía comercial (sin L.P.G.)		
	Hidráulica		Térmica		Total electricidad		Hidrocarburos sin incluir termoelectricidad	Termoelectricidad	Total hidrocarburos	Energía hidráulica	Hidrocarburos	Entrega comercial total
	Kwh	(miles de toneladas equivalente petróleo)	Kwh	(miles de toneladas equivalente petróleo)	Kwh	(miles de toneladas equivalente petróleo)	(miles de toneladas equivalente petróleo)	(miles de toneladas equivalente petróleo)	(miles de toneladas equivalente petróleo)	(miles de toneladas equivalente petróleo)	(miles de toneladas equivalente petróleo)	(miles de toneladas equivalente petróleo)
Azuay	51 664 855	14.1	18 946 505	5.2	70 611 360	19.3	84.5	5.2	89.7	14.1.	89.7	108.8
Bolivar	2 980 518	0.8	1 674 198	0.5	4 654 716	1.3	17.9	0.5	18.4	0.8	18.4	1 .2
Cañar	3 324 800	0.9	722 555	0.2	4 047 435	1.1	46.1	0.2	46.3	0.9	46.3	47.2
Carchi	8 195 000	2.2	595 800	0.16	8 790 800	2.36	28.2	0.16	28.36	2.2	28.36	30.56
Cotopaxi	20 522 540	5.6	95 399	0.2	21 217 939	5.8	48.7	0.2	48.9	5.6	48.9	54.5
Chimborazo	39 428 159	10.7	4 609 221	1.2	44 097 380	11.97	82.0	1.27	83.27	10.7	83.27	93.99
Imbabura	29 012 430	7.9	12 900	0.003	29 025 330	7.9	43.6	0.003	43.60	7.9	43.60	51.50
Loja	6 759 177	1.8	11 866 193	3.23	18 645 370	5.03	33.4	3.23	41.63	1.8	41.63	43.43
Pichincha	395 025 650	107.8	131 246 633	35.7	527 172 283	143.5	64.0	35.7	90.7	107.8	90.7	207.5
Tungurahua	29 780 902	8.1	13 064 169	3.5	42 795 071	11.6	74.3	3.5	77.8	8.1	77.8	85.9
	587 544 111	160.0 (76.19%)	183 513 573	50.0 (23.81%)	771 057 684	210.0 (100.00%)	527.7	50.0	577.7	169.00 (21.7%)	577.7 (79.3%)	737.7 (100%)
El Oro	9 693 700	2.6	34 209 760	9.3	43 903 460	11.9	79.4	9.3	88.7	2.6	88.7	1.3
Esmeraldas	...	...	24 030 450	6.5	24 030 150	6.5	43.7	8.5	55.2	-	55.2	55.2
Guayas	...	...	757 299 010	206.2	757 299 0.0	206.2	1 078.7	206.2	1 284.9	-	1 281.9	1 281.9
Los Ríos	...	...	22 878 480	6.2	22 87 480	6.2	82.0	6.2	88.2	-	88.2	83.2
Manabí	...	...	70 930 500	19.3	70 930 500	19.3	156.0	19.3	185.3	-	185.3	185.3
	9 693 700	2.6 (1.04%)	909 348 200	247.7 (98.96%)	919 041 900	2 0.3 (100.00%)	1 444.8	247.7	1 602.5	2.6 (0.2%)	1 692.5 (99.8%)	1 635.1 (100.%)
Morona-Santiago	556 670	0.15	164.600	0.05	720 270	0.20	5.1	0.05	5.15	0.15	5.15	5.30
Napo	80 000	0.02	590 000	0.16	670 000	0.18	2.6	0.16	2.76	0.02	2.76	2.78
Pastaza	106 000	0.03	1 527 000	0.42	1 633 000	0.45	...	0.42	0.42	0.03	0.42	0.45
Zamora-Chinchipe	353 100	0.10	50 690	0.014	408 790	0.114	7.7	0.014	7.71	0.10	7.71	.81
	1 099 770	0.30 (21.18%)	2 332 290	0.64 (68.82%)	3 432 060	0.93 (100.00%)	15.4	0.63	16.03	0.30 (1.8%)	16.03 (98.2%)	1 .33 (100%))
Total nacional	598 337 581	163.0 (35.05%)	1 095 194 063	298.3 (64.95%)	1 893 531 644	459.3 (100.00%)	1 987.0 (86.9%)	298.3 (13.1%)	2 286.2 (100%)	163.0 (6.7%)	2 286.2 (93.3%)	2 449.2 (100%)

Equivalencias utilizadas

- 1 tonelada de petróleo - 3 671.7 Kwh.
- 0.180 tonelada de petróleo año por persona del 90% de la población rural más 10% de la población urbana.

Fuente: Secciones Electricidad e Hidrocarburos, Junta de Planificación

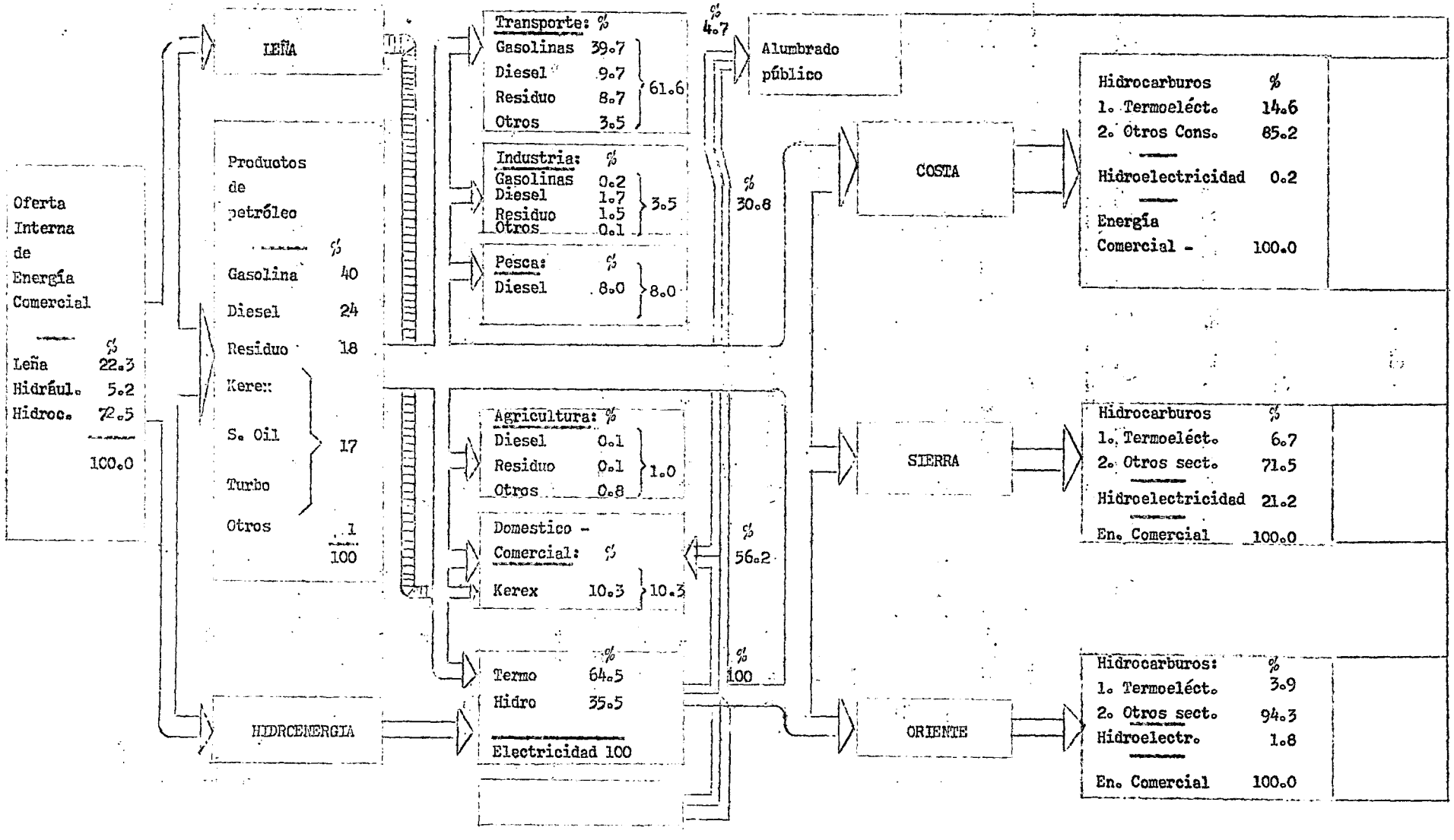
Nota: Elaboración: Dr. Alberto Bozzolo (ILPES), 24-VIII-1978.

Balance de energía total - 1976 (M.t.e.p.)

Leña	Hidráulica	Hidrocarburos		Total
		Gas	Petróleo	
702.6 (22.0%)	163.0 (5.1%)	37.5 (1.2%)	2 286.2 (71.7%)	3 189.3 (100%)
		2 323.7 (72.9%)		

Gráfico 1

ESQUEMA ESTRUCTURAL DE LA OFERTA Y DEMANDA DE LA ENERGIA COMERCIAL, 1976



Capítulo III

LA PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS

1. La producción de petróleo entre los años 1972-1977, en el oriente del Ecuador

Cinco fueron los campos productores que entre 1972 y 1977 determinaron la producción del oriente ecuatoriano: Shushufindi, Sacha, Lago Agrio, Auca y Aguarico. Los tres primeros que produjeron desde 1972 hasta la actualidad y Aguarico y Auca que se incorporaron en 1974 y 1975, respectivamente.

Ellos acumularon una producción global en este período, cuyo detalle puede verse en el cuadro 6.

La producción general de petróleo acusó su mayor nivel en 1973 y, si no consideramos al año 1972 por ser el año inicial, su menor nivel se produjo en 1975.

La producción de los campos según puede verse en las curvas respectivas, no resulta allí demostrativa del comportamiento dinámico de sus niveles productores, dado que, se produjeron sucesivas roturas del oleoducto que repercutieron en las producciones de los yacimientos.

Este fenómeno puede verse claramente en el gráfico 2, donde se representan las curvas de producción de petróleo correspondiente a cada campo y la curva de producción total.

Asimismo se representan las tasas establecidas durante ese período que mantuvieron en mayo de 1974, marzo de 1975 y diciembre de 1977, un mismo nivel a producir de 210 000 barriles por día o sea un nivel teórico de algo más de 75 millones de barriles de petróleo por año.

/Cuadro 6

Cuadro 6

EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE PETROLEO DEL ORIENTE
1972-1978
(Miles de barriles)

AÑOS	Lago Agrio	Shushufindi	Sacha	Aguarico	Auca	Total
1972	6.129.6	5.744.3	15.500.5			27.434.
1973	15.025.7	27.927.6	32.245.8			75.199.
1974	12.653.0	27.349.6	21.082.2	2.613.4		63.378.
1975	9.052.6	16.598.7	26.473.7	3.115.9	2.673.4	57.921.
1976	8.508.5	31.587.0	19.600.4	3.484.5	4.353.4	67.593.
1977	8.449.6	28.464.6	22.290.0	3.225.0	3.836.2	66.265.
1978 a/	4.066.7	16.885.2	10.475.2	1.657.8	1.633.2	34.718.

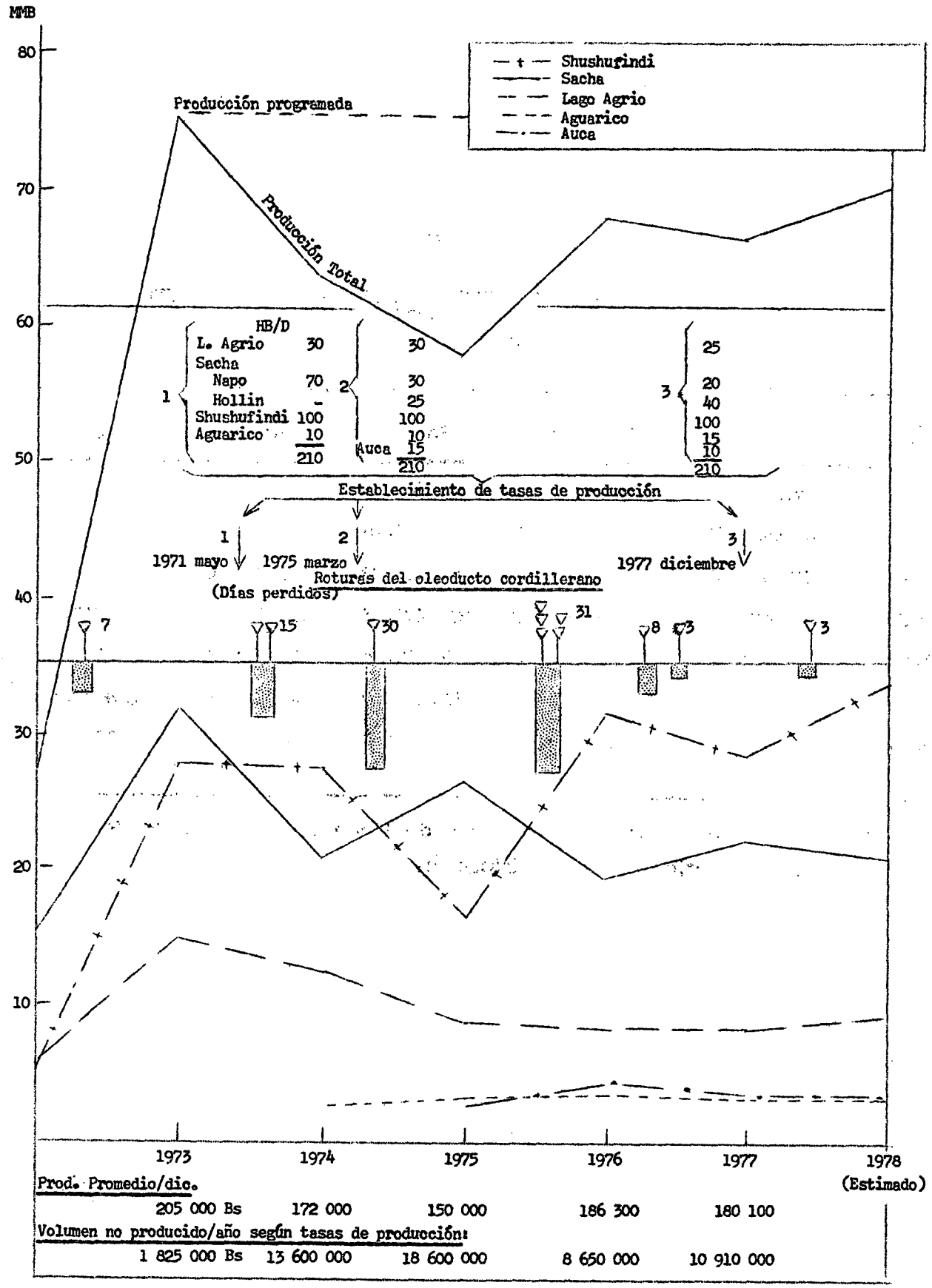
a/ Datos correspondientes a los meses de Enero a Junio de 1978

Fuente: Junta Nacional de Planificación

/Gráfico 2

Gráfico 2

EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE PETROLEO DEL ORIENTE, 1972-1978



Elaboración: ILPES-JUNAPLA.

/Los días

Los días perdidos de producción por roturas del oleoducto se representan también con las fechas aproximadas correspondientes, las cuales para los años 1973 a junio de 1978, totalizaron 97 días y 94 días hasta 1977.

Si se observa que los períodos donde se produjo la mayor cantidad de días perdidos, coinciden con los años 1974, 1975 y 1976, se ve claramente que el "valle" de la curva de producción total coincide con ellos en términos generales, o sea que la afirmación de que el comportamiento general de la curva de producción está vinculada estrechamente a esos accidentes, debe considerarse válida.

Cabe observar que las producciones promedio por día de los campos del oriente, fueron respectivamente 205 000 para 1973, 172 600 para 1974, 159 000 para 1975, 186 300 para 1976 y 180 000 para 1977, o sea que la diferencia entre esas producciones y las programadas debiera ser considerado un volumen global de petróleo no producido, el cual, en cifras globales, alcanzó entre 1973 y 1977 a un total de 53.7 millones de barriles.

Esta eventualidad permite enfatizar, aunque sólo sea tangencialmente, el gran significado que el mantenimiento del oleoducto tiene en todo el sistema de producción-transporte-consumo-exportación.

Por los pocos datos obtenidos, podría estimarse que las presiones de los campos se han mantenido satisfactoriamente; en cambio el avance de agua ha sido no sólo diferente para cada campo sino para cada nivel productor como puede verse en el cuadro 7.

El avance de las aguas marginales en los yacimientos de Auca y Sacha que están próximos a alcanzar un 50 por ciento del volumen extraído, corresponde al nivel denominado Hollín.

/Cuadro 7

Cuadro 7

PRODUCCION DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS DEL ORIENTE
(por ciento agua y sedimentos)

CAMPO	1972	1973	1974	1975	1976	1977
Lago Agrio	5.0	5.0	9.0	18.0	19.0	22.0
Aguarico			0.4	0.4	2.5	6.6
Shushufindi	1.5	0.7	0.2	0.2	0.4	0.9
Auca				20.0	28.0	34.0
Sacha	5.0	20.0	34.0	38.0	44.0	43.0

2. Pronóstico sobre la futura producción de petróleo (1979-1983)

Dos son los criterios que se recogieran sobre el pronóstico de producción de petróleo para los próximos cinco años: el de la Dirección de Hidrocarburos y el del Consorcio CEPE-Texaco.

El primero con base a un especial cuidado de producir según la tendencia predominantemente espontánea de surgencia de los campos productores, y el segundo con el agregado de proyectos de levantamiento artificial de la producción, la reparación de pozos y, en menor medida al menos para el quinquenio, de algunos proyectos de recuperación secundaria mediante inyección de agua en Shushufindi y en Sacha (formación Napo).

Consecuentemente a una y otra alternativa, las producciones a obtener anualmente en los campos que opera el Consorcio CEPE-Texaco, serían:

/Años

Años	Según pronóstico D.G.H.	Según pronóstico CEPE-Texaco
	(Millones de barriles por año)	
1979	68.0	85.6
1980	67.7	87.6
1981	65.8	87.6
1982	60.3	87.6
1983	55.3	87.6
Total 1979/83	317.1	436.0

Es obvio que la diferencia entre uno y otro pronóstico es altamente relevante por su significado económico, en particular frente a una perspectiva mediata de creciente tasa de consumo interno de productos y de requerimientos financieros que demandarán los diversos sectores de la economía ecuatoriana para el próximo plan de desarrollo.

Los dos pronósticos de producción parten de dos discrepancias básicas:

i) en torno al volumen de las reservas comprobadas remanentes a recuperar en primaria, ya que para la Dirección General de Hidrocarburos ellas son de 1 150 millones de barriles en tanto para el Consorcio CEPE-Texaco de 1 400 millones de barriles; y,

ii) sobre el régimen a extraer respecto del empuje acuífero que regula la dinámica de las acumulaciones petrolíferas que para la primera debe ser de surgencia espontánea y para el segundo debe ser además de surgencia estimulada.

/a) Pronóstico de

a) Pronóstico de la producción de petróleo según la Dirección General de Hidrocarburos

A juzgar por el pronóstico de la futura producción consolidada de petróleo del oriente ecuatoriano efectuada por la Dirección General de Hidrocarburos, el comportamiento de ella será constantemente declinante en los próximos diez años.

Esa producción global se compondrá de la que aporten los yacimientos actualmente en producción y la que se incorporaría por la puesta en producción de una serie de yacimientos nuevos, estimándose que la participación sería de 86.1 por ciento y 13.9 por ciento, respectivamente.

En lo referente a las entidades empresarias que contribuirán a esa producción de crudo, serán los Consorcios CEPE-Texaco, CEPE-Cepco y la Corporación Estatal independientemente, en los siguientes porcentajes posibles 91.3 por ciento, 3.5 por ciento y 5.2 por ciento, respectivamente, para todo el período considerado.

Sintetizando dicha información, se concluye que los yacimientos que explotará el Consorcio CEPE-Texaco tendrán la responsabilidad principal en el sostenimiento de la producción futura y que, dentro de dicha producción, la correspondiente a los yacimientos actualmente en producción en dicho Consorcio tendrán la mayor participación.

Los aportes volumétricos de petróleo de CEPE-Cepco y CEPE resultan producciones complementarias al grueso de la producción mencionada, destacándose en el primero el correspondiente a la producción de sus yacimientos actuales, siendo poco significativo el aporte de nuevas producciones; en cambio en CEPE, ya que actualmente no opera yacimiento alguno, toda su producción futura será de yacimientos a poner en marcha en los próximos cuatro a cinco años.

/Establecida esta

Establecida esta estructura global de producción para el período 1978-87, corresponde observar cuál puede ser el comportamiento dinámico de sus yacimientos integrantes, cuyo detalle puede verse en el cuadro 8.

En ese sentido, se evidencia que, como es de esperar dado que los yacimientos actuales ya han pasado el período inicial de mayor declinación y se hallan en una etapa más estable de sus curvas de producción, estos campos no sólo serán los que mayor producción volumétrica aportarán sino que declinarán en menor medida, durante la mayor parte del período considerado.

Sintetizando, podemos afirmar que el pronóstico puede ser considerado aceptable en términos generales, sobre todo por la seguridad que confiere la circunstancia de apoyarse la mayor parte de la producción futura de petróleo, en yacimientos cuya productividad y comportamiento en producción es conocida y cuyo pronóstico podría considerarse previsible.

Pero respecto de las producciones a incorporarse durante el período, deben hacerse las siguientes consideraciones (ver cuadro 9).

i) En lo referente a la categoría productiva de los campos nuevos:

- Diecisiete son los nuevos yacimientos a incorporar en el oriente, seis del Consorcio CEPE-Texaco, uno de CEPE-Cepco y diez del Consorcio Estatal operado en forma directa; la suma de cuya producción en esos diez años constituiría el 13 por ciento de la producción total.

- Los tres grupos de nuevos yacimientos correspondientes a aquellas entidades, concurrirían, en el lapso de diez años previstos en el pronóstico, con 8.70 por ciento, 0.15 por ciento y 15.15 por ciento, respectivamente, o sea el 61.96 por ciento, 1.08 por ciento y 36.96 por ciento del total de producción nueva.

/Cuadro 8

Cuadro 8

PROYECCION DE LA PRODUCCION DE PETROLEO 1978-1987
(Millones de barriles)

	CEPE-Texaco	CEPE-Cepco	CEPE	Total
Yacimientos actuales	517.93	21.00	-	538.93
Yacimientos nuevos	54.30	0.94	32.39	87.63
Total	572.23	21.94	32.39	626.56

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION DE PETROLEO 1978-1987
(Por ciento)

	CEPE-Texaco	CEPE-Cepco	CEPE	Total
Yacimientos actuales	82.67	3.33	-	86.00
Yacimientos nuevos	8.70	0.15	5.15	13.00
Total	91.37	3.48	5.15	100.00

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos.

/ Cuadro 9

Cuadro 9

PRONOSTICO DE PRODUCCION DE PETROLEO DE YACIMIENTOS A INCORPORARSE 1978-1987

	Años de Incorporación	Días totales a producir	Producción acumulada (bs.)	Participación en producción nueva (%)	Producción promedio (B/d)	Estimación de pozos a perforarse por campo.
CEPE-TEXACO						
Atacapi	1979	3.240	1.789.71[illegible]	2.04	552.4	0.5
Parahuacu	1979	3.240	1.170.[illegible]38	1.34	361.3	0.4
Coca	1981	2.520	5.532.075	6.32	2.195.3	2.2
Cononaco	1981	2.520	10.552.000	12.07	4.199.4	4.2
Dureno	1981	2.520	1.282.104	1.47	512.7	0.5
Yuca	1980	2.880	33.[illegible]	38.72	10.7[illegible].3	15.0
			54.[illegible]	61.[illegible]	3.0[illegible].5	22.8
CEPE-CEPCO						
Joan	1979	3.240	936.198	1.08	288.9	0.3
Subtotales			936.198	1.08	288.9	0.3
CIPE						
Charapa	1980	2.880	1.070.719	1.22	371.8	0.4
Bermejo	1981	2.520	4.373.152	4.99	1.735.4	1.7
Shiripuno	1982	2.160	3.39[illegible].506	3.86	1.322.1	1.3
Tivacuno	1982	2.160	4.290.300	4.92	1.953.8	0.5
Tiguino	1982	2.160	8.787.937	10.01	4.068.5	4.1
Tiputini	1983	1.800	1.973.744	2.25	1.096.5	1.1
Cuyabeno	1983	1.800	3.308.900	3.78	1.8[illegible].3	1.8
Pucuna	1983	1.800	2.904.300	3.31	1.613.5	1.6
Primavera	1984	1.440	236.160	0.27	164.0	0.2
Yuturi	1984	1.440	2.153.[illegible]	2.45	1.4[illegible].4	1.6
Subtotales			3[illegible]	3[illegible]	1.[illegible].6	14.3
TOTALES			87.[illegible]	100.00	2.0[illegible].6	33.2

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos

/ - Uno solo

- Uno solo de esos nuevos campos productores aportaría el 38.72 por ciento y nueve de ellos, involucrando el anterior, el 87.88 por ciento de la nueva producción.

- Los ocho campos restantes sólo aportarían el 12.12 por ciento de la producción nueva a obtenerse en el período considerado.

- Los datos anteriores establecen aproximadamente tres categorías de yacimientos por su rendimiento productivo: el más productor sería Yuca, en una segunda categoría deberían situarse los ocho restantes cuya participación no baja del 3 por ciento del total de la producción nueva y una tercera, los ocho yacimientos restantes con una participación inferior a dicho 3 por ciento.

- Tentativamente podría aceptarse un rendimiento general promedio por pozo de 1 000 barriles por día a todo lo largo del período y, en tal caso, un yacimiento, (Yuca) admitirá teóricamente unos 15 pozos, dos yacimientos (Cononaco y Tiguino) cuatro pozos cada uno, un solo campo (Coca) aproximadamente dos pozos, cuatro campos (Bermejo, Cuyabeno, Pucura y Yuturi) entre uno y dos pozos, dos yacimientos un solo pozo (Shiripuno y Tiputini) y los seis restantes (Atacapi, Parahuacu, Dureno, Charapa, Tivacuno y Primavera) por debajo del rendimiento medio estimado para un pozo promedio de esa región. Lo que pondría en duda la posible perforación de algunos de los campos mencionados y su conexión a la red de producción total.

ii) En lo referente a la incertidumbre sobre las producciones a obtener:

- Por lo visto con anterioridad respecto a los yacimientos del Consorcio CEPE-Texaco, actualmente en producción en el oriente ecuatoriano, podría considerarse aceptable la curva de producción futura con una declinación que, a lo largo del decenio, evolucionará de 8.5 a 7.5 por ciento anual.

/- No hay

- No hay certidumbre en cambio sobre el comportamiento en producción de la mayoría de los nuevos campos productores, que se incorporarían desde 1979 hasta 1984, o sea del 13 por ciento de la producción que se espera obtener en el decenio considerado, no descontándose que algunos campos podrían no ser rentables en un análisis económico riguroso.

b) Pronóstico de producción de petróleo según la propuesta del Consorcio CEPE-Texaco

Como ya fue visto, la propuesta del Consorcio, adelantada a la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica, anticipa el propósito de obtener sólo de los yacimientos que opera y operará esa entidad, unos 240 000 barriles por día durante todo el período del quinquenio próximo.

Los 10 000 barriles por día restantes hasta colmar la capacidad total del oleoducto quedarían disponibles para la producción de los yacimientos de CEPE y CEPE-Cepco, obviamente que estos volúmenes serían ajustados según se cumpliesen o no los programas de producción de todas estas entidades, ya que los pronósticos para CEPE y CEPE-Cepco, sumadas, superarían en todos los años los 10 000 barriles por día, según los pronósticos de la Dirección General de Hidrocarburos.

Una primera apreciación del cuadro 10, donde se detalla la producción por campo y del gráfico 3, donde se aprecia la estructura de la producción pronosticada para todo el período, permite diferenciar que entre 1979 y 1983 el volumen total de dicho pronóstico se integraría así:

/Barriles

	Barriles	Por ciento
Producción primaria	311 235 500	71.5
Levantamiento artificial de la producción	92 199 000	21.2
Reparación de pozos	24 820 000	5.7
Inyección de agua	6 862 000	1.6
Totales:	435 116 000	100.0

Allí se aprecia que después del volumen que aportaría la producción primaria (de los campos actualmente en producción, más la de los campos a incorporarse) el volumen de petróleo más significativo es el que se estima producir por métodos de levantamiento artificial; la producción de petróleo a obtener por la reparación de pozos constituye también un importante volumen, después del cual se computa un volumen menor de crudo a producir por recuperación secundaria dentro del período considerado.

c) Consideraciones sobre otras alternativas de producción

A partir de los cálculos de pronóstico de producción del Consorcio CEPE-Texaco y considerando las observaciones que se hacen a los criterios en que se basan tales pronósticos de producción, hemos hecho algunos ejercicios para presentar programas opcionales de producción que pudiesen eventualmente ser adoptados como más aceptables, frente a la posibilidad de que la alternativa de la Dirección General de Hidrocarburos resultase demasiado restrictiva para las exigencias económicas del Plan de Desarrollo 1979-83.

Tres fueron las alternativas de producción estimadas para los yacimientos que explota el Consorcio CEPE-Texaco y, con el agregado a cada una de ellas de la producción pronosticable para los yacimientos que incorporará

/Cuadro 10

Cuadro 10

PRONOSTICO DE PRODUCCION DE PETROLEO 1979-1983

(Miles de barriles por día)

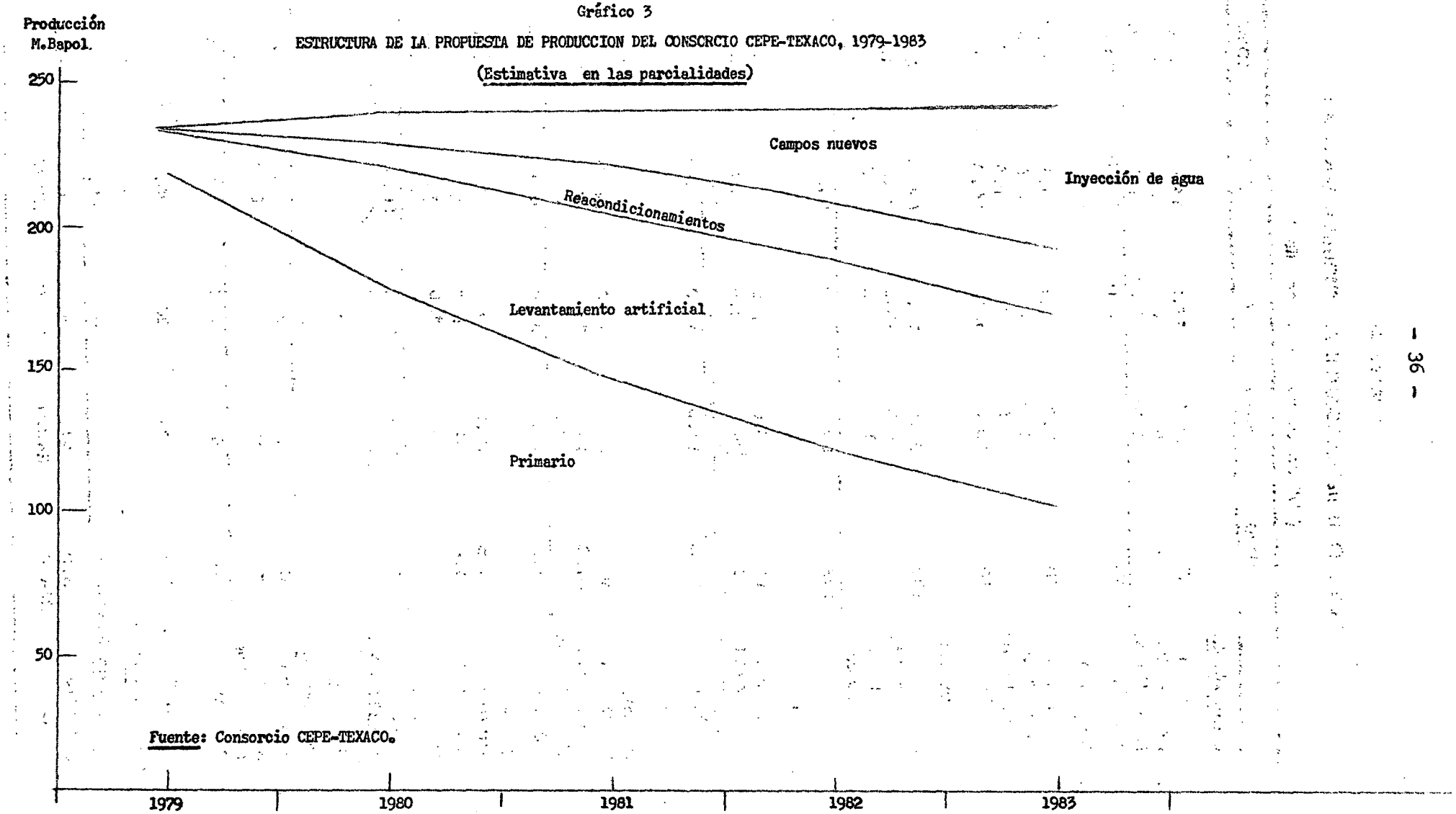
	1979	1980	1981	1982	1983
1. Lago Agrio					
Primaria	25	20.7	17.2	14.3	11.9
Lev. Artf.	5.	8	6	8	9
Rep. Pozos		1.3	0.8	1.7	1.1
TOTAL	30	30.0	24.0	24.0	20.0
2. Aguarico					
Primaria	10	7.8	6.1	4.7	3.7
Lev. Artif.		1.7	2.9	3.8	4.3
Rep. Pozos		0.5	1.	1.5	2
TOTAL	10	10.0	10.0	10.0	10.0
3. Shushufindi					
Primaria	102	89.8	79.	69.5	61.2
Lev. Artif.		8.6	15.3	22.	22.
Rep. Pozos		1.6	5.4	8.5	10.
Iny. Agua					6.6
TOTAL	102	100.0	100.0	100.0	100.0
4. Auca					
Primaria	14.	9.5	6.5	4.4	3.
Lev. Artif.	0.6	4.	4.5	3.6	4.
Rep. Pozos		0.5	1.	-	-
TOTAL	14.6	14.0	12.0	8.0	7.0
5. Gachi					
1. Hollín					
Primaria	40.	27.2	18.5	12.5	8.1
Lev. Artif.	4.6	15	21	20	20.
Rep. Pozos		2.8	5.5	7.4	7.9
TOTAL	44.6	45.0	45.0	40.0	36.0
2. Napo					
Primaria	15.6	12.2	9.5	7.4	6.5
Lev. Artif.	4.4	6.	8.7	8.	8.
Rep. Pozos		1.8	1.8	1.6	1.5
Inyagua				3.	9.
TOTAL	20.0	20.0	20.0	20.0	25.0
SUBTOTAL	221.2	219.0	211.0	202.0	198.0
6. Atacapi	6.	5.	4.1	3.4	2.8
7. Parahuacu	-	-	0.4		1.2
Primaria	6	5	4.1	3.4	2.8
Lev. Artif.	-	-	-	0.6	1.2
Rep. pozos	-	-	0.4	-	-
TOTAL	6.	5.	4.5	4.0	4.0
8. Yuca Prim.	1.2	11.	20.	20.	20.
9. Dureno Prim.				4.	4.
10. Cononaco Prim.	-	-	-	-6.	6.
SUBTOTAL	18.2	21.	28.6	38.0	38.0
TOTAL	234.4	240.0	240.0	240.0	240.0

/Cuadro 3

Gráfico 3

ESTRUCTURA DE LA PROPUESTA DE PRODUCCION DEL CONSORCIO CEPE-TEXACO, 1979-1983

(Estimativa en las parcialidades)



Fuente: Consorcio CEPE-TEXACO.

CEPE, así como la del Consorcio CEPE-Cepco (según las estimaciones que sobre ellos hiciese la Dirección General de Hidrocarburos), también tres fueron las alternativas de producción de petróleo a obtener del oriente ecuatoriano. (Ver cuadro 11 y gráfico respectivo). A ellas se agregaron, respectivamente, la propuesta del Consorcio CEPE-Texaco y la de la Dirección General de Hidrocarburos.

i) En el primer caso, se agregó a la producción primaria de los yacimientos actualmente en explotación por parte del Consorcio CEPE-Texaco, la que se espera obtener de los nuevos campos a incorporar, según apreciación del Consorcio.

ii) En el segundo, se agregó a los volúmenes del caso anterior, los que se estima obtener por reparación de pozos en los campos Lago Agrio, Aguarico, Shushufindi, Auca, Sacha (Hollin y Napo), Atacapi y Parahuacu.

iii) En el tercero, se agregó a las estimaciones anteriores la de los volúmenes a obtener por levantamiento artificial de la producción sólo en los yacimientos Aguarico, Shushufindi, Sacha (Napo), Atacapi y Parahuacu; y descartándose la de los yacimientos Lago Agrio, Auca (Hollin) y Sacha (Hollin), donde, como se viera antes, el avance del agua significó en 1977, 22 por ciento, 34 por ciento y 43 por ciento de los volúmenes extraídos, respectivamente.

iv) Se transcribieron los pronósticos de producción del Consorcio CEPE-Texaco.

v) Se transcribieron los pronósticos de producción que la Dirección General de Hidrocarburos, hiciere para los campos de CEPE y CEPE-Cepco.

Como resultado de dichos criterios se presentan estas alternativas:

I. Se trata del pronóstico global efectuado por la Dirección General de Hidrocarburos con base a los yacimientos actuales y a incorporar, en una relación producción/reservas remanentes de aproximadamente 15.

/Cuadro 11

Cuadro 11

PRONOSTICOS ALTERNATIVOS DE PRODUCCION DE PETROLEO 1979-1983

(Miles de barriles año)

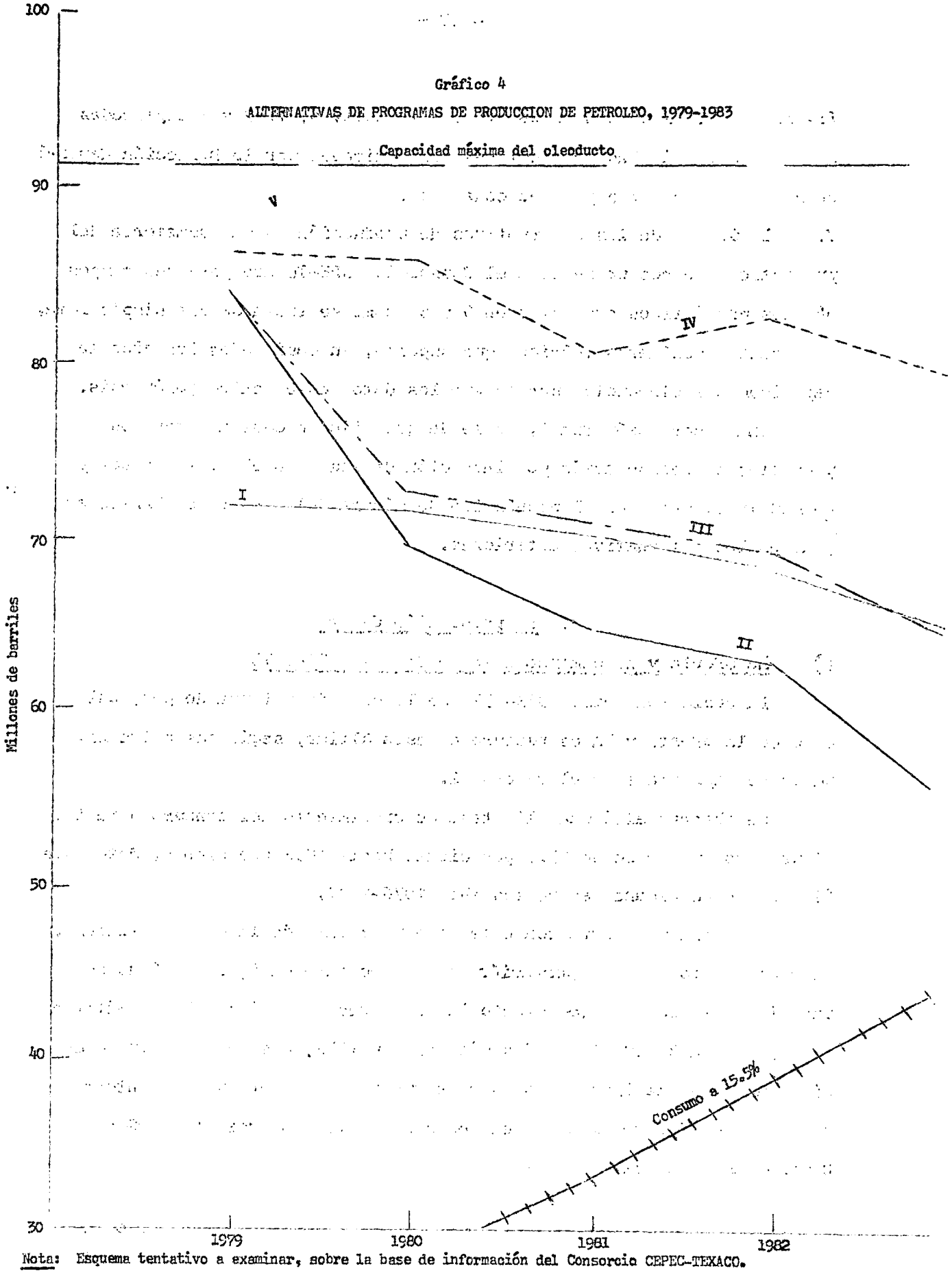
	1979	1980	1981	1982	1983
CEPE-TEXACO					
1. Producción Primaria de yacimientos actuales y yacimientos a incorporar.	80.256	65.415	60.200	54.650	47.450
2. Prod. anterior más prod. por reproducción de pozos.	80.256	68.259	65.259	62.205	55.662
3. Prod. anterior más producción por levant. artificial en yac. sin avances de aguas.	82.600	82.100	76.100	74.900	70.500
4. Produc. propuesta por CEPE - TEXACO.	85.600	87.500	87.500	87.600	87.600
CEPE Y CEPE/CEPCO					
5. Prod. de CEPE según la D.G. de H.		257	1.312	4.986	6.612
6. Prod. de CEPE/CEPCO según la D.G. de H.	3.716	3.632	3.067	2.599	2.210
TOTALES					
I Pronost. de la D.G.H.	71.722	71.547	70.139	67.848	64.139
II Prod. de 1 + 5 + 6	83.972	69.304	64.579	62.235	54.272
III Prod. de 2 + 5 + 6	83.972	72.407	70.[illegible]38	68.790	64.454
IV Prod. de 3 + 5 + 6	85.3[illegible]6	85.0[illegible]0	80.[illegible]79	82.465	79.3[illegible]
V Prod. de 4 + 5 + 6	89.316	(91.[illegible]) a/	(91.979) a/	(95.185) a/	(90.422)

a/ Volúmenes que superan la capacidad del Oleoducto

/Gráfico 4

Gráfico 4

ALTERNATIVAS DE PROGRAMAS DE PRODUCCION DE PETROLEO, 1979-1983



Nota: Esquema tentativo a examinar, sobre la base de información del Consorcio CEPEC-TEXACO.

/II, III y

II, III y IV. Resultan de las tres alternativas, 1, 2 y 3 explicadas anteriormente más las producciones pronosticadas por la Dirección General de Hidrocarburos en 5 y 6, en cada caso.

V. La última de las alternativas de producción es una sumatoria del pronóstico que nos presentara el Consorcio CEPE-Texaco para sus campos más los pronósticos expuestos en 5 y 6; como se trata de una simple suma, se alcanzan volúmenes teóricos que superan, en casi todos los años la capacidad del oleoducto, por lo que los datos están entre paréntesis.

Una observación final, es la de que sólo se consideraron los proyectos de recuperación por inyección de agua, en el último caso, y se han involucrado en el pronóstico de máxima del Consorcio CEPE-Texaco y no en las alternativas anteriores.

3. La producción de gas

a) La oferta y la demanda interna de gas 1973-1978

La evolución entre 1973-1978 de la demanda interna de gas, así como de la oferta y la estructura de esta última, según sus orígenes, puede ser apreciada en el cuadro 12.

Se observa allí una alta tasa de crecimiento del consumo para todo el período que va desde 33.1 por ciento hasta 40.6 por ciento, dato este último que se alcanza entre los años 1976-1977.

En correspondencia con este comportamiento de la demanda interna, el crecimiento de la importación fue decreciente en igual período por insuficiencia del abastecimiento interno, desde 9 300 toneladas métricas en 1973 hasta 32 400 toneladas métricas en 1973; observándose luego una disminución de la importación por un aumento en la producción interna entre 1976-1978, con motivo del comienzo de la producción de LPG en Esmeraldas en agosto de 1977.

/Cuadro 12

Cuadro 12

OFERTA Y DEMANDA DE L.P.G. 1973-1978

AÑOS	OFERTA Producción	OFERTA Importado	OFERTA Total	DEMANDA
1973	4.2	9.3	13.5	13.8
1974	5.3	13.9	19.2	18.7
1975	4.4	20.1	24.5	25.0
1976	3.7	32.4	36.1	33.2
1977	15.0	31.3	46.3	46.7
1978 a/	26.0	2.8	28.8	28.7(54.4) b/

a/ Se trata sólo del primer semestre.
b/ Estimado anual de la demanda.

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos, CEPE y JUNAPLA.

b) Estructura de la oferta para 1979-1983

La situación vista en el cuadro 12 derivada principalmente de la estructura de la oferta de LPG, cuyas fuentes eran: 1 500 toneladas año de los yacimientos petrolíferos de la Península de Santa Elena, donde el gas se produce asociado al petróleo, se recupera y se licua; y, 45 000 toneladas año de la refinería de Esmeraldas, procución que se inició en agosto de 1977 como se mencionó anteriormente.

A partir de 1979 se incorporará una nueva fuente de gas, el de la planta de Shushufindi; donde se producirán aproximadamente unas 28 000 toneladas para ese año, ya que comenzará a operar desde abril y, según estimaciones de la Junta de Planificación, a menor capacidad por restricciones en el transporte. Estas restricciones están planteadas por

/desfasamiento en

desfasamiento en la construcción del poliducto de la planta de Quito que estaría habilitado en 1980.

En ese año, y completo el sistema de producción-transporte de Shushufindi, la producción de gas de este yacimiento alcanzaría a 84 000 toneladas año; pero su máxima capacidad de proceso sería alcanzado en 1981, con 105 000 toneladas año, volumen que permanecería constante, hasta el fin del quinquenio, si no disminuyen los volúmenes de gas natural a tratar, lo cual depende del régimen de producción de petróleo que se adopte.

Por su parte la Refinería de Esmeraldas, aportaría entre 1979 y 1981 unas 61 000 toneladas año, sobre el supuesto que dicha planta trabaje al 92 por ciento de su capacidad; 87 000 toneladas/año por la puesta en marcha de la unidad topping en 1982 y 226 000 toneladas/año en 1983 por la terminación de la ampliación total de la refinería para ese año.

Considerando que la producción de LPG en la Península de Santa Elena se mantuviese constante y que se cumplirán los nuevos aportes volumétricos de gas ya detallados, la situación de la oferta a los años 1979-1983 sería:

(Miles de toneladas/año)

	1979	1980	1981	1982	1983
Santa Elena	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Esmeraldas	16.0	61.0	74.0	87.0	226.0
Shushufindi	28.0	84.0	105.0	105.0	105.0
Total oferta	90.5	146.5	180.5	193.5	332.5

/c) Estimaciones

c) Estimaciones de la demanda 1979-1983

El crecimiento de la demanda de LPG entre 1973-1978 fue el mayor de los observados en los productos del petróleo y su posible persistencia podría volver a plantear problemas de abastecimiento en el mediano plazo y a requerirse nuevamente la importación de importantes volúmenes de gas licuado.

Tal como se interpreta en la Junta de Planificación (Sección Hidrocarburos), el gas ha sustituido últimamente y en forma creciente a los combustibles vegetales y otros derivados del petróleo; y su difusión ha alcanzado áreas urbanas y rurales.

Es casi obvio señalar que, al igual que en todos los productos del petróleo, el LPG ha visto facilitado el crecimiento de su demanda por los precios subsidiados.

Frente a estos factores de casi promoción del consumo corresponde pronosticar cuál habrá de ser la expansión de la demanda interna para 1979-1983, versus la oferta presentada en párrafos anteriores.

Al considerar el consumo histórico de LPG, se ha considerado cual podría ser una demanda inducible a partir de una oferta que estaría condicionada por la meta de una mejor utilización interna (como combustible industrial o mejor aún como materia prima de industrias petroquímicas), o bien para reforzar la balanza comercial de los hidrocarburos, particularmente en años en que ella podría ser crítica.

Se han elegido entonces, como se vio en el cuadro 13 elaborado por la Junta de Planificación, dos alternativas de consumo, la una con un comportamiento histórico del 33.1 por ciento anual y la otra con igual tasa hasta 1980 e induciendo a una menor demanda por menor oferta, desde 1981 (20 por ciento anual).

/Cuadro 13

Cuadro 13

BALANCE DEL L.P.G. ENTRE 1978 - 1983
(Miles de toneladas y miles de dólares)

AÑOS	OFERTA	DEMANDA Alternativa a a/	DEMANDA Alternativa b b/	EXPORT-IMPORTACION Alternativa a a/	EXPORT-IMPORTACION Alternativa b b/	INGRESOS POR EXPORTACION	
1978	46.5	62.2	62.2	(15.7)	(15.7)	(3.297.0)	(3.297.0)
1979	80.5	62.7	62.7	7.8	7.8	936.0	936.0
1980	146.5	110.2	110.2	36.3	36.3	4.356.0	4.356.0
1981	180.5	146.6	119.1	33.9	61.4	4.068.0	7.368.0
1982	193.5	195.1	142.9	(1.6)	50.6	(336.0)	6.072.0
1983	332.5	259.7	171.5	74.4	161.0	8.928.0	19.320.0
						14.655.0	34.745.0

a/ Con tasa histórica de 33.1%

b/ Con tasa histórica de 33.1% hasta 1980 y con 20% entre 198 /83

FUENTE: Junta Nacional de Planificación, Sección Hidrocarburos.

Una y otra alternativa significan ingresos totales por exportación-importación de 13.1 y 33.2 millones de dólares para el período 1978/83 y de 16.4 y 36.5 millones de dólares para el quinquenio 1979-1983.

El breve balance efectuado hasta aquí, es el relativo al gas de diverso origen pero cuyo destino hasta ahora ha sido como combustible en el consumo doméstico, predominantemente. Se ha hecho exclusión del gas metano del Golfo de Guayaquil (bloque 11) donde se ha calculado una reserva de 260 mil millones de pies cúbicos y cuya utilización industrial ha sido ya programada para la producción de fertilizantes nitrogenados, hierro-esponja y metanol.

Este hallazgo podría constituir sólo una parte menor de la existencia de gas asociado o no a petróleo (metano solamente o gases más ricos, secos o húmedos) en el área del Golfo de Guayaquil y eventualmente en el litoral marítimo hasta Esmeraldas. En tal caso, si se ampliase la reserva de gas cabría la formulación de toda una política del gas donde hubiese cupos para el consumo doméstico, cupos para su utilización como insumo industrial, si sus costos, disponibilidad y falta de perspectivas de exportación aconsejasen ese uso, que podría ser considerada sólo eventual y en ciertas circunstancias donde resultase particularmente ventajoso.

/Capítulo IV

Capítulo IV

LA FUTURA OFERTA Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD

1. Criterios para la evaluación de la demanda futura

El estudio efectuado por INECEL para calcular la futura demanda eléctrica del Ecuador, basada fundamentalmente en la correlación entre el producto interno bruto y el consumo eléctrico nacional, permitió apreciar que tal relación se comporta distintamente entre 1962-1973 y entre 1974-1976.

En el primer caso, el coeficiente de correlación es satisfactorio; en el segundo, se ve perturbado por las exportaciones de petróleo que aumentan el producto interno bruto y tal aumento no es acompañado por el crecimiento del consumo de electricidad (Cuadro 14).

Descartando los años que plantean una discordancia correlativa, la estimación de la demanda fue hecha por sectores económicos y por zonas del país, cuya consolidación a nivel nacional hasta 1990 puede ser apreciada en el Cuadro 15.

Se asume que la demanda crecerá a una tasa anual promedio de 12.2 por ciento y, consecuentemente, la oferta acompañará dicho crecimiento a igual tasa.

Como pudo advertirse en el primero de los cuadros, la tasa anual promedio de crecimiento del PIB fue del orden del 5.62 por ciento para el período considerado 1962-1976 y la del consumo de 10.98, lo que significa un factor de elasticidad de 1.95.

/Cuadro 14

Cuadro 14

RELACION HISTORICA ENTRE EL CONSUMO ELECTRICO DEL ECUADOR Y EL PRODUCTO INTERNO BRUTO 1962-1976

AÑO	Consumo (GWH)	P.I.B (Millones de Sucres 1970)
1962	456.7	21.451
1963	489.2	21.720
1964	523.6	23.099
1965	570.4	25.374
1966	608.5	26.058
1967	660.1	27.431
1968	750.6	29.014
1969	850.4	30.573
1970	948.8	32.706
1971	1049.6	33.958
1972	1117.1	35.827
1973	1256.3	38.167
1974 a/	1430.5	50.659
1975 a/	1649.6	43.314
1976 a/	1963.0	46.144
Tasas Anuales promedio al período	10.98%	5.62 %

a/ Años con discordancia correlativa

Fuente: INECEL "Programa de Obras del Sistema Nacional Interconectado 1977-1986".

/Cuadro 15

Cuadro 15

PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA EN EL ECUADOR

(1977-1990)

AÑO	Consumo de Energía Eléct. (Gwh)	Factor de Carga %	Potencia a Instalar (MW)
1977	2103.2	48.9	491.6
1978	2449.7	49.2	568.3
1979	2759.8	49.2	640.9
1980	3124.3	49.1	725.9
1981	3452.1	49.1	802.4
1982	3840.7	48.6	903.0
1983	4433.8	46.8	1092.5
1984	5077.4	48.2	1202.0
1985	5600.0	48.3	1322.6
1986	6182.8	48.4	1457.1
1987	6828.7	48.5	1606.4
1988	7555.1	48.6	1772.8
1989	8362.9	48.7	1960.0
1990	9278.1	48.8	2170.5
Tasas Anuales promedio del período 77-90	12.1%		12.1%

Fuente: INECEL "Programa de obras del Sistema Nacional Interconectado 1977-1986".

/En la

En la proyección de la demanda potencial parece haberse considerado igual hipótesis de crecimiento del producto, pero con un crecimiento de la demanda holgado para disponer de una oferta satisfactoria.

2. Evaluación de los recursos hidroeléctricos

Según INECEL, el potencial hidráulico bruto del Ecuador es de 50 000 MW, de los cuales podrían ser aprovechables un 20 por ciento, con lo cual podría abastecerse la demanda hasta el año 2010.

El examen de 8 cuencas hidráulicas para la evaluación del potencial aprovechable, ha permitido calcular que la suma de ellas tiene una potencia de 15 850 MW, lo que permitiría una generación de 69 422 GWH. Ellas son: Pastaza, Santiago, Jubones, Esmeraldas, Napo, Mira, Catamayo-Chira y Guayas.

Los doce proyectos definidos preliminarmente en dichas cuencas, alcanzan globalmente a una potencia total de 10 400 MW y podría generarse 45 668 GWH. De ellos, han sido estudiados con estudios de prefactibilidad ocho, de factibilidad siete, tres a nivel de diseño y uno ha sido construido y puesto en marcha (ver Cuadro 16).

3. Programa de obras de generación eléctrica para el período 1977-1986

Ocho son los proyectos que en el período indicado, serán construidos y puestos en marcha para la generación eléctrica en el país; de ellos, cuatro son hidroeléctricos y cuatro termoeléctricos.

/Cuadro 16

Cuadro 16

ESTADO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS

	POTENCIA (MW)			
	Estudio Preliminar	Estudio de Factibilidad	Estudio de Factibilidad	Diseño
Pisa Yambo a/	200	200	70	70
Paute	1.200	1.250	1.000 (I y II)	500 (I)
Toachi	300	300	300	300
Juboras	330	330	330	
Montúfar	150	150	150	
Cayllabamba	1.500	1.100	300	
Coca	4.500	4.500	400	
Chimbo	460	460		
Pastaza	600			
Mira	500			
Zamora-Sabanilla	400	400		
Blanco	200			
	10.400	8.700	2.250	870

a/ Ya en generación

Fuente: INECEL "Programa de Obras del Sistema Nacional Interconectado 1977-1986".

/Cuadro 17

Cuadro 17

PROGRAMA DE OBRAS DE ELECTRICIDAD

(Para el período 1977-1986)

Generación Proyecto	Tipo	Capacidad	Puesta en servicio
Guangopolo	Diesel	30.0	Abril 1977
Pisayambo	Hidro	69.2	Enero 1978
Salitral	Vapor N° 1	70.0	Junio 1978
Salitral	Vapor N° 2	70.0	Enero 1980
Esmeraldas	Vapor	120.0	Enero 1981
Pauto I (fase A)	Hidro	300.0	Junio 1982
Pauto I (fase B)	Hidro	200.0	Junio 1983
Toachi	Hidro	300.0	Junio 1984
TOTAL		1.159.2	

Fuente: INECEL: "Programa de obras del sistema nacional interconectado 1977-1986".

/Los primeros

Los primeros suman una capacidad de 869.2 MW y los segundos 290 MW, o sea un total de 1 159.2 MW. Descontando Pisayambo y El Salitral 1, ya puestos en servicio, el resto a instalar lo será hasta junio de 1984, o sea un año más del período del plan de desarrollo a formular.

A dichas obras se agregarán las obras del sistema de transmisión, de Pisayambo, en parte ya realizadas y las de Paute. Asimismo, las obras de transformación para todos ellos.

4. Presupuesto de inversiones

Como puede verse en el Cuadro 18, el presupuesto de inversiones de las obras mencionadas, alcanzará a un total de 1 733 millones de dólares, de los cuales 814 millones de dólares lo serán en sucres y 919 millones en divisas.

El desembolso total para efectuar este plan de obras del sistema nacional interconectado, será de 2 526 millones de dólares, dentro del cual el presupuesto de inversiones significa el 68.6 por ciento, los gastos de administración el 5.1 por ciento y los servicios de la deuda el 26.3 por ciento.

5. Comentarios sobre el plan de obras

El plan de obras expuesto en párrafos anteriores presenta dos períodos a considerar: uno, hasta 1981 con un predominio de obras a realizar de tipo termoeléctrico y otro, desde ese mismo año hasta 1990 con obras a realizar exclusivamente hidroeléctricas.

/Cuadro 18

Cuadro 18

PRESUPUESTO DE INVERSIONES PARA LA EJECUCION DE LAS OBRAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

(Millones de US$)

	M. Local	Divisas	Totales
a) Estudios y diseños	21.0	15.0	36.0
b) Construcción			
1. Hidroeléctricas			
— Pisayambo 70 MW	34.0	9.0	43.0
— Pauto 500 MW	125.0	210.0	335.0
— Toachi 500 MW	261.0	223.0	484.0
— Coca I 500 MW	265.0	186.0	452.0
Sub-Total	685.0	628.0	1.314.0
2. Termoeléctricas			
— Diesel Quito 30MW	2.0	1.0	3.0
— Vapor Salitral 140MW	18.0	50.0	68.0
— Vapor Esmeraldas 120 MW	12.0	73.0	85.0
Sub-Total	32.0	124.0	156.0
3. Trasmisión Sistema Nacional	61.0	142.0	203.0
c) Inversiones Generales	14.0	10.0	24.0
TOTALES	814.0	919.0	1.733.0

Fuente: INECEL : "Programa de obras del sistema nacional interconectado 1977-1986".

/Dicho de

Dicho de otro modo, claramente el período del plan a formular, o sea 1979-1983, se habilitará un mayor número de obras termoeléctricas, aunque en el calendario respectivo se contempla la posibilidad de poder inaugurar en los dos últimos años las fases A y B de la etapa I de Paute, lo que significan 500 MW de capacidad. Si ello se cumple, estos 500 MW significarán el 70 por ciento de la capacidad de generación a ampliar durante el quinquenio 1979-1983.

Siguiendo con el mismo plan de obras, se advierte que en el quinquenio 1984-1988, se prevé la sola instalación de una central hidroeléctrica. Ella sería Toachi (300 MW) a habilitar en 1987, ya que Coca I (500 MW) y Paute II (500 MW), serían construidas y habilitadas entre 1986 y 1990, aproximadamente.

En dicho plan de obras no se contempla expresamente el reemplazo de las termoeléctricas actualmente en funcionamiento por energía generada hidroeléctricamente, pero consultas que efectuáramos en INECEL, nos permitieron conocer que podrá agregarse a dicho plan, las obras complementarias para ir dejando fuera de servicio a las usinas térmicas, al menos parcialmente hasta 1983 y totalmente en el próximo quinquenio.

Un último comentario que corresponde hacer es que debieran revisarse los ingresos para INECEL, que se calculan en concepto de regalías del petróleo, los cuales alcanzan en moneda local, la suma de 350 millones de dólares. Esta suma debiera ser ajustada en proporción a la que corresponda según el programa de producción que se adopte en definitiva y de la más probable del consumo interno.

/Cuadro 19

FUENTES Y USOS DE FONDOS DEL PLAN DE OBRAS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

(Millones de US$)

	M. LOCAL	DIVISAS	TOTAL	%
I. FUENTES				
a) Ingresos de Explot.	792.6	--	792.6	31
b) Regalías del petróleo	350.0	--	350.0	14
c) Nuevos aportes del Gobierno Nacional	464.4	--	464.4	18
- Obtenidos	--	98.6	98.6	4
- En trámite	--	100.7	100.7	5
- Por tramitar	--	719.7	719.7	28
TOTAL FUENTES	1.607.0	919.0	2.526.0	100
II. USOS				
a) Administración	129.0	--	129.0	5
b) Inversiones	814.0	919.0	1.733.0	69
c) Servicio de la deuda	664.0	--	664.0	26
TOTAL USOS	1.607.0	919.0	2.526.0	100

ESQUEMA DE FINANCIAMIENTO

(Millones US$)

		%
- Fuentes internas	1.607	64
- Fuentes externas	919	36
TOTAL	2.526	100

Fuente: INECEL, "Programa de obras del sistema nacional interconectado 1977-1986"

/Capítulo V

Capítulo V

LA EXPLORACION DE LOS HIDROCARBUROS Y LAS PERSPECTIVAS DE NUEVAS RESERVAS

1. Antecedentes generales

La exploración petrolera del Ecuador ha ocupado, en el tiempo, gran parte de los años transcurridos de este siglo. Acaso no sea relevante historiar ahora todo lo sucedido durante tan largo período; en síntesis, los trabajos realizados desde el principio del siglo hasta el presente han permitido ir incrementando el conocimiento de la geología del país, en particular la vinculada a la generación y ocurrencia de los hidrocarburos y, finalmente, al descubrimiento concreto de una serie de yacimientos petrolíferos, costeros en una primera etapa y orientales en una segunda.

El conocimiento geológico-petrolero puede resumirse diciendo que de las cuatro zonas geotectónicas definidas en el Ecuador, interesan de una manera directa a la búsqueda de los hidrocarburos, las correspondientes a las franjas o zonas geotectónicas, predominantemente subsidentes que flanqueando a las cordilleras, acompañan a éstas al oriente y occidente del país, como prolongación de igual fenómeno que se presenta al sur en el Perú y al norte en Colombia.

La franja occidental o zona geotectónica del litoral se extiende desde zonas geográficas del litoral geográfico y costa actual del país hasta áreas submarinas, en cuyo margen el conocimiento es menos preciso.

Dicha región ha sido comprobada petrolífera productiva en el norte del Perú en áreas muy próximas, las que también demostraron existencia de petróleo y gas en el Ecuador como un fenómeno con rasgos de continuidad tanto en el orden de los caracteres tectónicos estructurales como de productividad.

/La franja

La franja oriental está constituida principalmente por una subárea pericratónica que se extiende al oriente de las cordilleras desde algo al norte del yacimiento de Orito en Colombia, hasta las inmediaciones del Río Marañón en Perú, localizándose en uno y otro país los cierres septrional y meridional de estas subcuencas.

2. Cuenca del litoral

Se trata de una cuenca de carácter litoral, longitudinalmente desarrollada a lo largo de la costa e integrada por varias subcuencas: Progreso, Manabi, Esmeraldas.

Los rasgos principales de su conformación están dados por accidentes tectónicos a manera de grandes fallas que no sólo han establecido los límites de la cuenca general y sus subcuencas, sino muchas de las características tectónicas de su estructura interna y consecuentemente las condiciones de entrampamientos para los hidrocarburos.

Estratigráficamente, las formaciones de interés se hallan en el eoceno inferior al paleoceno medio y del mioceno medio a superior cuyos términos parecen localizarse diferentemente en cada subcuenca por contemporaneidad de la actividad del fallecimiento con la depositación de dichas formaciones.

De tal modo, las formaciones San José y Atlanta (eoceno y paleoceno) conspicuas en la Cuenca Progreso (Golfo de Guayaquil), no se desarrollan fuera de este ámbito geográfico. Sí trasciende al norte las formaciones suproyacentes miocénicas, Subibaja y Progreso.

Las condiciones genéticas para la formación de hidrocarburos en esta cuenca, parecen ser diferentes para las respectivas subcuencas, considerándose que la subcuenca Progreso es la de mejores características de

/rocas fuertes,

rocas fuertes, las cuales desmejorarían en dirección a las otras subáreas más septentrionales por disminución del contenido orgánico.

Estructuralmente, el estilo de las deformaciones es en grandes bloques que han determinado: los rasgos geomorfológicos del contorno de la costa y obviamente, la definición del Golfo de Guayaquil como correspondiendo a un área deprimida en general, así como la forma de la Península de Santa Elena y la de la Costa de Manabí, todo ello, con rumbos predominantes NE-SO y ONO-ESE.

Además, con fallas al interior de los grandes bloques mencionados, de igual rumbo, los que seccionan en bloques menores y cuyas características y disposición es probable que constituya el factor más importante en el entrampamiento de los hidrocarburos.

Este estilo parece ser semejante al observado en los yacimientos del litoral norte del Perú, de cuya acumulación de hidrocarburos participan algunas de las subcuencas del litoral del Ecuador, a juzgar por las acumulaciones de petróleo y gas comprobadas hasta ahora, quedando por evaluar el orden de potencialidad y las localizaciones más productivas.

Considerando la diferente extensión relativa de las subcuencas consideradas así como sus superficies útiles, debe destacarse que la de mayor extensión es la subcuenca Manabí (19 200 Km^2) seguido por la subcuenca Progreso (14 900 Km^2) y luego por la subcuenca Esmeraldas (10 000 Km^2).

En toda la cuenca litoral se perforaron casi un centenar de pozos exploratorios en unos 50 años, 20 de los cuales llevaron al descubrimiento de los yacimientos petrolíferos de la Península de Santa Elena y al yacimiento gasífero Amistad, o sea que todos los resultados favorables se han producido en la subcuenca Progreso.

/El resto

El resto de los pozos exploratorios perforados no lograron descubrimiento alguno, por lo que se ha considerado hasta ahora que la zona con las mejores perspectivas sigue siendo la subcuenca Progreso.

Resumiendo, en la actualidad e independientemente de las decisiones que se adopten respecto del aprovechamiento del gas metano del campo Amistad, así como de la exploración complementaria que podría acordarse dentro del bloque donde dicho campo se desarrolla, las direcciones posibles de la exploración en la Cuenca Litoral podrían ser:

Una primera dirección podría ser la de complementar los estudios sísmicos en el Golfo de Guayaquil, densificando los ya efectuados, para lograr un conocimiento de mayor detalle del comportamiento estructural sobre el litoral de la subcuenca Progreso y poder seleccionar así las localizaciones a perforar con pozos exploratorios.

Una segunda dirección sería de manera similar, proceder con la subcuenca Manabí en su región marina que es la geológicamente menos conocida, para examinar detalladamente sus características estructurales y proceder luego a la perforación de pozos exploratorios.

Una tercera acción a emprender dentro de las mismas direcciones señaladas, en orden a conocer las características faciales de las formaciones de interés petrolero, tanto de rocas recipientes como de rocas fuertes, será de realizar cuidadosos estudios de litofacies y de biofacies, tratando de vincular estos estudios con los que se hubieren realizado en el litoral norte del Perú.

/3. Cuenca del

3. Cuenca del Putumayo-Napo-Marañón

Es la principal cuenca del oriente ecuatoriano y ella se extiende desde el sur de Colombia hasta el norte del Perú, puede considerarse que ha sido explorada satisfactoriamente mediante estudios geofísicos y sondeos exploratorios una cuarta parte de la superficie de interés en el Ecuador, preponderantemente en el norte del país. En parte de ella, se han descubierto más de veinte yacimientos de petróleo, en todos los cuales se comprobó la presencia de niveles productivos en el cretácico inferior.

En parte del centro, en el sur y en el este, de esta cuenca oriental, se han efectuado perforaciones negativas, ya sea porque resultaron secas o bien sólo comprobaron petróleo pesado y no se consideraron comercialmente explotables.

Las circunstancias resumidas en los dos párrafos anteriores permitieron caracterizar, en rasgos muy generales a esta cuenca, con los datos incompletos de una exploración aún inconclusa, como presentando zonas con características de productividad petrolífera diferenciales.

a) Una zona predominantemente petrolífera productiva que se extiende longitudinalmente desde el límite con Colombia al norte, hasta la latitud de Curaray (1° al sur del Ecuador) y cuyo desarrollo transversal medio es de unos 25 a 30 km., alcanzando en la latitud de Sacha hasta unos 40 km.

En esta franja se desarrollan los principales yacimientos actualmente en producción: Lago Agrio, Shushufindi, Sacha y Auca. Además, la región comprende la mayoría de las estructuras productivas que se incorporarán en el próximo quinquenio: Charapa, Parahuacu, Atacapi, Dureno, Pucuna, Coca, Yuca, Cononaco y Tiquino, etc.

/Como ocurre

Como ocurre con frecuencia en esta cuenca, tanto en Ecuador como en Perú, las estructuras (de tipo anticlinal con eje semiparalelo a la alineación cordillerana y coincidentemente al eje de la cuenca) son de diverso tamaño desde Shushufindi, la mayor con unos 22 Km. de largo, hasta pequeñas como Charapa (3 Km. de largo, aproximadamente) y aún menores.

Esta zona productiva está alineada aproximadamente en correspondencia al eje de la cuenca.

b) En la vasta extensión de la cuenca que es circundante a la zona ya caracterizada como con las mejores perspectivas petrolíferas, la mayoría de las estructuras probadas con perforaciones, que totalizan más de 50, todas de tipo anticlinal o anticlinaliforme asociadas a fallas inversas, han resultado secas o bien con presencia de petróleo pesado; sólo hacen excepción Bermejo, Cuyabeno, Fanny, Marian, Loan y Tivacuno, observándose que la mayoría de éstas se hallan relativamente agrupadas y situadas al oriente de aquella zona productiva o sea, entre los meridianos 75° y 76°. Esta localización coincide con el desarrollo del flanco oriental de la cuenca en su sector norte.

Las estructuras que presentan petróleo pesado parecen agruparse también en el sector norte del flanco oriental de la cuenca y, además, en las proximidades de Puyo (NE de esta población y SE de Tena). Desde las localidades mencionadas pareciera observarse una alineación con rumbo NE de estructuras improductivas que alcanza, en esa dirección, hasta las cercanías de Auca.

Similarmente, varias estructuras secas se agrupan en la zona donde el meridiano 77° intercepta al Ecuador geográfico, en coincidencia con el curso del Río Coca y al SE del yacimiento Bermejo.

/Finalmente, mencionaremos

Finalmente, mencionaremos que las pocas perforaciones efectuadas en la zona suroriental de la cuenca, desde el pozo Tiputini (Shell) al NE hasta los pozos de Macuma y Cangaime al sur, las diez estructuras perforadas han resultado secas.

c) Una serie de estructuras anticlinares identificadas mediante estudios sísmicos y aún no probadas se distribuyen en:

- Las cercanías orientales de Shushufindi (Espejo, Araña y Cocha), las cuales están siendo reinterpretadas en la actualidad, para decidir su eventual perforación futura;
- Al SW de Lago Agrio (Oso);
- Al oeste de Shushufindi y norte de Sacha (Ron, Vista y Vista W) que son vecinas a Eno y Palo Rojo comprobadas secas;
- Al oeste de Auca, que se caracteriza por su mayor desarrollo relativo;
- Al SW de Shiripuno, de poco desarrollo areal;
- Al norte de Cononáco (Auca Sur) alineada directamente con Cononaco en rumbo sur norte.

La característica de la mayoría de ellas es la cercanía a la franja petrolera, aunque ninguna presenta gran definición estructural ni una extensión mayor que mediana.

Las características estructurales y de productividad descritas someramente en párrafos anteriores se basan en las reconstrucciones efectuadas en base a estudios sísmicos y datos de sondeo, obviamente más densas en las zonas descritas como correspondientes a la zona petrolífera y sus áreas aledañas al oriente, occidente y sur occidental a aquélla.

/Dicho de

Dicho de otro modo, una gran parte de la cuenca sedimentaria del oriente ecuatoriano que constituye una vasta región cuya superficie es superior a la comprobada petrolífera, ha sido parcial e incompletamente investigada hasta ahora, tanto por estudios sísmicos como por perforaciones. Esta zona es la denominada como B en el plano que se agrega; ella se extiende desde un límite NE-SO que va de las estructuras de Yuturi, Panacocha y Guallino, hasta el límite del Protocolo de Río de Janeiro de 1942.

Allí se han efectuado unas 10 perforaciones exploratorias con resultado negativo y últimamente, un relevamiento sísmico principalmente dedicado a investigar la zona más austral y próxima al límite aludido.

Referente a los niveles petrolíferos de los yacimientos en producción, ellos se sitúan, como fuera dicho antes, en el cretácico inferior a medio y si bien algunos pocos pozos exploratorios fueron perforados hasta niveles paleozoicos, hasta ahora no se han hallado formaciones definitivamente petrolíferas infrayacentes al cretácico.

Empero, los técnicos ecuatorianos consideran que aún se requiere de una mayor definición sobre la posible productividad de la cuenca oriental en profundidad por lo que en los años próximos tanto la Corporación Estatal así como el Consorcio CEPE - Texaco dedicarán parte de sus perforaciones de exploración a ese objetivo.

Concluyendo, podemos definir en pocas líneas que en la futura exploración petrolera del oriente ecuatoriano, se seguirán determinadas orientaciones y se emprenderán ciertos objetivos definidos.

Una primera orientación será continuar con la definición de las estructuras cercanas a la franja petrolífera, cuya localización les otorga, por definición, interesantes perspectivas de poder ser incorporadas en determinado plazo a la producción, dependiendo, claro está,

/de las

de las condiciones físicas y dinámicas de las rocas recipientes, de la saturación de sus niveles presuntamente petrolíferos, así como del tipo de crudo contenido en ellas.

Una segunda dirección será la exploración profunda, o sea a niveles precretácicos, en una primera etapa dentro o en las cercanías de la franja petrolífera ya descrita.

La presencia de la discordancia jurásico-cretácica con características de inconformidad de los rasgos estructurales de uno y otro período geológico, han motivado que se haya emprendido la reinterpretación de los estudios sísmicos de las formaciones precretácicas para seleccionar las mejores localizaciones estructurales en esos niveles. Dichos estudios llevarán a un mejor conocimiento estratigráfico de dichas cuencas en niveles infrayacentes y de sus características genéticas para el hallazgo de hidrocarburos. Lo cual, así como el carácter estructural del precretácico, permitirá orientar las exploraciones posteriores.

Una tercera dirección exploratoria podría ser la búsqueda a niveles del cretácico, de yacimientos, en la zona correspondiente al litoral oriental de dicha cuenca. Si bien, esta orientación es sostenida por varios técnicos ecuatorianos, por ahora no parece ser más que un intento de aplicación de una teoría general al caso práctico del país, ya que las comprobaciones efectuadas hasta ahora, no han demostrado en el borde oriental de esta cuenca acumulaciones importantes de petróleo, sino más bien discretas y de un tipo de crudo desfavorable.

En efecto, una zona al menos próxima a donde dicho fenómeno podía haberse producido es la prolongación nororiental de la situada entre los ríos Aguarico y Napo, allí, justamente se han comprobado yacimientos de petróleo pesado y estructuras improductivas, hasta la fecha. La zona

/al norte

al norte del río Aguarico, limítrofe con Brasil y Colombia, presenta ya afloramientos de la Formación Napo.

El amplio resto de la extensión de la cuenca geológica oriental, al sur de la Línea SO-NE que va de Yuturi a Curaray y Guallino y de ella hacia el sur hasta el límite del Protocolo de Río de Janeiro 1942, constituye el ámbito donde tendrá lugar la cuarta orientación de la actividad exploratoria futura.

Los intentos aislados ya emprendidos mediante las perforaciones mencionadas, podrían ser considerados como un primer y aparente resultado desalentador, pero la reserva de petróleo liviano que se comprobara en Perú, en la zona situada inmediatamente al sur del límite indicado por el Protocolo de Río de Janeiro 1942, reitera que dicha zona ecuatoriana, al menos la situada inmediatamente al norte de dicho límite, constituye uno de los más atractivos prospectos exploratorios para los próximos años.

El primer paso emprendido ya ha sido el relevantamiento sísmico llevado a cabo en esa zona por una compañía petrolera particular; no conocemos nada acerca de su interpretación, pero, preliminarmente podemos adelantar que si las características de las estructuras anticlinales que descubriera la Compañía Occidental en el Perú de escaso desarrollo areal y en muchos casos poca definición de relieve, se repiten en la zona contigua ecuatoriana, habrá que densificar dicho relevantamiento sísmico hasta alcanzar una malla de red con un control detallado de registros que hagan posible la mejor localización e interpretación de esas características estructurales.

La reserva comprobada en Perú por la compañía aludida aproximadamente (unos 300 millones de barriles) y las características de ese crudo (de 32° a 42° API) alientan a proseguir con este prospecto exploratorio y disponerse a plantear su exploración intensiva a partir del límite aludido,

/o sea,

o sea, donde esos datos fijan un punto de partida para estudiar las características geológico-petroleras de las formaciones productivas desde aquel límite hacia el norte.

Es conocido que en Perú, las características geológicas de esa porción de la cuenca indican, en niveles del cretácico, la presencia de un área que acompaña al flanco oriental de dicha cuenca con orientación NNO-SSE, de carácter deltaico, en cuyo ámbito la mayoría de las estructuras exploradas son petrolíferas productivas. Es obvio que a partir del conocimiento de ese fenómeno, habrá que ir reconociendo mediante perforaciones, su prolongación en el Ecuador.

La evaluación integral de las reservas de esa zona permitirá decidir luego el orden de la inversión consiguiente para proceder a su desarrollo y su ulterior evacuación, todo lo cual, a diferencia de los objetivos anteriormente mencionados, podría ser de una magnitud considerable, dada la extensión a explorar con perforaciones, así como la distancia de esa zona a la cabecera del oleoducto (unos 250 a 300 kilómetros).

4. Consideraciones sobre la exploración petrolífera en el futuro inmediato del Ecuador

Resumiendo las anteriores consideraciones sobre las áreas de mayor interés para la exploración petrolífera del país, sobre todo en consideración a la coyuntura de la actual producción de petróleo y su pronóstico a mediano plazo, así como su relación con la reserva permanente, diremos que se concluye:

/a) La necesidad

a) La necesidad urgente de emprender programas exploratorios ambiciosos tanto en el oriente como en el litoral del país.

b) Que dichos programas, en parte podrían ser considerados la continuación de la exploración gradual que en la actualidad realizan tanto la empresa estatal CEPE como los consorcios CEPE-TEXACO y CEPE-CEPCO, en sus áreas respectivas, los cuales tienen un ritmo determinado y un peso sobre las inversiones y obras que se realizan normalmente en las zonas petrolíferas del país.

c) La comparación entre la gradual disminución de la reserva remanente de petróleo y el rimo exploratorio actual, induciría a conceptuar a dicho ritmo exploratorio, sus inversiones, etc., como muy modestos para esperar de él un cambio significativo en la posible ampliación de las reservas comprobadas.

d) Las circunstancias mencionadas aconsejan el emprendimiento de otros programas exploratorios de mayor magnitud, que complementan a los considerados anteriormente, los cuales por sus características de extensión y cobertura en las cuencas sedimentarias descritas como de interés, así como por las inversiones y gastos que demandarán, constituirán un esfuerzo técnico mayor respecto del efectuado en los últimos seis años.

e) Una apreciación de la extensión total que dichos programas podrían alcanzar sería del orden de los diez millones de hectáreas, de los cuales aproximadamente un 60 por ciento serían en el oriente y el resto en el litoral.

Con tal extensión, una buena parte de la exploración en las áreas de mayor interés petrolífero del país podrían ser cubiertas en un período a fijar, pero cuyo inicio convendría no demorar dentro del próximo quinquenio.

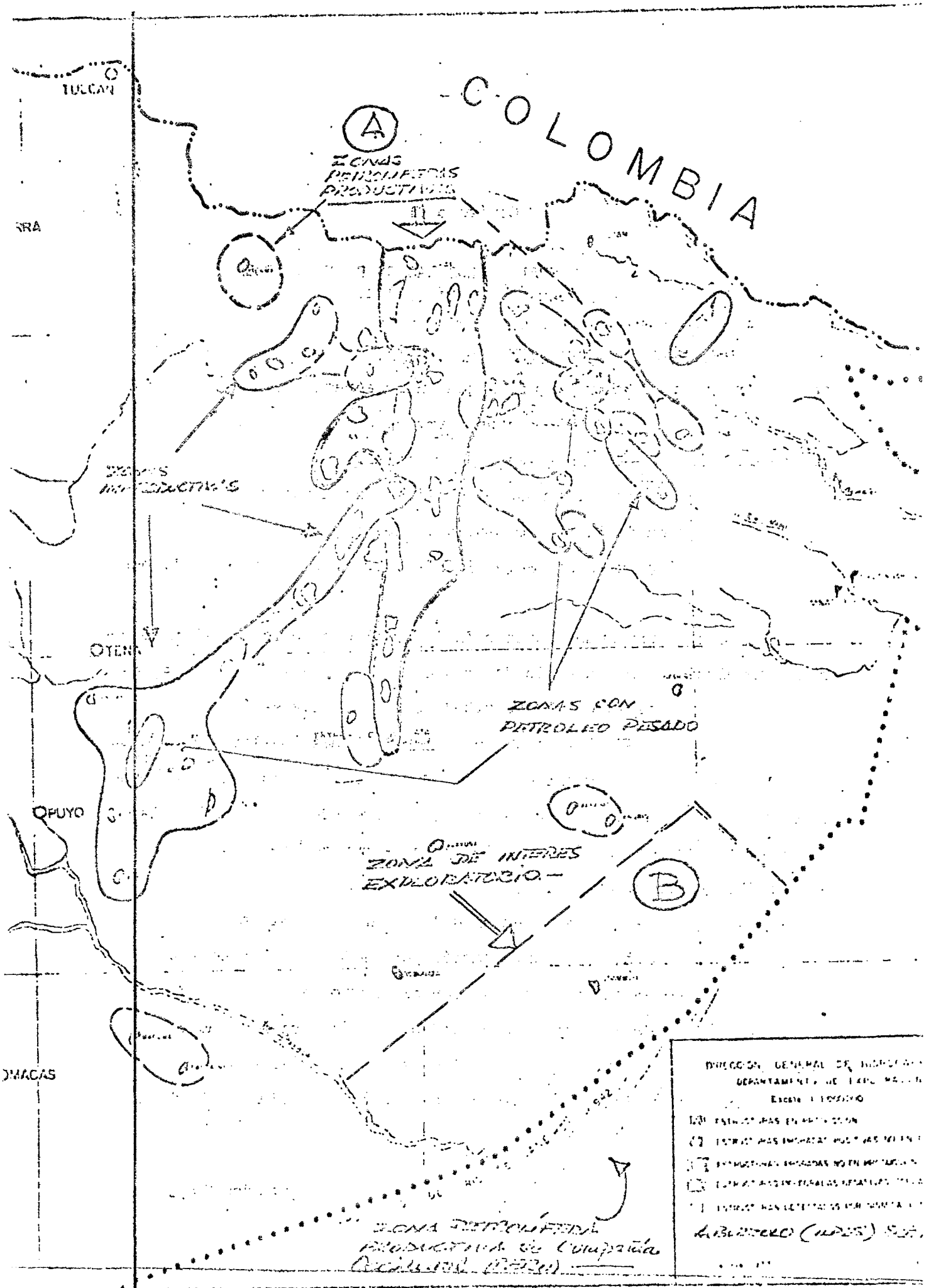
/f) Se estima

f) Se estima que la inversión a ejecutarse por hectárea en estos trabajos exploratorios, incluyendo la prospección geofísica, los pozos exploratorios consiguientes y las obras complementarias a realizar, podría alcanzar a US$ 30, lo que haría un total de 300 millones de dólares americanos, aproximadamente.

Se entiende que esta apreciación es altamente tentativa y se basa en la experiencia peruana, país donde, en cinco años, se exploraron 16 millones de hectáreas a un costo de 500 millones de dólares (US$ 31.25/hectárea), labor efectuada por 17 compañías y donde se realizaron exhaustivamente trabajos geofísicos y perforaciones exploratorias por un total de 160 pozos.

En el caso ecuatoriano, la diferencia estaría en que parte de esta exploración se efectuará en off-shore, pero, dado que muchos de los costos de la selva podrían ser equivalentes con los del litoral, en una primera aproximación podrían considerarse similares para un cálculo general.

/Mapa


COLOMBIA
A
ZONAS PETROLIFERAS PRODUCTIVAS
ZONAS NO PRODUCTIVAS
ZONAS CON PETROLEO PESADO
ZONA DE INTERES EXPLORATORIO
B
TUCAN
OTEN
OPUYO
ZONA PETROLIFERA PRODUCTIVA DE COMPAÑIA

Capítulo VI

ESTIMACION GENERAL DE LOS GASTOS E INVERSIONES EN EL SECTOR ENERGIA 1979-1983

A la fecha de cerrar este informe, no se dispuso de todos los datos para poder hacer un cálculo que aunque fuera apreciativo pudiese tener validez como monto global de gastos e inversiones, sectoriales, por lo que se dan sólo cifras parciales y provisorias.

En términos generales podría admitirse que ambos subsectores podrían mostrar en definitiva montos globales aproximadamente equivalentes que sumados harían un total que oscilaría entre 1 100 y 1 500 millones de dólares.

Los datos correspondientes a INECEL y el Consorcio CEPE-Texaco han sido comunicados por las entidades respectivas; el primero resulta de su Plan de Obras hasta 1990, diferenciándose lo que será según propia opinión hecha pública por INECEL, del orden de 120 millones anuales; el segundo de los datos que dicho consorcio hizo conocer a miembros de la Junta de Planificación, con el detalle de lo que corresponde en cada año a la exploración, la producción y el oleoducto, y cuyas sumas anuales se transcriben en el cuadro 20.

Los datos que corresponden a CEPE, lamentablemente aún no fueron comunicados a la Junta de Planificación por la Corporación Estatal; cuando ello suceda deberán ser incorporados en el cuadro referido.

Las cifras de 2 c) de dicho cuadro son sólo estimativas y así deben ser consideradas. Como se explicara en el Capítulo V se basa en un cálculo general hecho sobre la experiencia del Perú en

/Cuadro 20

Cuadro 2

MONTOS GLOBALES DE GASTOS E INVERSIONES DEL SECTOR ENERGIA

1979 - 1983

(Millones de dólares)

	1979	1980	1981	1982	1983	TOTAL
1. ELECTRICIDAD						
INECEL	120	120	120	120	120	600
2. PETROLEO a/						
a) Consorcio CEPE-Texaco b/	37.4	41.4	42.8	34.7	33.8	166.1
b) CEPE c/						
c) Estimación de la inversión en exploración (áreas no asignadas d/	-	50	50	100	100	300
Totales	(157.4)	(103.4)	(212.8)	(254.7)	(253.6)	(1.066.1)

a/ No se involucraron las cifras correspondientes a CEPCO, por no haber sido conocidas a la fecha

b/ Se transcriben los montos globales según datos del Consorcio. Cualquier variación de los trabajos a efectuar, según los programas que se aprueben deben ser agregados al cuadro

c/ A la fecha de terminación de este informe, CEPE no había comunicado sus cifras estimativas para el quinquenio.

d/ Se trata de una estimación global según puede verse en el texto del informe.

/Los años

los años 1970-1975 que aplicó sobre un total de 16 millones de hectáreas, un gasto total de algo más de 30 dólares por hectárea; utilizando dicho índice a una prudente apreciación de la superficie útil a ser explorada en el Ecuador, tanto en tierra como en off shore, resultaría un total de unos 300 millones de dólares.

Es obvio señalar que, en gran parte, esto último depende de la intensidad de dicha exploración y principalmente de la cantidad de pozos exploratorios que se efectuasen en dichas áreas. Tal actividad será emprendida en una segunda etapa exploratoria luego de aplicar los métodos geológico-geofísicos de prospección y de la interpretación de esos estudios serán seleccionadas las localizaciones susceptibles de ser perforadas; en consecuencia y como no puede apreciarse a priori la cantidad de pozos exploratorios, es lógico que en este aspecto podrá haber ajustes moderados o significativos de la cifra adelantada en esta oportunidad.

Debe aclararse también que a la fecha no podría, sino muy parcialmente, calcularse cuánto de los gastos e inversiones globales le corresponden al sector público. En ese campo entran las correspondientes a INECEL, las proporcionales del Consorcio CEPE-Texaco y las de CEPE que deben ser incorporadas como se dijo en líneas anteriores.

Respecto de las atribuidas a la exploración en áreas no asignadas, es prematuro adelantar dato alguno a la fecha, dependiendo de la política que se formule al respecto en la oportunidad correspondiente.

/Capítulo VII

Capítulo VII

SINTESIS DEL DIAGNOSTICO, PROGNOSIS Y CRITERIOS PARA LA FORMULACION DE UNA ESTRATEGIA EN EL SECTOR ENERGIA

Un breve examen del consumo de la energía comercial en el Ecuador, a 1976, último año del que se dispone de todos los datos que concurren a ello, muestra que el 93.3 por ciento es resultante del uso de los hidrocarburos y sólo el 6.7 por ciento de la energía hidráulica.

Esta característica estructural está vinculada estrechamente al desarrollo de la oferta interna de energía que, durante los últimos años y principalmente desde el comienzo de la producción de petróleo en la Región Oriental, debió acompañar las modalidades de la demanda interna en sus diversos aspectos:

1. El consumo total de energía eléctrica entre los años 1962-76 creció a una tasa anual promedio de 10.98 por ciento en tanto el producto interno bruto creció sólo al 5.62 por ciento, observándose que a partir de 1974 este último aumentó fuertemente por las exportaciones de petróleo crudo, sin que el consumo de energía eléctrica creciera con igual intensidad.

2. La generación de energía eléctrica. La participación de las principales fuentes de generación eléctrica, entre los años mencionados, demuestra una tendencia general al incremento de la termoelectricidad y una menor participación de la hidroelectricidad, lo cual en gran parte, ha tenido lugar en los últimos 3 a 4 años, en coincidencia con la mayor disponibilidad de productos de petróleo (diesel y residuo) en el mercado interno y la consecuente instalación de plantas térmicas para abastecer los requerimientos de la demanda creciente de electricidad.

/Los porcentajes

Los porcentajes que ilustran el fenómeno descrito, para 1966 y 1976, respectivamente, demuestran que para el primero de esos años la capacidad instalada en el total del país era de 15.84 por ciento para la termoelectricidad y de 84.16 por ciento para la hidroelectricidad, en tanto que en 1976 la termoelectricidad crecía su participación a 42.39 por ciento y la hidroelectricidad descendía a 57.61 por ciento.

3. Regionalmente, la evolución de la generación de energía eléctrica entre 1966 y 1976, presenta una expansión similar en la Costa y la Sierra y una menor expansión en el Oriente. Pero, diferencialmente, la mayor generación en la Costa fue exclusivamente debida al desarrollo de la termoelectricidad en tanto en la Sierra concurrieron ambas formas de generación, aunque también fue predominante la termo sobre la hidroelectricidad.

4. El consumo de energía eléctrica por sectores económicos en los últimos diez años (1966-1976), muestra una mayor demanda relativa de los consumos en transportes, sector doméstico y comercial, un leve incremento en la demanda para alumbrado público y una menor participación del consumo industrial; en síntesis, una mayor participación de los servicios sobre las actividades productivas.

Con mayor detalle vemos que la demanda en 1976 se caracteriza por un predominio de los transportes en el consumo general (61.6 por ciento) y, en particular en las gasolinas que, por su participación en el total de los derivados (40 por ciento) así como por su dinámico crecimiento en el consumo de los productos, ha pasado a constituirse en el indicador del fenómeno general. La producción de termoelectricidad ocupa el segundo lugar con el 14.6 por ciento, seguido por la actividad doméstica-comercial que ocupa el tercer lugar (10.3 por ciento) y sus productos de consumo

/son kerex,

son kerex, gasolina y LPG; le siguen la actividad pesquera (8 por ciento), la industria que representa sobre el total de consumo de productos el 3.5 por ciento y ellos son principalmente diesel y residuo y, finalmente, la agricultura y otros sectores, con el 2 por ciento.

5. La demanda de los derivados del petróleo durante la década de los sesenta creció a una tasa promedio anual de 7.6 por ciento mientras que en los años transcurridos de esta década su crecimiento fue mucho más dinámico, alcanzando una tasa promedio del 15.5 por ciento entre los años 1972 y 1977. Si bien podría atribuirse como fenómeno general que ello fue acorde con correspondientes tasas de crecimiento de la economía, no puede señalarse una correlación muy ajustada entre ambos indicadores. Sin duda que los precios de los productos de petróleo no sólo están muy por debajo de los correspondientes a los mismos productos en la mayoría de los países de América Latina, sino también por debajo de sus costos de producción; ello contribuyó a estimular la demanda y el aumento de los servicios, en particular del transporte y la consecuente importación de vehículos automotores; ese fenómeno y, en menor medida, el desarrollo de la termoelectricidad, explican la mayor participación de esta fuente de energía en el total de la energía comercial.

6. La oferta interna de productos entre los años 1972-1977 fue satisfecha esencialmente de la producción nacional, ya que sólo en los años 1975, 1976 y 1978 participaron volúmenes de productos importados en porcentajes de 1.5 por ciento y 7.3 por ciento sobre el total de dicha oferta para los dos primeros años mencionados y estimativamente un 2.1 por ciento para 1978.

/7. En el

7. En el orden de la energía comercial total, el consumo se reparte en forma similar entre la Costa y la Sierra, pero en cuanto a hidrocarburos la Costa constituye la región con el mayor consumo y con un crecimiento más dinámico. Ello es la consecuencia parcialmente de la gravitación de la termoelectricidad como ya fuera dicho, pero principalmente por la mayor demanda de transporte. Ello se evidencia en la Provincia del Guayas, que es la de mayor consumo global del país y por habitante/año, seguido por Pichincha.

8. Si bien en el año 1976, el consumo de gas licuado (LPG) no era relevante en el contexto de la energía comercial debe mencionarse que en los años siguientes su demanda se ha incrementado considerablemente, habiendo crecido desde 1972 a una tasa siempre superior al 30 por ciento anual, lo que planteó la necesidad de importar gas, en volúmenes crecientes, desde esa fecha.

9. Como síntesis de todo lo anterior, tenemos entonces que la participación de las distintas fuentes de energía en la oferta total de la energía comercial (hidroeléctrica más hidrocarburos en sus diversas formas, pero principalmente subproductos de petróleo) mostraba en 1976, un claro predominio de estos últimos que representaron el 93.3 por ciento, en tanto la energía de origen hidráulico, sólo el 6.7 por ciento, como fuera dicho inicialmente.

Conforme fuera señalado en el punto anterior, esta situación se agudizó en la presente década, en coincidencia con el auge petrolero, lo cual determinó una fuerte dependencia del petróleo para el abastecimiento interno de energía del país, dependencia que no es congruente con la oferta interna de este recurso.

/10. Las reservas

10. Las reservas comprobadas de petróleo y remanentes a la fecha, serían según fuentes de diverso origen (Dirección General de Hidrocarburos por una parte y por la otra, el Consorcio CEPE-Texaco) del orden de 1 150 millones y de 1 400 millones de barriles en recuperación primaria. En la segunda de esas entidades se estima que, al volumen anterior, deben agregarse 611 millones de barriles a recuperar con procedimientos de producción secundaria, no disponiéndose de estimación alguna de la Dirección General de Hidrocarburos, sobre el particular.

Esta distinta apreciación de la reserva remanente y los distintos criterios a aplicar en la política de producción futura plantean la disyuntiva de obtener, en un caso volúmenes totales decrecientes de petróleo durante la próxima década o bien, mediante recuperación primaria, secundaria y otros recursos técnicos extractivos, mantener niveles de producción anuales no declinantes o de menor declinación en igual período.

11. Las exportaciones de petróleo y marginalmente productos, efectuadas en cantidades variables desde 1972 hasta la fecha, tendrían en el futuro comportamientos decrecientes en las alternativas descritas en el párrafo anterior, por la declinación natural de los campos más el posible incremento del consumo interno.

El consumo de petróleo para los próximos 5 a 10 años, tendería a reducir levemente; como consecuencia, entre otras razones, de un menor crecimiento de la economía ecuatoriana, producto a su vez de la gravitación de una exportación de petróleo a niveles más bajos que los obtenidos en los años precedentes y, consecuentemente, de una menor disponibilidad de divisas para, entre otras cosas, financiar su proceso de acumulación. Sin embargo, considerando otras alternativas posibles, el consumo seguiría creciendo a pesar de que se adopten algunas medidas correctivas.

/Las tasas

Las tasas alternativas de crecimiento del consumo que se consideraron para fundamentar el razonamiento precedente, fueron globalmente de 15.5 por ciento que constituye el promedio histórico entre los años 1972-1977, de 13.2 por ciento que podría constituir una relación aceptable entre el PBI y el consumo de productos de 1:2, considerando un crecimiento de igual de 6.6 por ciento anual en los años próximos; y, finalmente, de 10.9 por ciento que fue la menor tasa anual de crecimiento del consumo durante el período 1972-1977.

12. Las características descritas para una prognosis de la producción de petróleo y productos por un lado y, por otro, del consumo interno según la tasa de crecimiento del 15.5 por ciento anual y la consiguiente necesidad de importar productos blancos para abastecer el mercado interno, podrían motivar una fuerte caída del saldo neto de la balanza de hidrocarburos que, de un valor de 618.2 millones de dólares estimados para 1978, descendería a 174.6 millones de dólares en 1983.

Esta disminución gradual de los excedentes petroleros exportables repercutirá en el corto y mediano plazo sobre la economía del país y esencialmente sobre el propio sector petrolero que, para continuar su desarrollo futuro, necesita de importantes requerimientos financieros. Tal fenómeno se producirá en forma creciente y gradual a distintos plazos según se optase por distintos programas de producción así como, complementariamente, por la adopción o no de medidas de contención al consumo de productos de petróleo.

En la coyuntura actual, los programas de producción, no pueden ser juzgados en forma aislada y sólo en base a criterios técnicos: se trata de elegir, el plazo y la consiguiente inversión para producir determinados volúmenes de hidrocarburos contenidos y recuperables en los yacimientos y ello es función de parámetros técnicos de conservación de los campos,

/pero también

pero también de una política cuyo diseño debe contemplar las necesidades de la economía del país en un plazo dado, las características del sector energía, las consecuencias y requerimientos de las alternativas en términos tanto económicos como sociales y políticos.

Atendiendo a las reservas de hidrocarburos del Ecuador a la fecha, así como al estado del desarrollo de la hidroelectricidad y plazos necesarios para un adecuado crecimiento de su oferta, pareciera que lo más prudente en la presente coyuntura, es adoptar una política de producción moderada que mantenga una relación con la reserva comprobada de no menos de quince años, para dar tiempo al proceso de intensificación de la exploración y consecuentemente tratar de lograr una expansión de las reservas comprobadas a mediano plazo.

En síntesis, los rasgos más salientes en el diagnóstico del sector energético en el Ecuador indican: un bajo desarrollo de la hidroelectricidad en relación a la potencialidad apreciada para el país en el contexto de América Latina; un excesivo desarrollo último de termoelectricidad dependiente de productos de petróleo; un excesivo consumo de productos de petróleo, alentado entre otros factores, por una política de precios que distorsiona la demanda y que es altamente inconveniente si se atiende a la moderada reserva de hidrocarburos y la consecuente producción pronosticable de petróleo para los próximos diez años; una declinación de la exportación que constituirá la más importante restricción de la economía ecuatoriana para los próximos años, lo cual condicionará su crecimiento para no menos de una década.

Está implícito en lo dicho precedentemente que un desarrollo básicamente espontáneo de las tendencias de consumo señaladas llevarán al sector a su punto más crítico, pronosticable entre 1984-86, cuando el consumo interno podría alcanzar la producción nacional de petróleo, a partir

/del cual

del cual habría que comenzar una importación creciente de no disponerse para entonces de nuevas reservas explotables.

13. Algo similar puede decirse para el gas cuya oferta, sumando volúmenes de gas de refinería y gas natural recuperado en yacimientos del Oriente, expresado todo como gas líquido de petróleo (LPG), evolucionaría en forma creciente de 46 500 ton. por año en 1978 hasta 332 500 en 1983. Considerando que la demanda interna futura entre 1978-88 creciera según la tasa histórica 33.1 por ciento, el saldo exportable al año 1983 sería de 74 400 toneladas que, a los precios actuales, equivaldría a 8.9 millones de dólares; sin embargo, si se condicionase dicha demanda a una oferta de crecimiento restringido, el saldo exportable de aquel año significaría un valor de 19.3 millones de dólares.

En una y otra alternativa, la suma en valor de las exportaciones en el período 1979-83 alcanzaría a 16.7 y 36.5 millones de dólares, respectivamente; advirtiéndose que estas exportaciones tienen un gran significado en la balanza comercial de los hidrocarburos.

14. Si se conjuga lo anterior con la exportación de petróleos y productos que podrían obtenerse en 1983, se advierte que en un momento crítico para la primera, las exportaciones de gas constituirían un auxilio valioso ya que, en el caso alternativo de una mayor exportación de gas, ésta, en valor, constituiría el 11 por ciento del total de exportación de hidrocarburos en 1983.

Los criterios llamados a orientar una estrategia para la energía se derivan, en gran medida, de la situación descrita y podrían ser ordenados en coincidencia con las restricciones principales del sector cuya síntesis es la siguiente:

/a) <u>En el</u>

a). En el orden de la energía comercial

i) Excesiva dependencia de los recursos no renovables (los hidrocarburos) para la conformación de una oferta que resultará vulnerable frente a una demanda en crecimiento dinámico.

ii) Escasa y decreciente participación de los recursos hidroeléctricos en la oferta total.

b) En el orden de los hidrocarburos

i) Desarmonía entre una reserva moderada de petróleo y escasa de gas natural, para integrar una oferta adecuada a las exigencias de la exportación y de la demanda interna.

ii) Demanda interna de productos con niveles de consumo excesivamente dinámicos, determinada básicamente por una política subsidiadora de precios, su consecuente repercusión en los servicios y el desfinanciamiento de las empresas públicas del sector.

c) En el orden del aprovechamiento hidroeléctrico

i) Retraso en el desarrollo de las fuentes de energía de este tipo, motivado esencialmente por las altas inversiones que requiere el subsector y por la facilidad de integrar la oferta mediante termoelectricidad, a mayor celeridad y menores inversiones fijas.

En consecuencia, dichas restricciones debieran ser superadas mediante una estrategia que contemple:

a) Ampliación de las reservas de hidrocarburos mediante dinámicos programas exploratorios, con prioridades a establecerse en función de:

i) Areas con mayor probabilidad de descubrimientos de importancia de yacimientos de petróleo y/o gas.

ii) Posibles áreas productivas y accesibles para una evacuación más rápida de la producción y a menor costo, en relación a la potencialidad productiva.

/iii) Localización de

iii) Localización de los presuntos yacimientos, las refinerías y los mercados principales y/o puertos para su exportación.

iv) Monto de las inversiones por zonas según los trabajos exploratorios a realizar, las profundidades a alcanzar con las perforaciones, los riesgos posibles por complicaciones geológico-productivas, etc.

b) Programar la producción de petróleo, manteniendo una proporción entre sus volúmenes y la reserva remanente en cada caso no menor a quince años y atendiendo a una adecuada conservación de los yacimientos

c) Diseñar un programa de racionalización del consumo de los productos de petróleo que atienda a:

i) Implantar una política de precios destinada a reducir el consumo excesivo diferenciando selectivamente su aplicación para evitar el mayor impacto sobre los servicios públicos de transporte. Se tendería a conseguir, en un período dado, precios reales que cubran los costos y un margen de capitalización para CEPE, IHECEL y otros organismos nacionales.

ii) Programar la importación de automotores en cantidad y tipos para reducir el consumo de productos de consumo excesivo y de mayor precio relativo y tender al consumo de otros productos con mayor rendimiento en el transporte y de menor precio relativo.

iii) Efectuar balances de energía por sectores económicos para programar acciones de racionalización que optimicen el uso de los productos de petróleo.

iv) Efectuar un estudio especial en el sector transporte para programar el uso de tipos de vehículos con mayor rendimiento por unidad de energía consumida, tendiente a la sustitución favorable de productos de petróleo y/o tipo de energía.

/v) Tender a

v) Tender a la sustitución gradual de los combustibles derivados del petróleo para la generación de termoelectricidad preferentemente por hidroelectricidad y otras fuentes renovables.

vi) Estudiar proyectos de agregado de alcohol a las gasolinas para disminuir el consumo de éstas en el transporte automotor.

d) Ampliar la oferta de la hidroelectricidad mediante la realización del programa de obras del sistema nacional interconectado, que fuera preparado por INECEL para 1977-1988, cuyo financiamiento debiera ser considerado prioritario en los proyectos a desarrollar en el Plan 1979-1983. Ello permitirá:

i) La no ampliación del sistema termoeléctrico actualmente en las últimas fases de su expansión, tendiendo a la sustitución de la termoeléctrica ya instalada por energía hidroeléctrica.

ii) Atender los incrementos de la demanda potencial estimada de energía eléctrica hasta 1988, sólo con energía hidroeléctrica.

iii) Proyectar la introducción del transporte eléctrico tanto al interior de las ciudades (troley-bus) como en los trayectos suburbanos e interprovinciales y nacionales, cuya factibilidad será evaluada en el futuro.

Concluyendo, la conceptualización de la estrategia en el sector energía, estaría basada en los criterios complementarios siguientes:

a) En el corto plazo sólo cabe esperar resultados de aquellos enfoques que permitan, por un lado, reducir el consumo de productos de petróleo, en particular el de las gasolinas y, por otro, ir reduciendo gradual y permanentemente el subsidio vía precios que hasta ahora no ha permitido, entre otras cosas, ofrecer un buen apoyo financiero a las empresas públicas del sector.

/b) En el

b) En el mediano plazo avanzar en la gradual sustitución de la termoelectricidad por hidroelectricidad, a fin de conseguir, hacia 1983, algún avance en ese sentido y, a 1988, la liberación total de los productos de petróleo para esos usos.

c) En el mediano a largo plazo, puede esperarse el descubrimiento gradual de nuevas reservas de hidrocarburos (petróleo y/o gas) en el suroriente y en el litoral ecuatoriano ("off shore") desde el litoral norte de Manabí hasta el Golfo de Guayaquil; la consecuente evaluación de su reserva, su desarrollo y ulterior producción para incorporarlas al mercado. Todo este proceso podría exigir un tiempo de desarrollo de 5 a 7 años, por lo que, hacia 1985, podría estimarse que dichas posibles reservas se incorporarían a la producción.

Se entiende claramente que los enfoques expuestos y el orden en que ello tendría lugar, persiguen lograr una suerte de aplicación ordenada de acciones que irían encadenando sus efectos en un proceso creciente de racionalización del sector, en donde las acciones en un primer plan (1979-1983) tendrán efecto en la contención del consumo de productos de petróleo y, en otros, la iniciación de un proceso de sustituciones, a mediano y largo plazo, de recursos energéticos no renovables; por último, todo ello daría tiempo al desarrollo de una intensa exploración de hidrocarburos, proceso que requiere no sólo de un buen enfoque inicial de localidades a explorar, instrumentos a utilizar y financiamientos, sino del análisis de los resultados y su evaluación y, finalmente, la programación para el desarrollo de la reserva descubierta y su colocación en el mercado interno y eventualmente externo

/Es obvio

Es obvio que constituyendo todas las recomendaciones estratégicas ya expuestas y las medidas de políticas que ellas conllevan un todo orgánico, debieran ser sostenidas y puestas en práctica por un organismo coordinador que aune los criterios y las acciones que actualmente están a cargo de instituciones que actúan por separado dentro del sector energía, ya sean empresas públicas o dependencias de diversos Ministerios. Considerando la importancia que los problemas de la energía tienen para la economía ecuatoriana en la actual coyuntura y en el futuro mediato, dicho organismo debiera actuar a un alto nivel y disponer de suficiente autoridad para que su acción sea realmente efectiva.

Mediante la aplicación de la estrategia descrita y sus políticas consecuentes, programas y proyectos a formular según las orientaciones aquí recomendadas, podría tenerse una modificación en la estructura de la oferta de energía al finalizar el quinquenio 1979-1983, la cual tendría un mayor significado en 1988, como puede apreciarse en los anexos adjuntos. Este sería el comienzo de una etapa inédita en el país, con una mejor aplicación de los recursos energéticos renovables y un uso más racional y prudente de los recursos renovables. De tal modo, que en los períodos posteriores a 1988, satisfecha predominante o totalmente la demanda de electricidad mediante la hidroelectricidad, los nuevos recursos de hidrocarburos entrarían a un mercado ordenado con criterios de mayor racionalidad no sólo en lo relativo a sus usos, sino a precios más reales y redituales para sus empresas. Consecuentemente, habría una mayor seguridad financiera para estas empresas en su esfuerzo de continuar sosteniendo un nivel aceptable de reservas, de producción de crudo y gas y un abastecimiento eficiente de productos y servicios.

/Cuadro 21

Cuadro 21

PROYECCION POSIBLE DE LA ESTRUCTURA DE LA DEMANDA DE ENERGIA COMERCIAL 1976 - 1983

	1976		1983	
	M.t.e.p.	%	M.t.e.p.	%
Petróleo	2.286.2	92.1 93.3	6.447.8 a/	82.1 84.1
Gas	37.5	1.2	193.8 b/	2.0
Hidroelectricidad	163.0	6.7	1.207.6	15.9
	2.486 7	100.0	7.849.2	100.0

a/ Con tasa de crecimiento anual de 15.5%

b/ Con tasa inducida

/Capítulo VIII

Capítulo VIII

LA PARTICIPACION INSTITUCIONAL DEL ESTADO EN HIDROCARBUROS Y SU ROL EN LA APLICACION DE UNA ESTRATEGIA

1. Situación institucional del sector

Desde 1972, año en que se inicia la producción de petróleo en el oriente del país, el rol institucional del Estado en la industria del petróleo, experimentó un importante avance.

Entre las acciones más significativas en la participación estatal en esta actividad, deben mencionarse: la creación de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, CEPE, entidad que opera en el sector en nombre del Estado, y la mayor participación empresarial de éste en la principal compañía exploradora y productora del país, o sea la ex Texaco-Gulf y hoy CEPE-Texaco.

Estos avances del Estado en el orden institucional, conllevó una mayor participación en las actividades correspondientes a cada fase de la industria:

a) en la exploración por la suma de las actividades exploratorias realizadas en las áreas de CEPE, así como de CEPE-Texaco;

b) en la producción por igual situación y, dado que dicho Consorcio produjo en 1978 el 99.1 por ciento de la producción total del país y que CEPE tiene en él una participación de 62.5 por ciento, está claro que por esta sola asociación empresaria, el Estado por su intermedio dispone de la mayoría del petróleo producido;

c) en el transporte de crudo por ser el mismo consorcio quien opera el oleoducto transandino;

/d) en la

d) en la refinación, la refinería de Esmeraldas participa con un 63.41 por ciento del total de productos derivados del petróleo que actualmente se obtienen en el país. A ello se agrega la participación de CEPE en las refinerías de la Península de Santa Elena (Anglo y Gulf), cuyas producciones son de 29 000 y 6 000 barriles diarios, es decir, 24.35 y 12.14 por ciento, respectivamente, del total producido en el país;

e) en la comercialización de productos, donde CEPE tiene a su cargo el total de esta actividad en el mercado interno;

f) en la comercialización externa, donde CEPE participa, al igual que en el abastecimiento del mercado interno, con una cuota de participación equivalente a la de participación empresarial en el Consorcio ya mencionado.

Si a todo lo anterior, agregamos que el Estado ejerce una acción normativa y controladora donde la Dirección General de Hidrocarburos, se advierte fácilmente que la participación institucional del Estado es no sólo predominante por las áreas que cubre en cada fase industrial sino porque a medida que se asciende en ellas desde la exploración hasta la refinación, dicha participación se incrementa.

En la práctica esto equivale a decir que el Estado tiene a su alcance todos los medios institucionales para conducir una política en el subsector que sea coherente en sí misma, coherente con el sector energía en su conjunto y en condiciones de hacerla compatible con la economía del país en su conjunto.

/2. Los medios

2. Los medios del Estado en la aplicación de una estrategia en el sector

En la estrategia recomendada para los hidrocarburos se plantean dos cuestiones fundamentales, a partir de las cuales se ofrecen algunas alternativas de acción y se recomiendan algunas medidas específicas.

Las dos cuestiones básicas a ir resolviendo, que constituyen dos restricciones para la economía del sector y de la economía, son la baja reserva comprobada y remanente de petróleo por un lado y el exceso del consumo de productos en el mercado interno.

Para la primera se recomendó el emprendimiento de una política exploratoria muy dinámica que permita, en el menor tiempo posible, disponer de una reserva comprobada mayor; para la segunda, medidas que van para el corto plazo desde una revisión de los precios hasta la incorporación de un nuevo carburante, pasando por recomendaciones respecto de la estructura futura del parque automotor con menor crecimiento anual y con una estructura de mayor dieselización.

En una y otra situación, el Estado tiene los instrumentos para poder actuar. En el área de la exploración, ya fue dicha la participación de CEPE en las áreas tanto de operación directa y exclusiva, como en las del Consorcio CEPE-Texaco. En ambas las inversiones de exploración debieran ser formuladas atendiendo a las necesidades que al país le plantea la relación reservas-producción-consumo.

Además sobre la superficie libre, aún no explorada o explorada en forma incompleta, y considerada útil para la exploración de hidrocarburos, convendría programar las operaciones de exploración.

Estas no sólo debieran ser programadas, sino realizadas a un ritmo dinámico, ya que dada la extracción efectuada desde 1972 hasta 1978 sobre la reserva original del oriente y la escasa expansión de la

/reserva comprobada

reserva comprobada desde aquella primera fecha, las necesidades de disponer de una mayor reserva son ahora mayores.

Esta situación se refleja en el tema de los programas de hidrocarburos ya examinados que, de algún modo, se basan en el volumen de la reserva remanente.

Existe aquí una discrepancia entre las propuestas del Consorcio CEPE-Texaco y la Dirección General de Hidrocarburos que se hace ostensible en el programa de producción a cumplir en los próximos años. En el trasfondo de este problema técnico están dos cuestiones: por un lado la distinta apreciación de la reserva remanente a recuperar en producción primaria por parte de una y otra entidad (1 150 y 1 400 millones de barriles); y, por otro, la precaución de la Dirección General de Hidrocarburos por la futura marcha de los yacimientos y su preferencia por elegir un modelo de producción de mayor tiempo de extracción, frente a otro de intensificación de la producción espontánea de los campos productores mediante proyectos de estimulación, sostenido por el Consorcio CEPE-Texaco.

En nuestra opinión no pareciera haber sido agotada la discrepancia técnica y acaso conviniese que un comité técnico especial a nivel ministerial estudie el tema, tanto el de los criterios y uso de los parámetros con que se estudió el tema de las reservas de petróleo, así como todas las alternativas de producción técnicamente aceptables que podrían adoptarse, en la actual coyuntura y, finalmente acordarse un programa de mediano plazo que sea congruente y compatible con el plan de energía y con el plan de desarrollo que se formule.

En el orden de lograr una mayor racionalización de los consumos cabe igual consideración de la hecha inicialmente para la producción y la reserva. Pero con una diferencia esencial: la primera de las

/recomendaciones, como

recomendaciones, como fue la de diseñar otra política de precios, involucra ir definiendo no sólo el monto o montos de aumento de los productos, sino el tiempo de aplicación y, todo ello, dentro de una evaluación de los efectos en toda la economía ecuatoriana.

Ello requerirá fijar criterios selectivos o discriminatorios para determinar sobre quién o quiénes recaerán los mayores precios y sobre los que no debe recaer aumento alguno o recaer en menor medida.

Si se pretendiese partir de los costos reales de todas las operaciones y productos involucrados, es posible que, en muchos casos habrá que revisar dichos costos, para lo cual también convendría la formación de un comité de precios, acaso interministerial por las repercusiones generales ya mencionadas.

Los datos fragmentarios trascendidos relacionados sobre costos, parecen demostrar que si se considerara una más rápida recuperación de las inversiones así como una capitalización más conveniente para las empresas estatales, los precios actuales no serían retributivos. Además que ello induce a un consumo exagerado.

En cuanto a las otras medidas de racionalización y su armonización con las enumeradas, sin duda que serán tema del Consejo Superior de la Energía, organismo de reciente creación y que acaso demore en organizarse.

Como ello podría significar un atraso en la aplicación y/o estudio de los temas mencionados, debe insistirse que, ad referendum de que tales temas sean cubiertos por dicho Consejo, podría adelantarse en la constitución de los Comités mencionados; y, aquellos temas que no fuesen de atingencia de dichos comités, como ser las medidas

/referentes al

referentes al parque automotriz, las experiencias para el uso de un nuevo carburante y finalmente el estudio del proyecto de producción de alcohol, podrían ser atendidos por los Ministerios de Transporte e Industria, respectivamente.

Finalmente, se considera conveniente enfatizar que, dadas las características de la actual coyuntura ecuatoriana, el rol normador del Estado en el sector debe ser usado en el máximo de sus posibilidades para lograr entre sus entidades una coherencia y homogeneidad de criterios técnicos y de política sectorial, que evitará la dispersión de enfoques como la que se observa actualmente. Ello dará más eficacia a las acciones a desarrollar en una etapa de la economía del país cuyas características restrictivas exigen también una gran racionalidad institucional.

/Cuadro 22

Cuadro 22

ESQUEMA DE LA PARTICIPACION INSTITUCIONAL DEL ESTADO EN LA ACTIVIDAD PETROLERA ECUATORIANA, 1978

Principales entidades públicas y privadas	Exploración	Producción de petróleo/ gas	Transporte interno	Refinación	Comercialización	
					Interna	Externa
Comercio exterior de energía / Dirección General de Hidrocarburo	Acción normativa y controladora	Idem anterior	Idem anterior	Idem anterior	Idem anterior	Idem anterior
CEPE	Explora en sus áreas	Produce en sus áreas	Transporta productos por terceros	Refina el 30% / Refina el 70%	Comercializa por terceros 100% de productos	Privada 32.5% / CEPE exporta 7.5%
TEXACO 32.5% / CEPE 7.5%	Explora en sus áreas	Produce en sus áreas	Operan oleoducto	(No refina)	(No comercializa internamente)	(No exporta)
CEPCO / CEPE 5%	Explora en sus áreas	Produce en sus áreas	(No transporta)	(No refina)	Participa en comercio interno	Participa en comercio externo

Nota: Las zonas sombreadas corresponden a la actividad privada.